

ПУБЛИЧНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ЦЕНОВОЙ АУДИТ

ОТЧЁТ

Инжиниринговой Компании по результатам проведения технологического и ценового аудита (I стадия) Инвестиционного проекта



РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС 220/10 КВ «ВЛАДЫКИНО», СООРУЖЕНИЕ КРУЭ

ООО «ЭФ-ИНЖИНИРИНГ»



Подготовил:

Руководитель проекта
ООО «ЭФ-Инжиниринг»

_____/С.С. Новиков

Утвердил:

Первый заместитель
генерального директора –
технический директор
ООО «ЭФ-Инжиниринг»

_____/И.В. Сафаров



ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	9
1 ВВЕДЕНИЕ	10
2 ОСНОВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ИНВЕСТИЦИОННОМУ ПРОЕКТУ	11
2.1 Оценка качества и полноты исходных данных, используемых в инвестиционном проекте	11
2.2 Существующее состояние объекта реконструкции	12
2.3 Краткая характеристика инвестиционного проекта	13
2.4 Анализ соответствия проекта, заложенного в инвестиционной программе ОАО «МОЭСК», Стратегии развития Заказчика и электросетевого комплекса России	14
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ	16
3.1 Оценка обоснованности технологических решений	16
3.2 Возможности для оптимизации принятых технических решений	21
3.3 Основные выводы о целесообразности реализации инвестиционного проекта, эффективности технических и технологических решений	22
3.4 Технологические риски	22
4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ	24
4.1 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта	24
4.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта	26
4.3 Экспертная оценка стоимостных показателей инвестиционного проекта	32
4.4 Экспертное мнение о соответствии цены проекта по разработанной проектной документации, рыночным ценам	35
4.5 Выявление возможностей для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости	35
5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	37
6 ПРИЛОЖЕНИЯ	39
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 «Технические данные для укрупненного расчета стоимости вариантов»	39

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

Термин, понятие	Определение
Аудитор / Исполнитель / Инжиниринговая компания (ИК)	Общество с ограниченной ответственностью «ЭФ-Инжиниринг» (ООО «ЭФ-Инжиниринг»)
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	Согласованная государственной / негосударственной экспертизой 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
Договор	Договор возмездного оказания услуг № 19056-409 от «20» мая 2015 г. между ОАО «МОЭСК») и ООО «ЭФ-Инжиниринг»
Заказчик	Открытое акционерное общество «Московская областная электросетевая компания» (ОАО «МОЭСК»)
Инвестиции	Совокупность долговременных затрат финансовых, трудовых, материальных ресурсов с целью увеличения накоплений и получения прибыли
Инвестиционная деятельность	Вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли и (или) достижения иного положительного эффекта
Инвестиционная программа	Утвержденная инвестиционная программа ОАО



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита

	«МОЭСК» на 2015-2019 годы (приказ Минэнерго России от 16.10.2014 г. № 735)
Инвестиционный проект	«Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ».
Индексы	Изменения стоимости в строительстве – это отношения текущих (прогнозных) стоимостных показателей к базисным на сопоставимые по номенклатуре и структуре ресурсы, наборы ресурсов или ресурсно-технологических моделей по видам строительства. Выделяются индексы изменения стоимости строительно-монтажных работ, индексы по статьям затрат: на материалы, эксплуатацию машин и механизмов, заработную плату рабочих, индексы изменения стоимости оборудования, прочих работ и затрат, индексы на проектно-изыскательские работы.
Источники финансирования	Средства и/или ресурсы, используемые для достижения намеченных целей Общества. В состав источников финансирования инвестиционной программы Общества входят собственные и внешние источники
Инвестиционная программа	Документ, состоящий из инвестиционных проектов, планируемых к реализации в установленные программой сроки, утвержденной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 г. №977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»
Капитальные вложения	Инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение механизмов, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты
Методика планирования снижения инвестиционных затрат	Действующая Методика планирования снижения инвестиционных затрат на 30 процентов относительно уровня 2012 года при формировании инвестиционных программ ДЗО ОАО «Россети» (М-МРСК-ВНД-185.01-13),

	утвержденная Распоряжением ОАО «Россети» от 12.09.2013 № 69р
Новое строительство электросетевых объектов	Это строительство объектов электрических сетей (линий электропередачи, подстанций, распределительных и переключательных пунктов, технологически необходимых зданий, коммуникаций, вспомогательных сооружений, ремонтно-производственных баз) в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемых на вновь отведенных земельных участках до завершения строительства всех предусмотренных проектом очередей и ввода в действие всего электросетевого объекта на полную мощность. К новому строительству относится также строительство на новой площадке электросетевого объекта взамен ликвидируемого, дальнейшая эксплуатация которого по техническим, экономическим или экологическим условиям признана нецелесообразной
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)
Объект	ПС №806 «Владыкино»
Объекты недвижимости	Здания, строения, сооружения, включая линейные объекты, подземные, надземные сооружения, в том числе объекты незавершенного строительства, реконструкции и капитального ремонта, технического перевооружения и переоснащения, комплексы зданий, строений, сооружений, неразрывно и/или функционально связанных между собой общей территорией и общими архитектурно-градостроительными, объемно-

	пространственными, функциональными, инженерно-техническими, технологическими и иными решениями, а также иные результаты деятельности, в части регулируемой Федеральным законом от 20.12.2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»
Объект-представитель	Объект капитального строительства, максимально точно отражающий технологическую специфику строительного производства, характерную для объектов данного типа, выбранный из числа аналогичных объектов по принципу наиболее полного соответствия заданному набору требований
Объект-аналог	Объект, характеристики, функциональное назначение и конструктивные решения и технико-экономические показатели которого максимально совпадают с проектируемым объектом
Проектная Документация	Документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт / схем (в графической форме) и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства Объекта и/или его частей, а также результаты Изысканий, утвержденные Заказчиком и получившие (если это необходимо в силу Применимого Права) положительное заключение в результате проведения экспертиз и согласований компетентных Государственных Органов
Проектно-изыскательские работы	Работы по разработке проектной документации, по составу и содержанию соответствующие требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
Публичный технологический и аудит инвестиционного проекта	Проведение экспертной оценки обоснования выбора проектируемых технологических и конструктивных решений по созданию в рамках инвестиционного проекта объекта капитального строительства на их соответствие

	<p>лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта капитального строительства, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в процессе жизненного цикла в целях повышения эффективности использования средств Заказчика, снижения стоимости и сокращения сроков строительства, повышения надежности электросетевых объектов и доступности электросетевой инфраструктуры.</p>
Реконструкция электросетевых объектов	<p>Это 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</p>
Стоимость базисная	<p>Стоимость, определяемая на основе сметных цен, зафиксированных на конкретную дату. Базисный уровень сметной стоимости предназначен для сопоставления результатов инвестиционной деятельности в разные периоды времени, экономического анализа и определения стоимости в текущих ценах.</p>
Стоимость прогнозная	<p>Стоимость, определяемая на основе текущих цен, с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития, на момент окончания строительства.</p>
Строительство	<p>Создание зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства) – в соответствии с законодательством.</p>

Укрупненные показатели стоимости строительства	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. Представляет 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, разрабатываемые на здания и сооружения в целом, единицу измерения объекта или на виды работ.
Участники строительства	Хозяйствующие субъекты, участвующие (непосредственно или опосредованно) в организации или осуществлении строительства Объектов на основании отдельных договоров (генерального подряда, подряда/поставки, субподряда и любых прочих договоров, связанных со строительством, в том числе услуги), по уровням кооперации (не менее четырех уровней): Заказчик – ДЗО Заказчика – генеральный подрядчик – подрядчик (поставщик) Объекта.
Ценовой аудит инвестиционного проекта	Проведение экспертной оценки стоимости объекта капитального строительства с учетом результатов технологического аудита инвестиционного проекта.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БП	Бизнес-план
ИП	Инвестиционный проект
ИПР	Инвестиционная программа развития Общества
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
НДС	Налог на добавленную стоимость
НТД	Нормативно-техническая документация
ОТР	Основные технические (технологические) решения
ПД	Проектная документация
ПНР	Пуско-наладочные работы
ПС	Подстанция
ПСД	Проектно-сметная документация
РЗА	Релейная защита и автоматика
ПА	Противоаварийная автоматика
РУ	Распределительное устройство
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СМР	Строительно-монтажные работы
ССР	Сводный сметный расчет
ТЗ	Техническое/технологическое задание
ТЦА	Технологический и ценовой аудит

1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Отчет о проведения технологического и ценового аудита (I стадия) инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220/10 КВ «Владыкино», Сооружение КРУЭ» разработан в рамках выполнения положений Постановления 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», Федеральным Законом от 25.02.1999 г. № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» с последующими изменениями и дополнениями.

Целью проведения технологического и ценового аудита Инвестиционного проекта является подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, разработка предложений по повышению эффективности инвестиционного проекта, в том числе, оптимизация капитальных и операционных затрат, оптимизация технических решений и оптимизация сроков реализации инвестиционного проекта.

Перечень основных нормативных правовых актов, являющихся основанием выполнения работ:

Указ Президента Российской Федерации №596 от 07.05.2012г. «О долгосрочной государственной экономической политике»;

Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2018 года, утвержденные Председателем Правительства Российской Федерации Д. Медведевым 31 января 2013 года;

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года №511-р;

Постановление Правительства РФ №382 от 30.04.2013г. «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 января 2003 г. №91-р, согласно приложению», утвержденные Первым заместителем Председателя Правительства Российской Федерации И. Шуваловым от 30 мая 2013 г. №2988-П13.

2 ОСНОВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ИНВЕСТИЦИОННОМУ ПРОЕКТУ

2.1 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ИНВЕСТИЦИОННОМ ПРОЕКТЕ

В качестве исходных данных для аудита инвестиционного проекта Заказчиком были предоставлены следующие материалы:

- Технологическое задание на реконструкцию ПС «Владыкино» № 153-15/МА-10120 от 17.11.2008 г.;
- Технологическое задание на реконструкцию ПС «Владыкино» № 153-13/ЧА-193 от 19.01.2012 г.;
- Задание на разработку проекта реконструкции по титулу: «Реконструкция ПС-220 кВ «Владыкино» от 2012 г.;
- Расчет ориентировочной стоимости реконструкции ПС №806 «Владыкино» от 28.11.08 г., выполненный согласно ТЗ № 35-15/МА-10120 от 17.11.08 г.;
- Инвестиционная программа ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы, утвержденная приказом №735 от 16.10.2014 г.;
- Бизнес-план инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ»;
- «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2014 – 2019 гг. и до 2025 г.», подготовленной ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»;
- Модель денежных потоков по Проекту.

На основе проведенного анализа Аудитор отмечает, что предоставленные исходные данные не содержат обоснований части из учтенных в укрупненном расчете основных технических решений. Таким образом, для однозначного подтверждения обоснованности предпосылок реализации Инвестиционного проекта объем представленных исходных данных подлежит на дальнейших стадиях реализации Инвестиционного проекта дополнению/уточнению следующими материалами:

1) выкопировками из паспортов и/или инструкций по эксплуатации заводов-изготовителей эксплуатируемых: силовых трансформаторов, КРУЭ-220 кВ и токоограничивающих реакторов с указанием предельного срока службы данного оборудования;

2) материалами расчетов токов КЗ в сети 10 кВ, подтверждающими необходимость замены существующих токоограничивающих реакторов;

3) Техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» ПС 220 кВ «Владыкино» ОАО «МОЭСК» от 16.09.2011 г.;

4) материалами, обосновывающими необходимость строительства кабельных туннелей для организованного выхода кабелей 10-220 кВ с территории подстанции, а также подтверждающими отсутствие возможности прокладки кабелей 10-220 кВ иным способом.

При этом приведенные ниже в настоящем Отчете экспертные оценки Аудитора сформированы как по результатам анализа предоставленных Заказчиком исходных данных, включая анализ их соответствия «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2014 – 2019 гг. и до 2025 г.», подготовленной ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» (СИПР), так и на основании данных, полученных Аудитором из открытых источников.

2.2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

ПС № 806 «Владыкино», построенная в 1993 г., расположена по адресу: г. Москва, Сигнальный проезд, д.8 и предназначена для электроснабжения потребителей СВАО г. Москвы.

На существующей ПС «Владыкино» закрытого типа в настоящее время установлены:

- два силовых трансформатора ТРДНЦ-63000/220 У1;
- КРУЭ 220 кВ с ячейками типа ЯУЭ-220-40-2000;
- ЗРУ-10 кВ с ячейками типа К-XXVII и К-104.

Все оборудование ПС располагается в здании размерами в плане по координационным осям А/Г-1/13: 27,0x144,0 м. Здание каркасное из сборных железобетонных элементов. Шаг колонн 6,0 м и 9,0 м. Вертикальные отметки здания: 0.000, +2.500, +5.400, +10.200 м. Камеры силовых трансформаторов расположены с обоих торцов здания в осях: Г/Б1-1/3 и Г/Б1-11/13. Существующие силовые трансформаторы имеют выносную систему охлаждения типа ДЦ. Камеры трансформаторов оборудованы отсеками шумоглушения и подкрановыми путями для подвески грузоподъемных механизмов и обеспечения обслуживания трансформаторов.

Силовые трансформаторы установлены на отдельные фундаментные балки, не связанные с общим фундаментом здания. В камере трансформатора по всей площади выполнен маслосборник глубиной 0,6 м с приемком для сбора масла и защитной сеткой.

На ПС выполнена система аварийных маслостоков, обеспечивающая отвод масла из приемков в камерах трансформаторов, а также в камерах дугогасящих реакторов в общий



маслосборник для двух трансформаторов и двух групп дугогасящих реакторов, расположенных на территории ПС.

В каждой камере трансформаторов установлены концевые муфты 220 кВ, разрядники 220 кВ и 10 кВ, два линейных разъединителя 10 кВ к токоограничивающим реакторам.

На отм. +0.000 м располагаются токоограничивающие групповые бетонные реакторы 10 кВ типа РБА-10-2500. Связь между реакторами и КРУ 10 кВ выполнена токопроводами заводского изготовления ТЗК-10-2500-128.

Существующий зал КРУЭ 220 кВ расположен на отм. +2.500 м, в осях Б/В-3/11. На отм. +0.000 м под помещением КРУЭ 220 кВ выполнен кабельный подвал для захода существующих маслонаполненных кабелей высокого давления 220 кВ. Помещение КРУЭ 220 кВ имеет необходимые вспомогательные помещения для обеспечения обслуживания и ремонта ячеек КРУЭ.

На отм. +5.400 м располагается КРУ 10 кВ. Под ним на отм. +2.500 м выполнены кабельный этаж с выходом кабелей 10 кВ в подземные тоннели выдачи мощности.

На отм. +10.200 м располагаются: ЩУ, релейные панели, АБ=220 В, ЩПТ, необходимые служебные помещения ремонтно-эксплуатационного персонала ПС, вентпомещения, АТС, санузел.

К сети 220 кВ ПС присоединена следующими ЛЭП:

- КЛ 220 кВ Владыкино – Бескудниково I, II;
- КВЛ 220 кВ Бутырки – Владыкино;
- КЛ 220 кВ Владыкино – Марфино;

По данным СИПР для технологического присоединения к ПС «Владыкино» подано заявок на общую мощность 17,69 МВА. Из них заключено договоров об осуществлении технологического присоединения на 13,84 МВА. Исходя из этого, дефицит мощности с учетом заключенных договоров на ПС «Владыкино» составляет 11,95 МВА.

2.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

В соответствии с исходными данными, представленными Заказчиком, в рамках Инвестиционного проекта на ПС «Владыкино» предусматривается:

- замена двух существующих трансформаторов мощностью 63 МВА на два трансформатора мощностью 80 МВА, напряжением 220/10 кВ.
- сооружение на месте существующего нового КРУЭ-220 кВ по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанного на присоединение 4-х линий, 2-х трансформаторов и шиносоединительного выключателя;
- замена четырех бетонных токоограничивающих реакторов на сухие, броневого типа с компенсацией полей рассеивания;
- замена четырех дугогасящих реакторов на комплекты РЗДПОМА-2000/10 + ФЗМ-2000/10;

- установка и полная замена морально и физически устаревшего оборудования релейной защиты КРУЭ-220 кВ на новое, выполненное на базе МП терминалов, а также установка дополнительного оборудования ПА;
- установка ПТК АСУ ТП на базе SCADA-системы, включая АРМ на ПС систему диагностики и мониторинга ПТС, ЗИП. КИП оборудование, также обновление ПО ОИК АСДТУ ДП ЭС;
- установка измерительных комплексов учета электроэнергии системы АСКУЭ (в КРУЭ-220 кВ – на всех линейных и трансформаторных присоединениях; в РУ-10 кВ – на всех реконструируемых вводных присоединениях);
- установка стационарных приборов качества электроэнергии;
- модернизация систем связи.

Сроки завершения реализации Инвестиционного проекта:

- в соответствии с представленным Заказчиком бизнес-планом – 2017 г.;
- в соответствии с действующей Инвестиционной программой ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 гг., утвержденной приказом № 735 от 16.10.2014 г. – 2017 г.

Источник финансирования проекта – РAB-составляющая тарифа.

Общие затраты на реализацию Инвестиционного проекта:

- в соответствии с представленным Заказчиком бизнес-планом – 1 748 000 тыс. руб. с НДС;
- в соответствии с действующей Инвестиционной программой ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 гг., утвержденной приказом №735 от 16.10.2014 г. – 1 748 111 тыс. руб. с НДС.

В настоящий момент Инвестиционный проект находится на завершающей стадии проектирования: проектная документация разработана ЗАО «Новая Энергетика», согласована Заказчиком и подготовлена к проведению Государственной экспертизы.

2.4 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТА, ЗАЛОЖЕННОГО В ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ ОАО «МОЭСК», СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ЗАКАЗЧИКА И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Аудитором был проведен анализ в отношении соответствия друг другу следующих документов:

- Инвестиционная программа ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы, утвержденная приказом №735 от 16.10.2014 г.;
- Бизнес-план инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ».

По результатам анализа (см. табл. 2.1) Аудитор заключает, что:

- 1) основные технические решения по Инвестиционному проекту «Реконструкция ПС 220/10 КВ «Владыкино», сооружение КРУЭ» не противоречат «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2014 - 2019 гг. и до 2025 г.», а также «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации»;
- 2) стоимость реализации инвестиционного проекта, представленная Заказчиком в исходных данных, не противоречит утвержденной Инвестиционной программе ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 гг.

Таблица 2.1. Сравнение показателей бизнес-плана и ИПР.

Показатель	ИПР	Бизнес-план
Срок начала реализации Проекта	2011	2011-2014
Срок окончания реализации Проекта	2017	2017
Полная стоимость строительства, тыс. руб. с НДС	1 748 000	1 748 111

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

3.1 ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Основные технические показатели Инвестиционного проекта приведены ниже в табл.

3.1.

Таблица 3.1. Основные технические показатели проекта «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ»

Наименование показателя	Заданные характеристики
Характеристики ПС (ячеек ПС)	
Номинальные напряжения	220 кВ; 10 кВ;
Конструктивное исполнение подстанции и распределительных устройств (открытое, закрытое, комплексная трансформаторная подстанция, комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и т.д.)	КРУЭ 220 кВ (ЯУЭ 220-40) – КРУЭ-220 кВ (с током отключения 63 кА)
Тип схемы каждого распределительного устройства	КРУЭ 220 кВ – две рабочие системы шин
Количество ячеек по каждому распределительному устройству	КРУЭ-220 кВ – 7 ячеек+2 резервные
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	220/10 кВ 2x80 МВА
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности	Средства компенсации реактивной мощности в соответствии с согласованным с филиалом ОАО «СО ЕЭС» - Московское РДУ расчетом режимов проектом не предусматриваются
Система оперативного постоянного тока	1. Количество систем оперативного постоянного тока – 2 шт. 2. ШРОТы установлены в зале ГЩУ и в помещении КРУ-10. 3. Количество аккумуляторных батарей – 2 шт. Оперативный постоянный ток имеет напряжение 220 В.
Основные решения по релейной защите и автоматике	Релейная защита и противоаварийная автоматика выполнена с применением современных микропроцессорных терминалов. В части КРУЭ-220 кВ осуществляется установка и полная замена морально и физически устаревшего оборудования релейной защиты на новое, выполненное на базе МП терминалов. Предусмотрена установка группового УРОВ-220 кВ с действием «на себя» в составе вновь устанавливаемых терминалов дифференциальной защиты шин типа REB-670; На ШСВ-220 кВ установка защит и автоматики в составе микропроцессорного терминала фирмы «ABB» типа REC-670; Установка МП терминалов TOP-100 ЛОК для определения места повреждения на линиях.
Противоаварийная автоматика	На каждой ЛЭП 110 кВ предусмотрена автоматика повторного включения (АПВ). На каждом силовом трансформаторе

	предусмотрено устройство автоматики регулирования напряжения под нагрузкой (АРНТ). Предусмотрена автоматика частотной разгрузки (ЧАПВ), также комплект автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН).
Здания	КРУЭ 220 кВ
Характеристики устанавливаемого оборудования	
Основное электротехническое оборудование (в т.ч. автотрансформаторы, трансформаторы, аппараты средств компенсации реактивной мощности, выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и т.д.), с однозначным указанием места его установки в схеме и требований к мониторингу и диагностике	1. Трансформатор ТРДЦН-80000/220, 2х80 МВА; 2. Трансформатор ДТТНЛ-1000/10, 3х1000 кВА; 3. Токоограничивающие реакторы РТСТБГ-10/3200/0,35, 4 шт. 4. Дугогасящие реакторы РЗДПОМА-2000/10, 4 шт.
Отвод земли	Реализация проекта осуществляется в границах существующей территории подстанции

Состав работ, учтенный в представленном Заказчиком расчете ориентировочной стоимости реконструкции приведен ниже в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Основные технические показатели проекта «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ»

№ п/п	Наименование оборудования, работ	Ед. изм.	Кол-во
ПС 220/10 кВ			
1.1	Демонтаж двух трансформаторов мощностью 63 МВА напряжением 220/10-10 кВ.	шт	2
1.2	Демонтаж выключателей 220 кВ в ЗРУ-220 кВ.	к-т	6
1.3	Демонтаж разъединителей 220 кВ в ЗРУ-220 кВ.	к-т	14
1.4	Демонтаж трансформаторов напряжения 220 кВ в ЗРУ-220 кВ.	к-т	2
1.5	Демонтаж разрядников 220 кВ в ЗРУ-220 кВ.	к-т	2
1.6	Демонтаж разрядников 10 кВ на ЗРУ-10 кВ.	к-т	4
1.7	Демонтаж конструкций под оборудование, ошиновки ЗРУ-220 кВ.	яч.	8
1.8	Демонтаж существующих сдвоенных реакторов в ЗРУ-10 кВ.	к-т	2
1.9	Прокладка 2-х кабельных линий 220 кВ от ПС-206 на КВЛ-220 кВ "Бутырки - Владыкино" и КВЛ-220 кВ "Свиблово - Владыкино" до КРУЭ-220 кВ кабелем из СПЭ сечением 3(1х1200) в одной траншее, длиной по 200 м. каждая.	км	0,4
1.10	Прокладка 2-х кабельных перемычек 220 кВ от камер концевых муфт в ЗРУ-220 кВ на КЛ-220 кВ "Владыкино – Бескудниково-1,2" до КРУЭ-220 кВ кабелем из СПЭ сечением 3(1х1200), длиной по 75 м каждая.	км	0.15
1.11	Прокладка 2-х кабельных перемычек 220 кВ от силовых трансформаторов до КРУЭ-220 кВ кабелем из СПЭ сечением 3(1х2000) в траншее, длиной по 100 м каждая.	км	0,2
1.12	Ячейка силового трансформатора мощностью 80 МВА напряжением 220/10-10 кВ.	шт	2
1.13	КРУЭ-220 кВ по схеме "две рабочие системы шин", рассчитанное на присоединение 4-х линий 220 кВ. 2-х трансформаторов и шиносоединительного выключателя.	шт	7
1.14	Устройства противоаварийной автоматики подстанции при числе присоединений более 2-х.	к-т	1
1.15	Установка и наладка на секциях КРУ-10 кВ АЧР с ЧАПВ на МП терминалах ИЦ "Бреслер".	к-т	4
1.16	Реконструкция релейной защиты и автоматики прилегающей к подстанции сети 220 кВ. РЗА=22%	шт	4
1.17	Установка в КРУ-10 кВ токоограничивающих реакторов РТОС-10-	к-т	4

№ п/п	Наименование оборудования, работ	Ед. изм.	Кол-во
	2500-0,35УЗ.		
1.18	Установка и наладка по два комплекта дифференциальной токовой защиты реакторов 10 кВ на МП терминалах.	к-т	8
1.19	Установка трансформаторов тока с четырьмя обмотками класса 10Р/10Р/10Р/10Р между выводами 10 кВ силовых трансформаторов и каждым реактором.	к-т	4
1.20	Замена на вводах КРУ-10 кВ существующих ТТ на ТТ с тремя обмотками 10Р/10Р/10Р.	к-т	4
1.21	Строительство кабельных туннелей для организованного выхода кабелей 10-220 кВ с территории подстанции ф=2.6м. длиной 2х50м.	км	0.1
1.22	Монтаж на вводах 10 кВ ОПН типа ЗЕК7 150-4CS41-ОВ.	к-т	4
1.23	Оснащение концевых муфт 220 кВ и вводов в КРУЭ-220 кВ кабельных перемычек между силовыми трансформаторами и КРУЭ системой диагностики ЧР в кабельных муфтах, при количестве концевых муфт- 4 к-та.. вводов в КРУЭ- 6 к-тов. (150000+40000+30000+ЭОООО)х4+60000х6 руб.	к-т	1
1.24	Диагностика и ремонт заземляющего устройства ПС "Владыкино" на электромагнитную совместимость. (200000+9х40000)/1000/3.892	к-т	1
1.25	Приобретение комплекта контрольно-проверочной аппаратуры типа RETOM-51 с комплектом ТТ, ноутбуком . принтером и ПО.	к-т	1
Каналы связи			
2.1	Организация цифровой системы передачи, с установкой оборудования связи:		
2.1.1	*ПС "Владыкино" - доукомплектовать мультиплексор FOX-515- 1 к-т	к-т	1
2.1.2	*РДП ПЭС -доукомплектовать мультиплексор FOX-515- 1 к-т	к-т	1
2.2	Монтаж на ПС "Владыкино" диспетчерского коммутатора типа "Миником".	к-т	1
2.3	Прокладка кабеля связи марки ТПП-10х2х0.5 от ближайшей городской АТС до ПС "Владыкино".	км	2.5
2.4	Приобретение и монтаж ИБП.	шт	2
2.5	Приобретение ЗИП для ремонта станционного оборудования связи. (в размере 10% от стоимости оборудования).	к-т	1
АСУ ТП			
3.1	Установка на ПС "Владыкино" ПТК АСУ ТП на базе SCADA-системы, включая АРМ на ПС. систему диагностики и мониторинга ПТС, ЗИП. КИП оборудование, также обновление ПО ОИК АСДУ ДП ЭС.	к-т	1
3.2	Установка на ПС "Владыкино" измерительных комплексов учета электроэнергии системы АСКУЭ в КРУЭ-220 кВ на всех линейных и трансформаторных присоединениях- 6 шт.; в РУ-10 кВ на всех реконструируемых вводных присоединениях- 4 шт.	шт	10
3.3	Установка на ПС "Владыкино" стационарных приборов качества электроэнергии типа "Ресурс-UF2С".	шт	4.00
3.4	Приобретение переносного прибора контроля показателей качества электроэнергии типа "Ресурс-UF2М-3Т52-5-100-1000".	шт	1

Сооружение нового КРУЭ-220 производится на месте существующего в два этапа:

- на первом этапе осуществляется отключение и демонтаж существующей 2-й секции КРУЭ, на освободившейся площадке проводятся необходимые строительные работы, пробиваются в полу новые проемы, укладываются выравнивающая сетка и полосы заземления, монтируются новые ячейки КРУЭ. Порядок чередования ячеек (по фасаду) следующий: шиноизмерительная (ТН1, ТН2), трансформатора (Т-2), линейная («Бескудниково-II»), линейная («Бутырки»), трансформатора (Т-1), шиносоединительного

выключателя (ШСВ). После наладки и тестирования, смонтированные ячейки вводятся в работу.

– на втором этапе осуществляется отключение и демонтаж существующей 1-й секции КРУЭ. На освободившейся площадке проводятся необходимые строительные работы, пробиваются в полу новые проемы, укладываются выравнивающая сетка и полосы заземления, монтируются новые ячейки КРУЭ. Порядок чередования ячеек (по фасаду) следующий: линейная («Бескудниково-1»), линейная («Марфино»). Одновременно готовится место для установки 2-х резервных ячеек. После наладки и тестирования, смонтированные ячейки вводятся в работу путем соединения со сборными шинами, полученными на первом этапе.

В соответствии с данными «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2014 – 2019 гг. и до 2025 г.» загрузка трансформаторов ПС «Владыкино» в режимный день 18.12.2013 г. составлял:

- максимальная нагрузка – 58 %;
- аварийная нагрузка – 102 %.

Фактический профицит мощности ПС «Владыкино» по замерам режимного дня зимнего максимума нагрузки 2013 г. составлял 1,89 МВА.

Значения расчетных величин токов к.з. на шинах 220 кВ ПС «Владыкино» для базового (основанного на умеренно-оптимистичном сценарии развития экономики) и регионального (сформированного на средне- и долгосрочный период для Московского региона с учетом опережающего развития города Москвы, в том числе за счет активного (форсированного) освоения присоединенных территорий, а также Московской области с учетом заявленных планов потребителей по вводу электрических мощностей в разрезе муниципальных образований) вариантов потребности в электроэнергии приведены ниже в табл. 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3. Результаты расчета токов к.з. на шинах ПС «Владыкино» (базовый вариант)

Наименование подстанции	Наименование систем шин	I _{откл.} выключателя, кА	Ток, к.з., кА	
			Трехфазный	Однофазный
2015 г.				
№ 806 ПС Владыкино	1 с.ш. РУ 220 кВ	40	38,8	40,9
	2 с.ш. РУ 220 кВ		37,8	39,1
2020 г.				
№ 806 ПС Владыкино	1 с.ш. РУ 220 кВ	40	38,6	40,8
	2 с.ш. РУ 220 кВ		38,1	40,1
2025 г.				
№ 806 ПС Владыкино	1 с.ш. РУ 220 кВ	40	38,8	40,9
	2 с.ш. РУ 220 кВ		38,4	40,2

Таблица 3.4. Результаты расчета токов к.з. на шинах ПС «Владыкино» (региональный вариант)

Наименование подстанции	Наименование систем шин	I _{откл.} выключателя, кА	Ток, к.з., кА	
			Трехфазный	Однофазный
2020 г.				
№ 806 ПС Владыкино	1 с.ш. РУ 220 кВ	40	38,7	40,8
	2 с.ш. РУ 220 кВ		38,4	40,3
2025 г.				
№ 806 ПС Владыкино	1 с.ш. РУ 220 кВ	40	38,9	41,0
	2 с.ш. РУ 220 кВ		42,4	45,0

Таким образом, на основании анализа данных СИПР по ПС «Владыкино» **Аудитор считает возможным отметить следующее:**

- фактические значения аварийной нагрузки (в зимний максимум) эксплуатируемых силовых трансформаторов 220/10 кВ, отсутствие запаса установленной мощности для обеспечения возможности присоединения новых потребителей на напряжении 10 кВ (подробнее см. п. 2.2 настоящего отчета), а также практически полная выработка трансформаторами нормативного срока службы (в отсутствии в составе исходных данных конкретных паспортных характеристик силовых трансформаторов предельное значение срока службы принято общим средним для аналогичных типов трансформаторного оборудования в размере 25 лет) подтверждают и обосновывают необходимость замены трансформаторов с увеличением установленной мощности каждого из них до 80 МВА;
- максимальные значения тока к.з. на шинах 220 кВ ПС «Владыкино» на перспективу до 2025 г. в соответствии с данными СИПР составляют 45 кА, что однозначно свидетельствует о необходимости замены существующего КРУЭ-220 кВ с увеличением отключающей способности выключателей.

При этом, основываясь на материалах выполненного ЗАО «Сетьстрой» в 2011 г. по титулу «Реконструкция ПС 220/110/10 кВ «Свиблово». 2 ПК» и представленного Заказчиком в ходе выполнения аудита Раздела 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5.7. Технологические решения. Книга 2. Расчет электрических режимов токов КЗ. Стадия ОTR. Том 5.7.2 (238-5.7.02-КЗ), Аудитор подтверждает, что по состоянию на 2011 г. решение по установке на ПС «Владыкино» КРУЭ-220 кВ с отключающей способностью выключателей в 63 кА имело под собой необходимые и достаточные основания.

Однако, как видно из данных СИПР, на настоящий момент по сравнению с ситуацией 2011 г. фактически реализована часть мероприятий по делению электрической сети 220 кВ ЦАО г Москвы, которые были разработаны в 2007 г. в процессе выполнения Схемы развития электрических сетей Московского региона напряжением 110 (35) кВ и выше ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» на период до 2020 года, с учетом выполненных Московским РДУ проработок по присоединению подстанций ОАО

«Энергокомплекс», что, в том числе, привело к снижению расчетных значений перспективных токов к.з. на шинах 220 кВ ПС «Владыкино».

В связи с этим Аудитор рекомендует на дальнейших стадиях реализации Проекта (при разработке проектной документации) на основании обновленных данных по текущему и перспективному состоянию расчетной схемы электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области провести дополнительную оценку необходимости и обоснованности решения по установке в составе нового КРУЭ-220 кВ ПС «Владыкино» выключателей с отключающей способностью в 63 кА.

Также Аудитор повторно (см. п. 2.1 настоящего отчета) отмечает, необходимость на дальнейших стадиях реализации Проекта, а именно – при подготовке проектной документации, обосновать реализацию следующих технических решений, учтенных в расчете ориентировочной стоимости реконструкции, однозначная необходимость которых прямо не подтверждается представленными Заказчиком исходными данными:

- строительство кабельных туннелей для организованного выхода кабелей 10-220 кВ с территории подстанции;
- замена дугогасящих и токоограничивающих реакторов;
- реконструкция релейной защиты и автоматики прилегающей к подстанции сети 220 кВ в объеме 4-х комплектов РЗА.

3.2 ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Проведя инженерный анализ материалов, представленных Заказчиком в рамках ТЦА I стадии по титулу «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», Сооружение КРУЭ» без рассмотрения проектной документации по данному титулу, в качестве возможности для оптимизации принятых технических решений Аудитором определен отказ от строительства кабельных туннелей (2*50 м) с сохранением существующих трасс выхода кабелей 10-220 кВ с территории подстанции.

Данное оптимизационное решение на текущей стадии ТЦА продиктовано отсутствием однозначных оснований для строительства новых кабельных тоннелей и подтверждения отсутствия возможности прокладки кабелей 10-220 кВ иным способом.

Кроме того, в рамках реконструкции предполагается поэтапная (посекционная) замена существующего КРУЭ-220 кВ с последовательным переподключением ЛЭП-220 кВ, что также говорит о возможности сохранения существующих трасс прокладки кабелей 220 кВ на заходах в здание ПС «Владыкино».

3.3 ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА, ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

На основе проведенной в рамках технологического аудита работы по оценке целесообразности реализации Инвестиционного проекта, а также эффективности технических и технологических решений Аудитор считает что:

- 1) реконструкция ПС 220 кВ «Владыкино» целесообразна в связи с:
 - физическим и моральным износом основного оборудования, в частности, выработкой силовыми трансформаторами нормативного срока службы;
 - несоответствием отключающей способности установленных выключателей КРУЭ-220 кВ значениям перспективных (расчетных) токов к.з.;
 - необходимостью удовлетворения спроса на технологическое присоединение потребителей.
- 2) технические решения, заложенные в стоимость реализации Инвестиционного проекта, являются эффективными и соответствуют современной практике проектирования объектов электросетевого хозяйства, однако требуют дополнительного обоснования (см. п. 3.1 настоящего отчета);
- 3) используемые технологии являются типовыми и не требуют получения специальных разрешений и лицензий от надзорных органов для реализации инвестиционного проекта на основе принятых основных технических решений, в связи с чем ограничений на используемые технологии не усматривается;
- 4) необходимость использования при производстве предусмотренных Инвестиционным проектом СМР и ПНР специализированного и/или специфического оборудования не выявлена.

3.4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ

В соответствии с Техническим заданием на проведение технологического аудита Аудитором выполнена оценка значимости и степени влияния на Проект следующих технологических рисков:

Риск недостижения плановых технических параметров Инвестиционного проекта

В связи с тем, что в рамках Инвестиционного проекта предполагается только реконструкция с заменой основанного оборудования ПС «Владыкино» и без изменения схемы связи подстанции с сетью 220 кВ, данный риск можно признать минимальным.



Риск увеличения сроков строительства

Вероятность данного вида риска для Проекта Аудитор оценивает как высокую, т.к. реконструкция планируется в существующем здании подстанции с последовательным (посекционным) выводом из работы существующего КРУЭ-220 кВ, а также реконструкцией/заменой оборудования РЗА и систем связи, что может быть осложнено невозможностью своевременного (планируемого) вывода из работы необходимых ЛЭП-220 кВ в зависимости от конкретной режимной ситуации в энергорайоне. Кроме того, Аудитор отмечает, что в связи с заменой основного оборудования ПС «Владыкино» реконструкции и переаттестации подлежит также система учета электроэнергии, что также потребует значительного времени и, в случае отсутствия детального плана производства соответствующих работ, может служить дополнительным источником риска увеличения сроков строительства.

4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ

Для проведения ценового аудита по проекту «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ» Аудитору переданы следующие документы:

- Расчет ориентировочной стоимости реконструкции ПС №806 «Владыкино» от 28.11.08 г., выполненный согласно ТЗ «35-15/МА-10120 от 17.11.08 г.;
- Инвестиционная программа ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы, утвержденная приказом №735 от 16.10.2014 г.;
- Бизнес-план инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ»;
- Модель денежных потоков по Проекту.

4.1 АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

4.1.1 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛОГОВ И НОРМАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПРИНЯТЫМ В РОССИЙСКОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ЗНАЧЕНИЯМ – ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ АНАЛОГОВ

Аудитор выполнил укрупненный расчет стоимости реализации Проекта с использованием действующего Сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», утвержденного приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 №488.

Расчет осуществлен в следующих уровнях цен:

- базовый уровень цен 2000 года;
- прогнозный уровень цен 2017 года¹, в том числе с учетом действующей Методики планирования снижения инвестиционных затрат на 30 процентов относительно уровня 2012 года при формировании инвестиционных программ ДЗО ОАО «Россети».

¹ Согласно утвержденной инвестиционной программе МОЭСК, ввод ПС №806 «Владыкино» в эксплуатацию планируется в 2017 г.

Результаты проведения оценки стоимости Инвестиционного проекта представлены в Таблице 4.1. Необходимо отметить, что состав позиций укрупненного расчета Аудитора несколько отличается от состава позиций в укрупненном расчете Заказчика (см. Приложение № 1 табл. П1 и П.2 к настоящему отчету), что обусловлено следующим:

- Различием в перечне оптимальных необходимых технических решений по оценкам Заказчика и Аудитора с учетом предложенных Аудитором решений по оптимизации (подробнее см. п. 3.2 настоящего Отчета);
- Аудитор считает, что методика Сборника СО 00.03.03-07 (а также его последующих версий) подразумевает использование укрупненных показателей стоимости для оценки капитальных затрат, и указанные укрупненные показатели стоимости учитывают все затраты в сооружение ПС (пункт 1.8. Сборника СО 00.03.03-07). Таким образом, затраты, не выраженные явным образом в Сборнике, учтены в показателях стоимости крупных узлов/элементов подстанции и не требуют дополнительного включения в расчет. При этом в собственном расчете Заказчик использует дополнительные расценки. Так, например, несмотря на то, что в Сборнике укрупненных показателей есть расценка на организацию противоаварийной автоматики подстанции, Заказчиком использовал как указанную расценку, так и дополнительные расценки (основанные на собственных расчетах Заказчика) на установку и наладку на секциях КРУ-10 кВ АЧР и ЧАПВ. Перечень позиций расчета Заказчика, не учитываемых Аудитором в собственном расчете, представлен в Приложении 3, табл. 2.

Таблица 4.1. Стоимость реализации Проекта по оценке Аудитора

	Стоимость реализации Проекта , тыс. руб.		
	Базовые цены 2000 г.	Прогнозные цены 2017 г. с НДС	
		Без учета снижения	С учетом снижения
ПС №806 «Владыкино»	301 462,98	2 616 716,54	1 831 701,59

4.1.2 АНАЛИЗ СТОИМОСТИ ПРОЕКТА НА ВСЕМ ПРОТЯЖЕНИИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ (ПОЛНЫЕ ЗАТРАТЫ) С УЧЕТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ ЗА ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА

Согласно Бизнес-плану Проекта, себестоимость передачи электроэнергии определяется в первый год ввода в эксплуатацию трансформаторной мощности по инвестиционному проекту. Расчет осуществляется укрупнено по двум составляющим: амортизация и прочие расходы. Амортизация рассчитывается исходя из стоимости вводимых основных фондов и их срока полезного использования. Прочие расходы в себестоимости (оплата труда с отчислениями, техническое обслуживание и ремонт, иные расходы, учитываемые в себестоимости) рассчитываются как произведение вводимого в основные фонды количества условных единиц (определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утв. Приказом ФСТ России от

6 августа 2004 г. N 20-э/2) на средние затраты на обслуживание 1-й условной единицы (определяется по фактическим затратам прошлого периода). В последующем, размер рассчитанных годовых затрат на эксплуатацию введенной мощности индексируется на прогнозные уровни инфляции.

Прочие расходы последующих периодов индексируются по уровню инфляции (ИПЦ) в соответствии с Прогнозом индексов-дефляторов и инфляции до 2030 г. (в % за год к предыдущему году), опубликованном на сайте Минэкономразвития России в период проведения расчетов. На 2031 год и далее уровень инфляции приравнивается к показателю 2030 года.

Исполнитель считает, что для текущей стадии реализации Проекта такой подход к оценке эксплуатационных расходов за период эксплуатации объекта вполне оправдан. Однако Заказчику необходимо учитывать, что прогнозы макроэкономических показателей в последние годы корректируются достаточно часто, следовательно, необходимо проводить и регулярный мониторинг эксплуатационных расходов за период эксплуатации объекта.

4.2 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

4.2.1 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ (NPV, IRR ИЛИ ИНЫЕ УТВЕРЖДЕННЫЕ КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА)

Исполнителю был представлен для рассмотрения Бизнес-план Проекта, согласно которому, Проект не окупится, т.к. значение чистой приведенной стоимости отрицательно (см. табл. 4.2).

Таблица 4.2. Основные показатели экономической эффективности Инвестиционного проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		Бизнес-план	Аудитор
Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. руб.	-949 685	-951 365
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	3,4	3,4
Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR)	%	7,0	7,0
Индекс доходности		0,33	0,33
Простой срок окупаемости	лет	21,30	21,30
Дисконтированный период окупаемости	лет	нет	нет

Исполнитель обратил внимание, что инвестиционные затраты по Проекту, представленные в Разделе 4 Бизнес-плана незначительно расходятся.

Исполнителю была также представлена Модель финансовых потоков по Проекту, результаты расчетов по этой Модели и описание основных ее параметров представлены в Бизнес-плане.

Исполнитель обратил внимание, что значения заложенных в Модель макроэкономических параметров (ИПЦ) сильно отличались от их фактических значений на

момент проведения ТЦА. Корректировка ИПЦ не привела к сколько-нибудь значимому изменению показателей экономической эффективности Проекта (см. табл. 4.2).

С другой стороны, так как финансирование проекта предполагается осуществлять за счет RAB-составляющей тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика. Таким образом, Аудитор считает, что необходимость реализации данного Проекта должна быть подтверждена только техническими расчетами.

4.2.2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Оценка чувствительности финансовой модели Проекта к изменению таких его параметров в Бизнес-плане не представлена.

Как таковые риски проекта в Бизнес-плане проанализированы не были, в связи с чем Аудитор выполнил анализ рисков проекта самостоятельно.

4.2.2.1 ОПЕРАЦИОННЫЙ РИСК

Согласно Письму Банка России от 24 мая 2005 г. №76-Т «Об организации управления операционным риском в кредитных организациях», операционный риск – это риск возникновения убытков в результате несоответствия характеру и масштабам деятельности кредитной организации и (или) требованиям действующего законодательства внутренних порядков и процедур проведения банковских операций и других сделок, их нарушения служащими кредитной организации и (или) иными лицами (вследствие непреднамеренных или умышленных действий или бездействия), несоразмерности (недостаточности) функциональных возможностей (характеристик) применяемых кредитной организацией информационных, технологических и других систем и (или) их отказов (нарушений функционирования), а также в результате воздействия внешних событий. Это определение включает юридический риск, но исключает стратегический и репутационный риски. Это определение может быть распространено и на некредитные организации, к которым относится и ОАО «МОЭСК».

Так как в рамках рассматриваемого проекта предполагается только незначительное – в масштабах всего бизнеса ОАО «МОЭСК» – изменение электросетевого комплекса, оценка данного вида риска по проекту не будет отличаться от оценки операционного риска для ОАО «МОЭСК» в целом, но Аудитор не располагает необходимой информацией, чтобы оценить уровень операционного риска для ОАО «МОЭСК» в целом.

4.2.2.2 ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РИСК

Инвестиционный риск выражает возможность возникновения финансовых потерь в процессе реализации инвестиционного проекта. Различают реальные инвестиции и портфельные инвестиции. Соответственно, различают и виды инвестиционного риска:

- риск реального инвестирования;
- риск финансового инвестирования (портфельный риск);
- риск инновационного инвестирования.

Данный проект предполагает реальное инвестирование, и, так как его финансирование предполагается за счет RAB-составляющей тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, инвестиционный риск следует признать минимальным.

4.2.2.3 ФИНАНСОВЫЙ РИСК

Финансовый риск – риск, связанный с вероятностью потерь финансовых ресурсов (денежных средств). Финансовые риски подразделяются на три вида:

- риски, связанные с покупательной способностью денег;
- риски, связанные с вложением капитала (инвестиционные риски);
- риски, связанные с формой организации хозяйственной деятельности организации.

К рискам, связанным с покупательной способностью денег, относят:

- инфляционные и дефляционные риски;
- валютные риски;
- риски ликвидности.

Инфляционный риск связан с возможностью обесценения денег (реальной стоимости капитала) и снижением реальных денежных доходов и прибыли из-за инфляции. Инфляционные риски действуют:

- с одной стороны, в направлении более быстрого роста стоимости используемых в производстве сырья, комплектующих изделий по сравнению с ростом стоимости готовой продукции;
- с другой стороны, готовая продукция предприятия может подорожать быстрее, чем аналогичная продукция конкурентов, что приведёт к необходимости снижения цен и соответственно потерям.

В данном случае, так как тарифы на услуги ОАО «МОЭСК» индексируются с учетом темпов инфляции, данный риск в долгосрочной перспективе (на весь период окупаемости проекта) следует признать минимальным.

Дефляционный риск – это риск того, что с ростом дефляции цены снижаются, что приводит к ухудшению экономических условий предпринимательства и снижения доходов.

Так как финансирование данного проекта предполагается за счет RAB-составляющей тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, в данном случае дефляционный риск следует признать минимальным.

Валютный риск рассматривается в составе рыночного риска (см. далее).

Риски ликвидности – это риски, связанные с возможностью потерь при реализации ценных бумаг или других товаров из-за изменения оценки их качества и потребительской стоимости. Так как в рамках данного проекта будут предоставляться услуги, причем естественно-монопольные, данный вид риска в данном случае отсутствует.

Таким образом, риски, связанные с покупательной способностью денег, в рамках данного проекта оцениваются как минимальные.

К рискам, связанным с вложением капитала, относят:

- инвестиционный риск;
- риск снижения доходности.

Согласно ТЗ на данный ТЦА, инвестиционные риски анализируются отдельно, вне финансовых рисков (см. выше).

Риск снижения доходности включает следующие разновидности:

- процентные риски;
- кредитные риски.

Процентный риск анализируется в составе рыночного риска (см. далее).

Кредитный риск связан с вероятностью неуплаты (задержки выплат) заёмщиком кредитором основного долга и процентов. Так как в рамках данного проекта выдача кредитов на сторону не предусматривается, данный вид риска отсутствует.

К рискам, связанным с организацией хозяйственной деятельности, относятся:

- риски коммерческого кредита;
- оборотные риски.

Коммерческий кредит предполагает разрыв во времени между оплатой и поступлением товара, услуги. Коммерческий кредит предоставляется в виде аванса, предварительной оплаты, отсрочки и рассрочки оплаты товаров, работ или услуг. При коммерческом кредите существует риск неполучения товара, услуги при предоплате или авансе, либо риск неполучения оплаты при отсрочке и рассрочке оплаты за поставленный товар, услугу. Так как в рамках рассматриваемого проекта предполагается только незначительное – в масштабах всего бизнеса ОАО «МОЭСК» – изменение электросетевого комплекса, оценка данного вида риска по проекту не будет отличаться от оценки риска коммерческого кредита для ОАО «МОЭСК» в целом. С учетом сложившейся в РФ практики оплаты услуг электросетевых компаний, нахождения операционной зоны ОАО «МОЭСК» в одном из наиболее экономически стабильных регионов РФ и

действующей методики ценообразования на услуги ОАО «МОЭСК», Аудитор оценивает этот риск для компании в целом как умеренный.

Под оборотным риском понимается вероятность дефицита финансовых ресурсов в течение срока регулярного оборота: при постоянной скорости реализации продукции у предприятия могут возникать разные по скорости обороты финансовых ресурсов. Как и в случае с риском коммерческого кредита, Аудитор считает, что данный вид риска для Проекту будет иметь тот же уровень, что и для бизнеса компании в целом, и оценивает его как умеренный.

Таким образом, риски, связанные с организацией хозяйственной деятельности, в рамках данного проекта оцениваются как умеренные. И в целом финансовый риск также как умеренный.

4.2.2.4 РЫНОЧНЫЙ РИСК

Рыночный риск (market risk) – это риск снижения стоимости активов вследствие изменения рыночных факторов.

Рыночный риск имеет макроэкономическую природу, то есть источниками рыночных рисков являются макроэкономические показатели финансовой системы – индексы рынков, кривые процентных ставок и т. д.

Существует четыре стандартных формы рыночных рисков:

- фондовый риск (equity risk) – риск снижения цены акций;
- процентный риск (interest rate risk) – риск изменения процентных ставок;
- валютный риск (currency risk) – риск изменения курсов валют;
- товарный риск (commodity risk) – риск изменения цен товаров.

Часто фондовый и товарный риски объединяются в одну категорию – ценовой риск.

В рамках рассматриваемого проекта приобретение акций других компаний не предусматривается. Не оговаривается также возможность использования сделок типа «геро» для финансирования проекта. Следовательно, фондовый риск в данном проекте отсутствует.

Под процентным риском понимается опасность потерь финансово-кредитными организациями (коммерческими банками, кредитными учреждениями, инвестиционными институтами) в результате превышения процентных ставок по привлекаемым средствам, над ставками по предоставленным кредитам. К процентным рискам относятся также риски потерь, которые могут понести инвесторы в связи с ростом рыночной процентной ставки. Рост рыночной процентной ставки ведёт к понижению курсовой стоимости ценных бумаг, особенно облигаций с фиксированным процентом. Эмитент также несёт процентный риск, выпуская в обращение среднесрочные и долгосрочные ценные бумаги с фиксированным

процентом. Риск обусловлен возможным снижением рыночной процентной ставки по сравнению с фиксированным уровнем.

Так как финансирование Проекта планируется полностью за счет собственных средств, данный вид риска отсутствует.

Под валютным риском понимается опасность неблагоприятного снижения курса валюты: экспортер несет убытки при снижении курса национальной валюты по отношению к валюте платежа (так как он получит меньшую реальную стоимость), для импортера же валютные риски возникают, если повысится курс валюты цены по отношению к валюте платежа.

Однозначно отсутствует «экспортная» составляющая риска, так как ОАО «МОЭСК» предоставляет услуги только на территории РФ, которые оплачиваются только в рублях.

Существует вероятность применения в данном Проекте импортного КРУЭ 220 кВ с примерной долей в стоимости реализации всего Проекта в 30%. Следовательно, «импортная» составляющая данного вида риска может оказаться большой. Учитывая ситуацию в отечественной экономике и положения последних директивных документов об импортозамещении, Заказчик должен стремиться сократить долю импортных комплектующих до минимально возможного уровня.

Эксплуатация объектов электросетевого комплекса практически не требует материальных затрат (за исключением ремонтов), к тому же, в тарифы на услуги ОАО «МОЭСК» включаются затраты на эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства. Поэтому товарный риск следует признать минимальным.

Таким образом, рыночный риск по проекту пока оценить не удастся, так как часть важных его составляющих пока еще не сформирована. По известным составляющим уровень риска минимален за исключением валютного риска, уровень которого оценивается как высокий.

4.2.2.5 РИСК НЕДОФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОЕКТА

Аудитор полагает, что уровень риска недофинансирования проекта в условиях, когда оценка инвестиционных затрат выполнена по укрупненным расценкам, должен быть оценен не ниже «среднего», так как по результатам разработки проектной и рабочей документации возможна существенная корректировка проекта и, соответственно, изменение стоимости его реализации.

4.2.2.6 РИСК НЕ ДОСТИЖЕНИЯ ЗАПЛАНИРОВАННОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Показатели (коэффициенты) рентабельности отражают отношение чистой или операционной прибыли компании к тому или иному параметру ее деятельности (обороту,

величине активов, собственному капиталу). Таким образом, основной источник риска не достижения запланированной рентабельности – отклонение от ожидаемого уровня прибыли проекта.

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

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

Основным стоимостным фактором, формирующим плановую выручку проекта, является цена (тариф) на реализуемую тепловую энергию, электрическую энергию и мощность.

Так как финансирование данного проекта предполагается за счет РAB-составляющей тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, в данном случае как риск снижения ожидаемого размера выручки, так и риск увеличения запланированного объема затрат следует признать минимальными.

4.3 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

4.3.1 СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, СФОРМИРОВАННЫЕ НА ОСНОВАНИИ УКРУПНЕННЫХ РАСЧЕТОВ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА, ВЫПОЛНЕННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СБОРНИКОВ УПСС ИЛИ ПО ОБЪЕКТАМ-АНАЛОГАМ

Для анализа ИК представлен расчет ориентировочной стоимости реконструкции ПС №806 «Владыкино», проведенный согласно ТЗ №35-15/МА-10120 от 17.11.08 г. Расчет выполнен в двух уровнях цен: базовом уровне цен 2000 г. и в прогнозных ценах декабря 2010 г.

При расчете были использованы:

- Сборник укрупненных стоимостных показателей электрических сетей УПС ЭСП-2007г. СО 00.03.03-07 (на дату проведения ТЦА Сборник недействителен);
- показатели стоимости, основанные на собственных данных Заказчика (эти данные к ЦА не предоставлены).

Стоимость реализации Проекта согласно материалам Заказчика представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Стоимость реализации Проекта по данным Заказчика

	Стоимость реализации Проекта по материалам Заказчика, тыс. руб.		
	Расчет ориентировочной стоимости		ИПР с НДС
	Базовые цены 2000 г.	Цены июня 2010 г. с НДС	
Полная стоимость строительства	352 964,03	1 748 411,02	1 748 000,00
Оценка со снижением	-	-	-

Аудитор обращает внимание, что в ИПР внесена стоимость Проекта, рассчитанная в ценах декабря 2010 г.

Таблица 4.4. Сравнение оценок Заказчика и Аудитора

	Оценка Заказчика, тыс. руб.	Оценка Аудитора, тыс. руб.	Разница в оценках Заказчика и Аудитора	
			тыс. руб.	%
Базовый уровень цен	352 964,03	301 462,98	51 501,05	14,59
ИПР с НДС	1 748 000,00	2 616 716,54 1 831 701,59 ^[1]	-868 716,54	-49,70
Расчет со снижением инвестиционных затрат на 30% относительно уровня 2012 года с НДС	2 775 837,34 1 943 086,14		159 120,80 111 384,55	5,73 5,73
Бизнес-план с НДС	1 748 111,00	Стоимость по бизнес-плану совпадает с ИПР		

Таким образом, в базовом уровне цен стоимость капитальных затрат по Проекту оказалась на 51 501,05 тыс. руб. (на 14,59%) ниже оценки, полученной Заказчиком. Стоимость же Проекта, включенная в ИПР, ниже оценки Аудитора, учитывающей директивное снижение, на 4,79%.

В базовом уровне цен расхождение оценок Заказчика и Аудитора в основном обусловлено следующими факторами:

- различием в ценовых показателях Сборника, использованного Заказчиком от данных Сборника, действительного на текущий момент;
- в некоторых позициях приведенного расчета из показателей Сборника искусственно изъята часть стоимости, приходящаяся на оборудование, и заменена на иную стоимость из имеющихся у Заказчика прайс-листов заводов-изготовителей;
- некоторым различием позиций, составляющих расчет Заказчика и расчет Аудитора (см. раздел 4.1.1. и Приложение 3 к настоящему Отчету).

4.3.1.1 ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ВИДОВ РАБОТ И ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, ВКЛЮЧЕННЫХ В РАСЧЕТ, ИСХОДНЫМ ДАННЫМ (ТЗ)

В целом ИК подтверждает соответствие позиций расчета исходным данным (ТЗ №35-15/МА-10120 от 17.11.08 г.).

^[1] Оценка с учетом директивного снижения

4.3.1.2 ОЦЕНКА КОРРЕКТНОСТИ И ОБОСНОВАННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, СООТВЕТСТВИЯ МЕТОДОЛОГИИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТА УТВЕРЖДЕННЫМ НОРМАТИВАМ И МЕТОДИКАМ

Расчет ориентировочной стоимости составлен Заказчиком на основе Сборника укрупненных стоимостных показателей электрических сетей (СО 00.03.03-07), не действительного на текущий момент. При этом ИК отмечает, что расчет выполнен согласно методике действительного Сборника на момент проведения оценки, с соблюдением применения стоимостных показателей, индексов и пр. за исключением следующего:

- при использовании некоторых показателей Сборника в расчете Заказчика искусственно заменена стоимость оборудования на иную стоимость, полученную на основании прайс-листов (не представлены ИК) – методика Сборника не предусматривает возможность такой замены.

4.3.1.3 ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЙ, ПОЗИЦИЙ И ПРИЛОЖЕНИЙ СБОРНИКОВ УПСС, ПОПРАВОЧНЫХ И ПЕРЕВОДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ, ИНДЕКСОВ ПЕРЕСЧЕТА В ТЕКУЩИЕ ЦЕНЫ, РАЗМЕРОВ ЛИМИТИРОВАННЫХ ЗАТРАТ, КОЭФФИЦИЕНТОВ, УЧИТЫВАЮЩИХ ФАКТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

В ходе проведения анализа материалов, представленных для ценового аудита, Аудитором был отмечен ряд нарушений в расчете стоимости реализации Проекта, а именно:

- 1) сборник укрупненных стоимостных показателей электрических сетей СО 00.03.03-07 на момент написания данного отчета не действителен, так как существует Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», утвержденный приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 №488;
- 2) прайс-листы заводов-изготовителей, использованные Заказчиком, не были представлены к рассмотрению. Таким образом, не представляется возможным оценить обоснованность расценок, включенных Заказчиком в расчет ориентировочной стоимости Проекта;
- 3) в некоторых позициях приведенного расчета из показателей Сборника была искусственно изъята часть стоимости, приходящаяся на оборудование, и заменена на иную стоимость из имеющихся у Заказчика прайс-листов заводов-изготовителей, однако, методика Сборника не предусматривает возможность такой замены.

4.3.1.4 ОЦЕНКА ПРАВОМЕРНОСТИ ПРИНЯТИЯ ОБЪЕКТА В КАЧЕСТВЕ АНАЛОГА ПУТЕМ ПРОВЕРКИ НА ПРЕДМЕТ СООТВЕТСТВИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ И ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОЦЕНИВАЕМОГО ПРОЕКТА И ОБЪЕКТА-АНАЛОГА

Так как расчет выполнен с применением Сборника укрупненных стоимостных показателей, а показатели стоимости, основанные на собственных данных Заказчика, Исполнителю предоставлены не были, оценка правомерности принятия объекта в качестве аналога путем проверки на предмет соответствия технических и физических характеристик оцениваемого проекта и объекта-аналога не проводилась.

4.3.2 СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, СФОРМИРОВАННЫЕ НА ОСНОВАНИИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Так как расчет выполнен с применением Сборника укрупненных стоимостных показателей, оценка стоимостных показателей, сформированных на основании проектной документации, Исполнителем не проводилась.

4.4 ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ О СООТВЕТСТВИИ ЦЕНЫ ПРОЕКТА ПО РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, РЫНОЧНЫМ ЦЕНАМ

Так как расчет выполнен с применением Сборника укрупненных стоимостных показателей, оценка стоимостных показателей, сформированных на основании проектной документации, Исполнителем не проводилась.

4.5 ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ

В рамках ценового аудита выполнена оценка размеров оптимизации сметной стоимости Проекта за счет реализации оптимизационных решений (см. п. 3.2 настоящего отчета):

1) установка КРУЭ-220 кВ с отключающей способностью выключателей – 50 кА вместо указанной в Технологических заданиях на реконструкцию и Задании на разработку проекта реконструкции отключающей способности 63 кА.

В связи с тем, что в составе действующего Сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» содержится фактически средняя расценка стоимости установки КРУЭ-220 кВ без привязки к градации отключающей способности выключателей оценка размеров снижения сметной стоимости за счет реализации рассматриваемого оптимизационного решения на данной стадии проведения ТЦА не представляется



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита

возможной и будет выполнена Аудитором на второй стадии после оценки решений проектной документации по выбору производителя КРУЭ-220 кВ.

2) отказ от строительства кабельных туннелей (2*50 м) для организованного выхода кабелей 10-220 кВ с территории подстанции.

Вследствие реализации данного оптимизационного решения возможно сокращение стоимости Проекта на 3 549,298 тыс. руб. с НДС без учета директивного снижения и на 2 484,514 тыс. руб. с учетом снижения.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

В рамках технологического аудита был проведен экспертно-инженерный анализ технических решений, определяющих предварительный объем финансирования Инвестиционного проекта, по критериям обоснованности, соответствия лучшим отечественным и мировым технологиям электросетевого строительства, в том числе в части обеспечения безопасности, современности и актуальности предлагаемых технологий.

По результатам проведения технологического аудита материалов, представленных Заказчиком, Аудитор считает, что:

1. Реконструкция ПС «Владыкино» целесообразна в связи с:
 - физическим и моральным износом основного оборудования, в частности, выработкой силовыми трансформаторами нормативного срока службы;
 - неудовлетворением отключающей способности установленных выключателей КРУЭ-220 кВ значениям перспективных (расчетных) токов к.з.;
 - необходимостью удовлетворения спроса на технологическое присоединение новых потребителей.
2. Технические решения, заложенные в стоимость реализации Инвестиционного проекта, являются эффективными и соответствуют современной практике проектирования объектов электросетевого хозяйства, однако требуют дополнительного обоснования (см. п. 3.1 настоящего отчета);
3. Используемые технологии являются типовыми и не требуют получения специальных разрешений и лицензий от надзорных органов для реализации инвестиционного проекта на основе принятых основных технических решений, в связи с чем ограничений на используемые технологии не усматривается;
4. Наиболее существенным технологическим риском проекта является риск увеличения сроков строительства.

ЦЕНОВОЙ АУДИТ

По результатам проведенного ценового аудита Инвестиционного проекта, Аудитор пришел к следующим основным выводам:

1. Оценка стоимости реализации Проекта в базовом уровне цен, полученная Заказчиком, оказалась выше оценки, полученной Аудитором, на 14,59%. По мнению Аудитора, такое

расхождение находится в пределах погрешности методологии, применяемой на данной стадии реализации Проекта.

При этом стоимость Проекта, включенная в ИПР, ниже оценки Аудитора, полученной в прогнозном уровне цен с учетом директивного снижения, на 4,79%.

2. Аудитором выявлены возможности для оптимизации сметной стоимости в размере 2 484,514 тыс. руб. с НДС за счет оптимизации технологических решений.

3. Согласно представленному Бизнес-плану Проект не окупаем.

С другой стороны, так как финансирование Проекта предполагается осуществлять за счет RAB-составляющей тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика.

4. Аудитор не выявил значительных финансовых рисков для Проекта (с учетом ранней стадии его реализации) за исключением валютного риска, уровень которого оценивается как высокий из-за предполагаемого использования в Проекте импортного оборудования.

6 ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 «ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ УКРУПНЕННОГО РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ВАРИАНТОВ»

Таблица П1. Технические данные для расчета стоимости Инвестиционного проекта по базовому варианту

№ пп	Показатель	Количество
Блок «Подстанция»		
1	КРУЭ 220 кВ (элегазовые выключатели)	7 ячеек
2	Трансформатор 220/10 кВ, 80 МВА	2 шт.
3	Токоограничивающий реактор РТОС	4 к-та
4	комплекс АИСКУЭ	1 к-т
5	комплекс АСУ ТП	1 к-т
6	Система телемеханики	1 к-т
7	Противоаварийная автоматика	1 к-т
8	Постоянная часть затрат	1 к-т
9	Демонтаж трансформатора 220/10 кВ 63 МВА	2 шт.
10	Демонтаж КРУЭ 220 кВ	6 ячеек
Блок «Кабельная линия»		
1	КЛ 220 кВ СПЭ 3(1x1200), 2 кабеля в одной траншее	0,2 км
2	2 кабельные перемычки 220 кВ в одной траншее, СПЭ 3 (1x1200)	0,75 км
3	2 кабельные перемычки 220 кВ в одной траншее, СПЭ 3 (1x2000)	0,1 км

*Постоянная часть затрат включает: общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, систему видеонаблюдения, наружное освещение, ограждение и прочие элементы.

Таблица П2. Перечень позиций расчета Заказчика, не учитываемых аудитором при собственной оценке стоимости Инвестиционного проекта

№ пп	Наименование позиции	Основание
1	Демонтаж существующих сдвоенных реакторов в ЗРУ-10 кВ.	Позиции учтены в составе укрупненных расценок по Сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».
2	Установка и наладка на секциях КРУ-10 кВ АЧР с ЧАПВ на МП терминалах ИЦ "Бреслер".	
3	Установка и наладка по два комплекта дифференциальной токовой защиты реакторов 10 кВ на МП терминалах.	
4	Установка трансформаторов тока с четырьмя обмотками класса 10P/10P/10P/10P между выводами 10 кВ силовых трансформаторов и каждым реактором.	
5	Замена на вводах КРУ-10 кВ существующих ТТ на ТТ с тремя обмотками 10P/10P/10P.	
6	Строительство кабельных туннелей для организованного выхода кабелей 10-220 кВ с территории подстанции ф=2.6м. длиной 2х50м.	Отсутствие однозначных оснований для строительства новых кабельных туннелей и подтверждения отсутствия возможности прокладки кабелей 10-220 кВ иным способом.
7	Диагностика и ремонт заземляющего устройства ПС "Владыкино" на электромагнитную совместимость. (200000+9х40000)/1000/3.892	Позиции учтены в составе укрупненных расценок по Сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».
8	Приобретение комплекта контрольно-проверочной аппаратуры типа РЕТОМ-51 с комплектом ТТ, ноутбуком . принтером и ПО.	
9	Организация цифровой системы передачи, с установкой оборудования связи:	
10	*ПС "Владыкино" - доукомплектовать мультиплексор FOX-515-1 к-т.	
11	*РДП ПЭС -доукомплектовать мультиплексор FOX-515- 1 к-т.	
12	Монтаж на ПС "Владыкино" диспетчерского коммутатора типа "Миником".	
13	Прокладка кабеля связи марки Till 1-10х2х0.5 от ближайшей городской АТС до ПС "Владыкино".	
14	Приобретение и монтаж ИБП.	
15	Приобретение ЗИП для ремонта станционного оборудования связи (в размере 10% от стоимости оборудования).	
16	Установка на ПС "Владыкино" ПТК АСУ ТП на базе SCADA-системы. включая АРМ на ПС. систему диагностики и мониторинга ПТС, ЗИП. КИП оборудование, также обновление ПО ОИК АСДТУ ДП ЭС.	
17	Установка на ПС "Владыкино" измерительных комплексов учета электроэнергии системы АСКУЭ в КРУЭ-220 кВ на всех линейных и трансформаторных присоединениях- 6 шт.; в РУ-10 кВ на всех реконструируемых вводных присоединениях- 4 шт.	
18	Установка на ПС "Владыкино" стационарных приборов качества электроэнергии типа "Ресурс-UF2С".	
19	Приобретение переносного прибора контроля показателей качества электроэнергии типа "Ресурс-UF2М-3Т52-5-100-1000".	