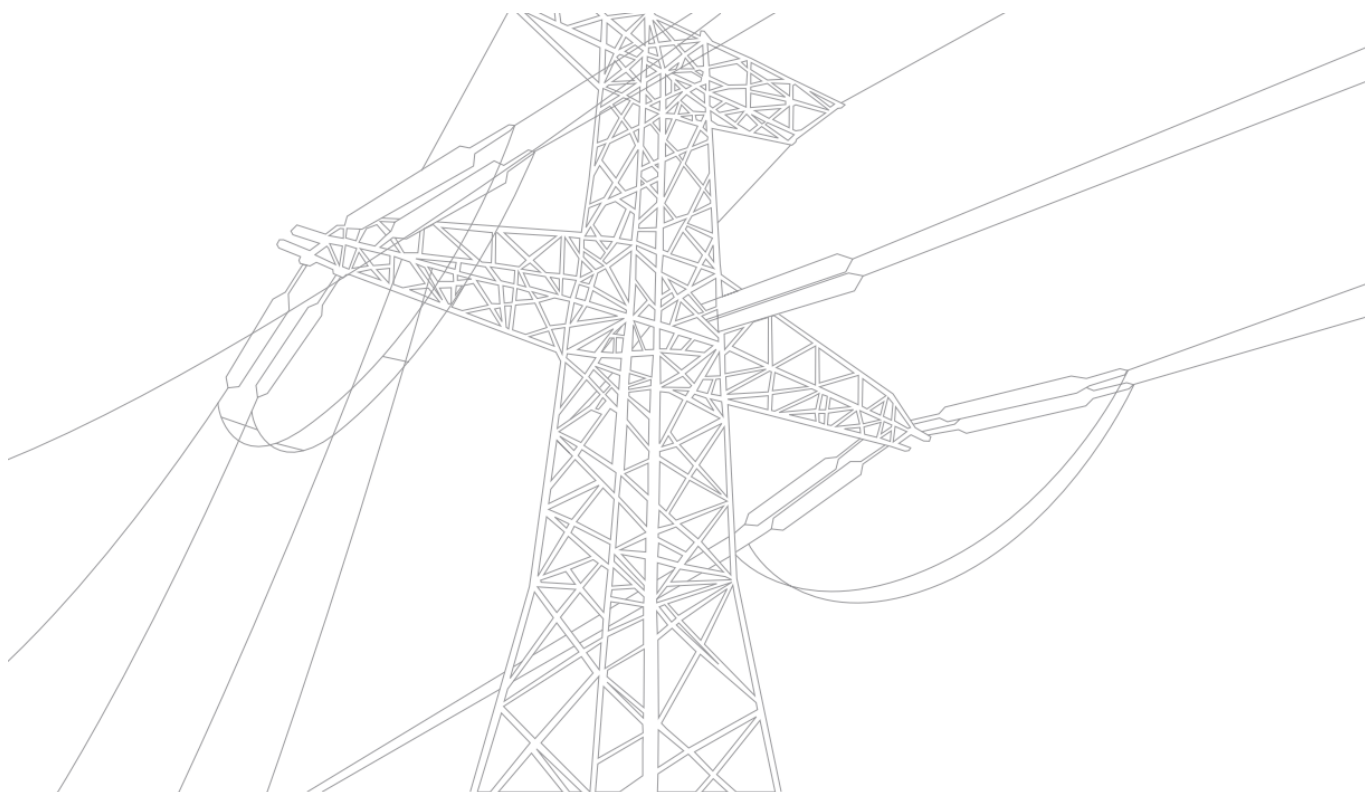


ПУБЛИЧНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ЦЕНОВОЙ АУДИТ

ОТЧЁТ

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



СТРОИТЕЛЬСТВО КРУЭ НА ПС 220/110/10/6 КВ “БУТЫРКИ” (1 ПК)

ООО «ЭФ-ИНЖИНИРИНГ»



Подготовил:

Руководитель проекта
ООО «ЭФ-Инжиниринг»

_____ / С.А. Коршунов

Утвердил:

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

_____ / И.В. Сафаров

Москва, 2015



ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	10
1 ВВЕДЕНИЕ	12
2 ОСНОВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ИНВЕСТИЦИОННОМУ ПРОЕКТУ	13
2.1 Оценка качества и полноты исходных данных, используемых в инвестиционном проекте	13
2.2 Существующее состояние ПС №46 220/110/10/6 кВ «Бутырки»	14
2.3 Краткая характеристика инвестиционного проекта	18
2.4 Анализ соответствия проекта, заложенного в инвестиционной программе ПАО «МОЭСК», Стратегии развития Заказчика и электросетевого комплекса России.	19
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ	21
3.1 Оценка обоснованности технологических решений	21
3.2 Возможности для оптимизации принятых технических решений	24
3.3 Основные выводы о целесообразности реализации инвестиционного проекта, эффективности технических и технологических решений	24
3.4 Технологические риски	25
4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ	27
4.1 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта	27
4.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта	29
4.3 Экспертная оценка стоимостных показателей инвестиционного проекта	35
4.4 Экспертное мнение о соответствии цены проекта по разработанной проектной документации, рыночным ценам	37
4.5 Выявление возможностей для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости	38
5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
6 ПРИЛОЖЕНИЯ	41
Приложение 1 «Расчет ориентировочной стоимости реконструкции ПС «Бутырки» (1 ПК)»	41
Приложение 2 «Технические данные для расчета стоимости проекта»	48

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 от «29» апреля 2015 г. № 19046-409 между ОАО «МОЭСК» и ООО «ЭФ-Инжиниринг»
Заказчик	Публичное акционерное общество «Московская областная электросетевая компания» (ПАО «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 ПАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы (приказ Минэнерго России от 16.10.2014 г. № 735)

Инвестиционный проект	Комплекс взаимосвязанных мероприятий, предусматривающих создание нового Объекта (включая объекты недвижимости) или расширение, реконструкцию (модернизацию) действующего объекта, в том числе с целью получения последующего экономического эффекта от его эксплуатации.
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 Заказчика. В состав источников финансирования инвестиционной программы Заказчика 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

<p>Методика планирования снижения инвестиционных затрат</p>	<p>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</p>
<p>Новое строительство электросетевых объектов</p>	<p>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</p>
<p>Обоснование инвестиций</p>	<p>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)</p>
<p>Объект</p>	<p>«Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК)»</p>
<p>Объекты недвижимости</p>	<p>Здания, строения, сооружения, включая линейные объекты, подземные, надземные сооружения, в том числе объекты незавершенного строительства,</p>

	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, 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



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

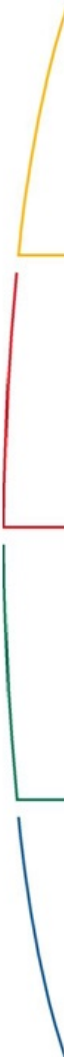
Проектно-изыскательские работы	Работы по разработке проектной документации, по составу и содержанию соответствующие требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
Публичный технологический и аудит инвестиционного проекта	Проведение экспертной оценки обоснования выбора проектируемых технологических и конструктивных решений по созданию в рамках инвестиционного проекта объекта капитального строительства на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта капитального строительства, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в процессе жизненного цикла в целях повышения эффективности использования средств Заказчика, снижения стоимости и сокращения сроков строительства, повышения надежности электросетевых объектов и доступности электросетевой инфраструктуры.
Реконструкция электросетевых объектов	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
Стоимость базисная	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
Стоимость прогнозная	Стоимость, определяемая на основе текущих цен, с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития, на момент окончания строительства.
Стоимость текущая	Стоимость, сложившаяся к дате составления и экспертизы сметной документации, уровень цен (месяц и год) на которую указан при составлении
Строительство	Создание зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства) – в соответствии с законодательством
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



**Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения
технологического и ценового аудита инвестиционного проекта**

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 ИП	Бизнес-план инвестиционного проекта
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ИК	Инжиниринговая компания
ИП	Инвестиционный проект
ИПР	Инвестиционная программа развития Общества
ИРД	Исходно-разрешительная документация
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
кВ	Киловольт
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КРУ	Комплектное распределительное устройство
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТПБ	Комплектная трансформаторная подстанция блочного типа
МВА	Мегавольт-ампер
НДС	Налог на добавленную стоимость
НТД	Нормативно-техническая документация
ОПУ	Общеподстанционный пункт управления
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ОТР	Основные технические (технологические) решения
ПИР	Проектно-изыскательские работы
ПД	Проектная документация
ПНР	Пуско-наладочные работы



Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
ПС	Подстанция
ПСД	Проектно-сметная документация
РД	Руководящий документ
РАВ – тариф	Долгосрочные параметры тарифного регулирования
РЗА	Релейная защита и автоматика
ПА	Противоаварийная автоматика
ПС	Подстанция
РУ	Распределительное устройство
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СИПР	Схема и программа развития электроэнергетики г. Москвы на период 2014-2019 гг.
СМР	Строительно-монтажные работы
СНиП	Строительные нормы и правила
ССР	Сводный сметный расчет
ТЗ	Технологическое задание
КЗ	Токи короткого замыкания
ТП	Технологическое присоединение потребителей
ТЦА	Технологический и ценовой аудит
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ФЗ	Федеральный закон
ФМ	Финансовая модель

1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Отчет о проведении технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ “Бутырки” (1 ПК)» 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 «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ “Бутырки” (1 ПК)» является подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, а также 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:

- Бизнес-план инвестиционного проекта «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ Бутырки»;
- Технические требования на комплексную реконструкцию ПС №46 «Бутырки» ПАО «МОЭСК» №58-09/657 от 05.04.2012;
- Технологическое задание на реконструкцию ПС «Бутырки» №153-13/ЧА-1736 от 16.03.2012;
- Расчёт ориентировочной стоимости реконструкции ПС «Бутырки»;
- Щитовая ведомость ПС №46 «Бутырки» за 17.12.2014;
- Нормальная схема электрических соединений ПС №46 220 кВ «Бутырки» на 2014 год.
- Отчет по выданным разрешениям/уведомлениям по заявкам в период с 01.01.2004 по 30.04.2015;
- Модель финансовых потоков;
- Сводку о техническом состоянии объекта реконструкции;
- Инвестиционная программа ПАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы, утвержденная приказом №735 от 16.10.2014 г.

Аудитор обращает внимание на то, что при проведении технико-экономических расчётов необходимо руководствоваться действующими нормативами ОАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС», а именно:

- Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе;
- Положение о технической политике ОАО «МОЭСК» - Приказ №35 от 31.01.2008;
- СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ;
- СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ;
- СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения;

- СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ;
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», утвержденные приказом Минэнерго №229 от 19.03.2003.

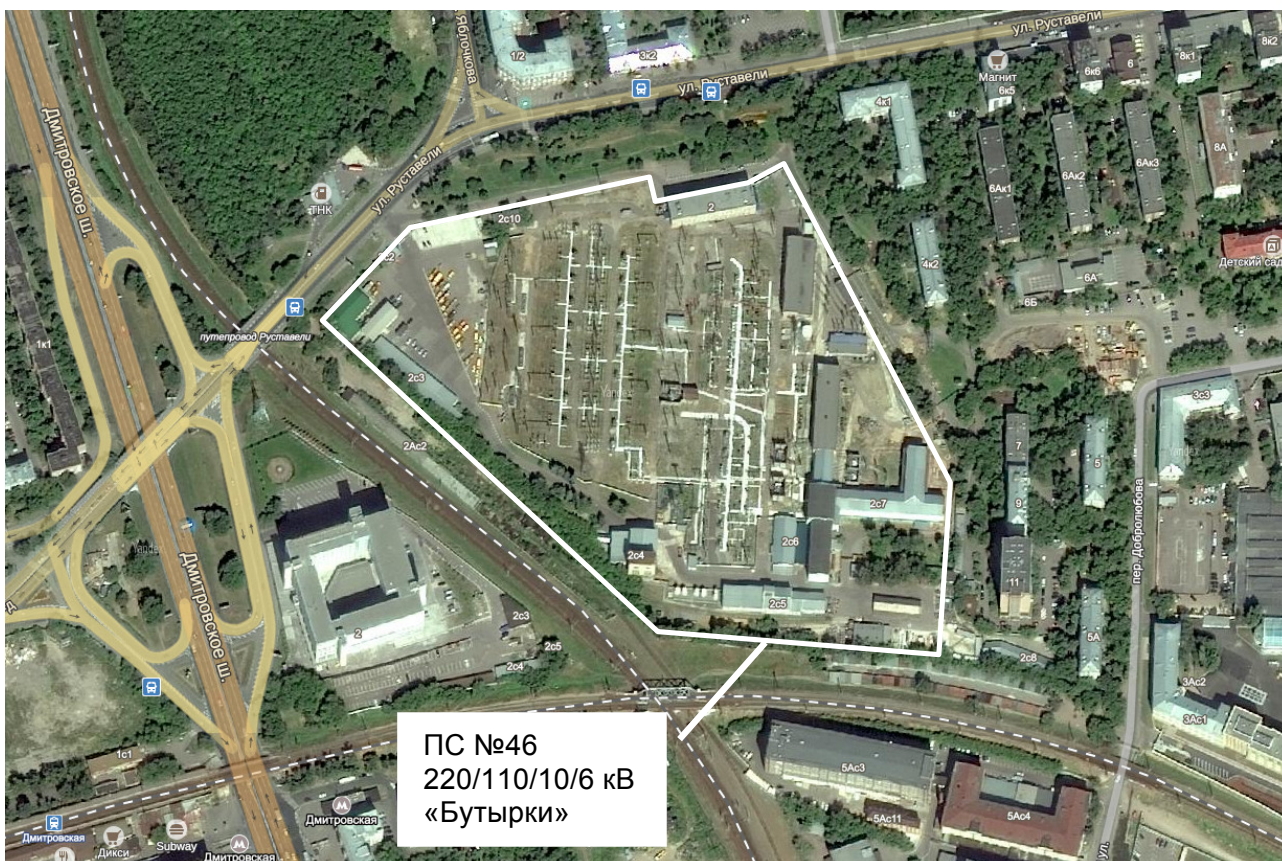
На основании проведенного анализа, Аудитор отмечает, что предоставленные исходные данные являются достаточными для расчета ориентировочной стоимости реализации инвестиционного проекта, оценки технологической возможности реализации проекта и проведения анализа оптимальности принятых технических решений.

Экспертные оценки Аудитора сформированы как по результатам анализа предоставленных Заказчиком исходных данных, включая их соответствие «Схеме и программе развития электроэнергетики Московской области на период 2015-2019 гг.» (СИПР), так и по результатам анализа данных, полученных Аудитором из открытых источников информации (в т.ч. официальный сайт ПАО «МОЭСК»).

2.2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ПС №46 220/110/10/6 кВ «БУТЫРКИ».

Подстанция №46 220/110/10/6 кВ «Бутырки» располагается по адресу: г. Москва, ул. Руставели, д.2.

Схема расположения ПС «Бутырки»



Подстанция размещается в зоне жилой застройки районов Савеловский и Бутырский г. Москвы. Подстанция оснащена двумя автотрансформаторами напряжением

220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, двумя трансформаторами напряжением 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и одним трансформатором напряжением 220/6-6 кВ мощностью 63 МВА. Год изготовления и срок службы трансформаторного оборудования по состоянию на 01.01.2014 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

№ п/п	Диспетчерское наименование трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение $U_{вн}, U_{сн}, U_{нн}$, кВ	Год изготовления	Срок службы, лет
1	АТ-1	250	220/110/10	1981	33
2	АТ-2	250	220/110/10	1980	34
3	Т-3	80	110/10/6	2003	11
4	Т-4	80	110/10/6	2002	12
5	Т-5	63	220/6-6	1986	28

К сети 220 кВ ПС «Бутырки» подключена следующими линиями:

- КЛ 220 кВ Неглинная (КЛ 220 кВ Бутырки–Центральная);
- КЛ 220 кВ Бутырки–Мещанская №1,2;
- КВЛ 220 кВ Бутырки–Владыкино;
- КВЛ 220 кВ Бутырская (КВЛ 220 кВ Бескудниково–Бутырки);
- КВЛ 220 кВ Бутырки–Марфино;
- КВЛ 220 кВ ТЭЦ-27–Бутырки с отп.

К сети 110 кВ ПС «Бутырки» подключена следующими линиями:

- ВЛ 110 кВ Ростокинская А, Б с отп. (ВЛ 110 кВ Бутырки–Ростокино 1,2 с отпайкой на ПС 110 кВ «Останкино»);
- КЛ 110 кВ Бутырки–Самарская А,Б;
- КВЛ 110 кВ Бутырки–Гражданская 1,2 с отп. на ПС 110 кВ «Миусская»;
- КВЛ 110 кВ Бутырки–Центральная 1,2.

Распредустройство 220 кВ открытого типа (ОРУ) выполнено с двумя рабочими системами шин с подключением линий и трансформаторов через развилку из выключателей. Распредустройство 110 кВ открытого типа выполнено по схеме №110-13 «две рабочие и обходная система шин».

Начало эксплуатации оборудования ОРУ 220 кВ: 1980-1982 гг.

Начало эксплуатации оборудования ОРУ 110 кВ: 1980-1982 гг.

На ОРУ 220 кВ в 1996-1997 гг. была проведена частичная замена выключателей и разъединителей.

Для питания абонентской нагрузки на подстанции предусмотрены ЗРУ 6 и 10 кВ.

Результаты анализа токов короткого замыкания на шинах РУ 220 кВ на 2014 год, приведенные в СИПР, указывают на несоответствие отключающей способности существующих выключателей РУ 220 кВ уровню токов К.З. на шинах 220 кВ ПС «Бутырки». По данным расчета режимов сети на 2014 год уровень токов К.З. на шинах 220 кВ составляет 45,5 кА при отключающей способности установленных выключателей 220 кВ равной 40 кА. Текущие и прогнозируемые значения токов К.З. на шинах 220 и 110 кВ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Уровни токов К.З. на шинах ПС «Бутырки» по состоянию на 2014 г. и прогнозируемые на 2019 г.

№ пп.	Наименование систем шин	I _{откл.} выключателя, кА	На 2014 г.		На 2019 г.	
			Ток К.З. трехфазный, I _{кз} ⁽³⁾ , кА	Ток К.З. однофазный, I _{кз} ⁽¹⁾ , кА	Ток К.З. трехфазный, I _{кз} ⁽³⁾ , кА	Ток К.З. однофазный, I _{кз} ⁽¹⁾ , кА
1	1 с.ш. РУ 220 кВ	40; 63	45,5	46,9	48,2	51,3
2	2 с.ш. РУ 220 кВ	40; 63	35,4	35,7	36,5	36,9
3	1 с.ш. РУ 110 кВ	40	33,5	37,7	30,4	33,5
4	2 с.ш. РУ 110 кВ	40	33,8	32,9	29,6	31,8

Исходя из анализа данных, приведенных в СИПР ПАО «МОЭСК», загрузка установленных автотрансформаторов в нормальном режиме не превышает 65%, а в аварийном – 106% по данным на 2014 год.

На сегодняшний день для технологического присоединения к ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» подано заявок общей мощностью 66,47 МВА, из них заключено договоров об осуществлении ТП – 30,91 МВА. С учетом заявок на электроснабжение абонентов прогнозируемая загрузка автотрансформаторов в послеаварийном режиме составит 121%, а дефицит мощности – 42,5 МВА.

Аудитор отмечает что:

- Срок эксплуатации установленных на ПС автотрансформаторов на данный момент превышает нормативный срок службы (30 лет), указанный в ГОСТ 11677-85;

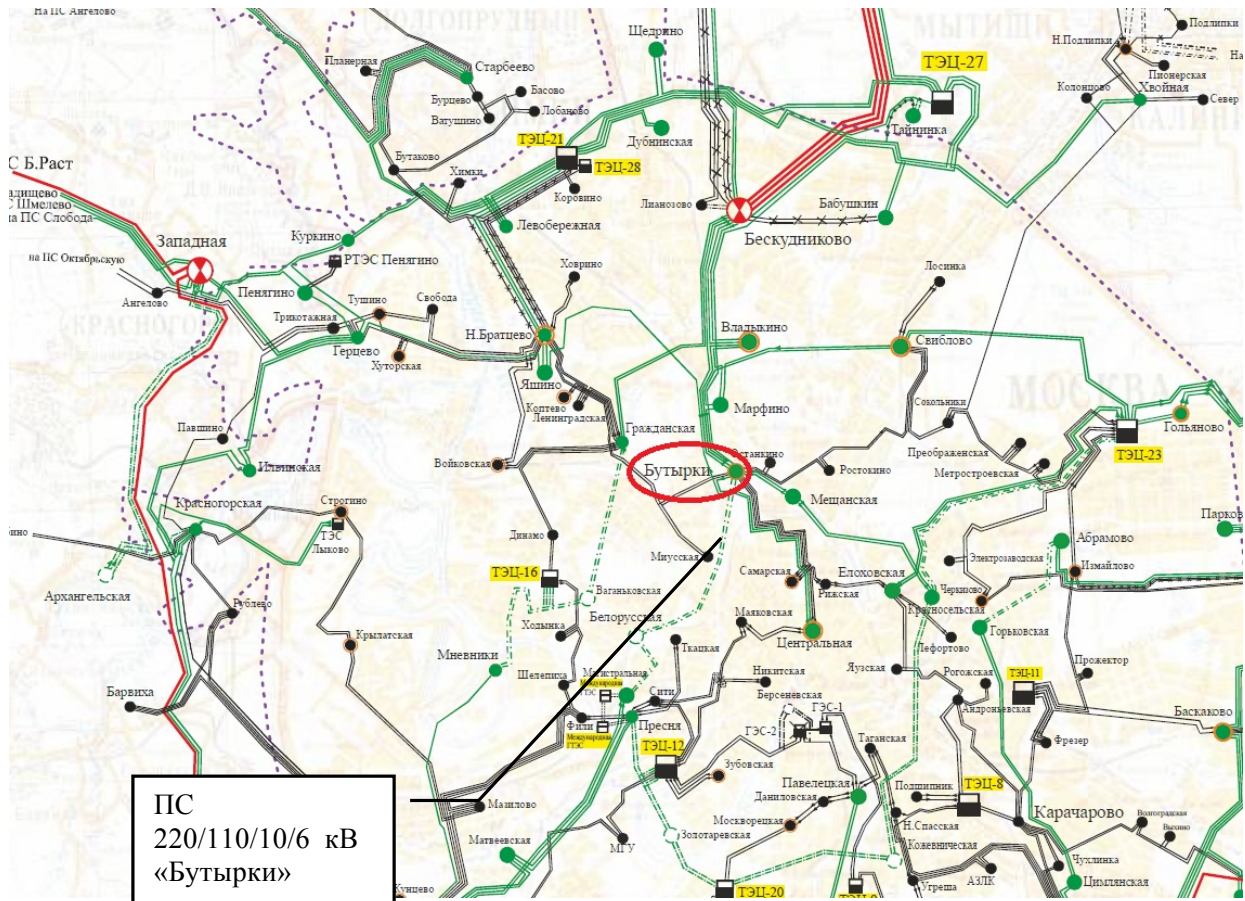


**Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения
технологического и ценового аудита инвестиционного проекта**

- Срок службы трансформатора напряжением 220/6-6 кВ мощностью 63 МВА на планируемый момент окончания реконструкции Объекта превысит нормативный срок службы (30 лет), указанный в ГОСТ 11677-85;
- Согласно текущим данным из СИПР коммутационное оборудование 220 кВ, установленное на ПС, не отвечает требованиям по отключающей способности по состоянию на 2014 год;
- С учетом поданных заявок на подключение имеет место возможный перегруз автотрансформаторов с дефицитом мощности 42,5 МВА.

2.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Подстанция «Бутырки» предназначена для электроснабжения производственных и бытовых потребителей районов Бутырский, Марфино и Савеловский г. Москвы.



Реконструкция ПС «Бутырки» обусловлена физическим и моральным износом коммутационного оборудования РУ 220 кВ, а также с целью удовлетворения растущего спроса на электроэнергию со стороны потребителей.

Согласно технологическому заданию на реконструкцию ПС 220 кВ «Бутырки» предполагается выполнить следующие работы с учетом перспективного перевода ПС на напряжение 500 кВ:

- Сооружение совмещенного здания КРУЭ 220/110 кВ с ОПУ с установкой оборудования КРУЭ 220 и 110 кВ;
- Перевод присоединений 220 и 110 кВ в КРУЭ;
- Установка двух трансформаторов напряжением 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый для снятия перегрузки автотрансформаторов;
- Замена линейных регулировочных трансформаторов напряжением 10 кВ на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый;

Также, в соответствии с технологическим заданием на реконструкцию ПС «Бутырки» до установки новых трансформаторов напряжением 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА необходимо произвести реконструкцию КВЛ 220 кВ «Бутырки-Владыкино» с целью увеличения пропускной способности. Работы по реконструкции КВЛ 220 кВ выполняются по отдельным техническим требованиям и рамках данного инвестиционного проекта не рассматриваются.

Аудитор обращает внимание на то, что в рамках технологического и ценового аудита рассматривается только 1-й этап реконструкции (1ПК).

Цели реализации инвестиционного проекта:

- Удовлетворение растущего спроса потребителей на электроэнергию;
- Снижение загрузки установленных автотрансформаторов;
- Повышение надежности электроснабжения потребителей;
- Повышение безопасности и снижение трудоемкости эксплуатации подстанции;
- Повышение уровня, качества и доступности электроэнергии для потребителей;
- Предупреждение несчастных случаев, связанных с эксплуатацией старого оборудования.

Стоимость 1 ПК проекта – 3 239 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах 4 кв. 2010 г.

Аудитор отмечает, что информация о сроках реализации инвестиционного проекта не противоречит «Укрупненному сетевому графику выполнения инвестиционного проекта «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» 1ПК», представленному на официальном сайте Заказчика. Ввод объекта в эксплуатацию предполагается в конце 2019 г.

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

На основе анализа соответствия представленных Заказчиком исходных данных, актуализированной «Схеме и программе развития электроэнергетики г. Москвы на период 2014-2019 гг.» (СИПР), а также инвестиционной программе ПАО «МОЭСК» на 2015-2019 гг., **Аудитор отмечает:**

- Комплексная реконструкция ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» выполняется в соответствии с СИПР;
- Перспективный расчет режимов на 2019 г. подтверждает необходимость выполнения данного инвестиционного проекта;

- Инвестиционной программой ПАО «МОЭСК» не предусматривается замена трансформаторного оборудования ПС «Бутырки» с длительным сроком эксплуатации (более 30 лет) по другим титулам;
- Согласно Технологическому заданию на реконструкцию ПС «Бутырки» до установки новых трансформаторов напряжением 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА необходимо произвести реконструкцию КВЛ 220 кВ «Бутырки-Владыкино»; В связи с этим на стадии подготовки проектной документации, необходимо учесть взаимосвязь со смежными проектами;
- Стоимость реализации инвестиционного проекта «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК)», согласно предварительному расчёту, произведённому Заказчиком, составляет 3 239 млн. руб. (с НДС), что не противоречит утверждённой инвестиционной программе ПАО «МОЭСК» на 2015-2019 гг.

Выводы:

1. Основные технические решения по инвестиционному проекту «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК)» не противоречат «Схеме и программе развития электроэнергетики г. Москвы на 2014-2019 гг.», а также «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации»;
2. Рекомендуется в ближайшей перспективе (возможно в рамках 2 ПК) предусмотреть замену автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 мощностью 250 МВА и трансформатора Т-5 мощностью 63 МВА на новые;
3. Взаимосвязь со смежными проектами необходимо предусмотреть на этапе разработки проектной документации;
4. Стоимость реализации инвестиционного проекта, представленная Заказчиком в исходных данных, не противоречит утверждённой инвестиционной программе ПАО «МОЭСК» на 2015-2019 гг.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

3.1 ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

При реконструкции ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» предлагается реализовать следующие технические решения, основные показатели которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Основные технические показатели проекта.

№	Наименование показателя	Значение показателя	Примечание
1	Номинальные напряжения РУ	220 кВ; 110 кВ; 10 кВ; 6 кВ	
2	Конструктивное исполнение распределительных устройств	РУ 220 кВ	Комплектное распредустройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ)
		РУ 110 кВ	Комплектное распредустройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ)
		РУ 10 кВ	Закрытое комплектное распределительное устройство (ЗРУ)
		РУ 6 кВ	Закрытое комплектное распределительное устройство (ЗРУ)
3	Тип схемы каждого распределительного устройства	РУ 220 кВ	Вариант схемы № 220-13 «Две рабочие секционированные системы шин»
		РУ 110 кВ	Вариант схемы № 110-13 «Две рабочие секционированные системы шин»
		РУ 10 кВ	№ 10-2 «Две, секционированные выключателями системы шин»
		РУ 6 кВ	№ 6-2 «Две, секционированные выключателями системы шин»
4	Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому распределительному устройству	РУ 220 кВ	9 линий, 2 АТ, 3 трансформатора
		РУ 110 кВ	8 линий, 2 АТ
		РУ 10 кВ	–
		РУ 6 кВ	–
5	Количество ячеек с выключателями по каждому распределительному устройству	РУ 220 кВ	18
		РУ 110 кВ	14
		РУ 10 кВ	100 ¹
		РУ 6 кВ	1001
6	Количество и мощность силовых трансформаторов (устанавливаемых)	Автотрансформатор силовой напряжением 220/110/10 кВ, мощностью 250 МВА – 2 шт.	Существующий

¹ Указаны ориентировочные данные. Уточнение необходимо произвести на стадии подготовки проектной документации.

№	Наименование показателя	Значение показателя	Примечание
		Трансформатор силовой напряжением 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА – 2 шт.	
7	Регулировочные трансформаторы	Линейный регулировочный трансформатор напряжением 10 кВ мощностью 63 МВА – 2 шт.	
8	Площадка для строительства	Реализация проекта осуществляется на существующем земельном участке	
9	Тип и количество дугогасящих реакторов 10 кВ	–	Существующие
10	Тип и количество токоограничивающих реакторов 6-10 кВ	–	Существующие

В соответствии с Технологическим заданием на реконструкцию ПС 220 кВ «Бутырки» реализация инвестиционного проекта разбита на два этапа.

Аудитор обращает внимание на то, что в рамках технологического и ценового аудита рассматривается только 1-й этап реконструкции (1ПК).

Этап 1 включает в себя:

- Сооружение совмещенного здания КРУЭ 220/110 кВ (совмещенного с ОПУ) с установкой оборудования КРУЭ 220 кВ по схеме №220-13 «Две рабочие секционированные системы шин»;
- Перевод существующих присоединений ОРУ 220 кВ на КРУЭ 220 кВ с переносом трансформатора Т-5 напряжением 220/6-6 кВ мощностью 63 МВА;
- Установку двух трансформаторов напряжением 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый, оснащенных РПН;
- Демонтаж двух существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 напряжением 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА;
- Замену двух линейных регулировочных трансформаторов напряжением 10 кВ мощностью 40 МВА на два линейных регулировочных трансформатора напряжением 10 кВ мощностью 63 МВА каждый;
- Демонтаж ОРУ 220 кВ;
- Замену существующих аккумуляторных батарей;
- Замену ДГР 6 и 10 кВ с трансформаторами.

Состав работ, учтенный в предоставленном Заказчиком ориентировочном расчете стоимости реконструкции, приведен в приложении 1.

В ходе анализа основных технологических решений, **Аудитор отметил** следующее:

- Технические решения по реконструкции ПС «Бутырки» выполнены с учетом возможности последующего перевода ПС 220 кВ «Бутырки» на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ, заходом на него двух ЛЭП 500 кВ и установкой не менее двух АТ 500/220 кВ;
- Согласно результату расчета режимов сети 110 кВ и выше на 2019 г. из приложения к СИПР, суммарный прогнозируемый переток мощности через автотрансформаторы ПС «Бутырки» к 2019 году существенно не изменится. Таким образом, на данном этапе дальнейшее увеличение мощности АТ не требуется;
- Применение трансформаторов напряжением 220/10/6 кВ позволяет разгрузить автотрансформаторы, сняв с них часть нагрузки абонентских линий. Это позволяет ликвидировать дефицит мощности и обеспечить более надежную связь сетей 220 и 110 кВ как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;
- Приведенные расчетные данные по уровням токов К.З. на шинах 220 кВ однозначно свидетельствуют о необходимости замены существующего коммутационного оборудования 220 кВ на оборудование с увеличенной отключающей способностью.

По результатам анализа предоставленных материалов, Аудитор делает вывод, что предлагаемые к реализации технические решения по Строительству КРУЭ на ПС «Бутырки» являются оптимальными и обоснованными.

Тем не менее, Аудитор отмечает, что расчет ориентировочной стоимости не содержит работы по замене существующих аккумуляторных батарей на батареи типа GroE, выполнение которых предписано технологическим заданием на реконструкцию ПС «Бутырки».

Также, Аудитор отмечает необходимость обоснования приведенных ниже технических решений при подготовке проектной документации по титулу «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК)»:

- Замена существующих ДГК 6 кВ с трансформаторами на ДГР типа РЗДПОМА-920/6;
- Замена существующих ДГК 10 кВ с трансформаторами на ДГР типа РЗДПОМА-2000/10.

3.2 ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Согласно Техническим требованиям на проведение комплексной реконструкции ПС 220 кВ «Бутырки» при проектировании и выборе основных технических решений следует учитывать возможность перевода ПС 220 кВ «Бутырки» на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ, заходом на него двух ЛЭП 500 кВ и установкой не менее двух автотрансформаторов 500/220 кВ.

Поскольку реконструкция ПС «Бутырки» происходит в границах существующего землеотвода, расположенного в черте городской застройки, применение КРУЭ 220 и 110 кВ можно считать обоснованным, поскольку это позволяет значительно сократить площадь, занимаемую распределительным устройством с учетом дальнейшего расширения и строительства РУ 500 кВ. Также, изоляция КРУЭ внутренней установки не зависит от уровня загрязнения атмосферы, что является существенным критерием при размещении оборудования вблизи автомобильных трасс с интенсивным движением и регулярным применением противогололедных реагентов в зимнее время (Дмитровское ш. и ул. Руставели).

Таким образом, в результате анализа материалов, предоставленных Заказчиком в рамках ТЦА 1 стадии по титулу «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК)», Аудитор делает вывод, что приведенные технические решения можно считать оптимальными и не требующими дальнейшей оптимизации.

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

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

- Капитальная реконструкция ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» обоснована и целесообразна в связи с необходимостью повышения качества и надежности электроснабжения существующих и новых потребителей районов Марфино, Савеловский и Бутырский г. Москвы.
- Технические решения, заложенные в стоимость, с учётом замечаний Аудитора (см. п.3.1), являются эффективными и соответствуют современной практике проектирования объектов электросетевого хозяйства.

- Применяемые технические решения и типовые схемы подключения к электрической сети ПАО «МОЭСК» соответствуют технической политике Заказчика и действующим нормативно-техническим и отраслевым рекомендациям;
- Ограничений на используемые в проекте технологии отсутствуют. 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;
- При выполнении данного этапа инвестиционного процесса используются материалы, выполненные квалифицированными специалистами внутренних структур технических служб и департаментов, отделов по ценообразованию ПАО «МОЭСК». В дальнейшем, при реализации всего цикла инвестиционного проекта, будут использованы специализированные проектные организации, организации по проведению изыскательских работ, а также строительно-монтажные и пуско-наладочные организации;
- Аудитором не выявлена необходимость использования специализированного или специфического оборудования, без которого реализация ИП невозможна.

3.4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ

При реализации инвестиционного проекта «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК)» возможно возникновение определенных технических и технологических рисков. Описание основных рисков с комментариями Аудитора приведено в таблице 3.3.

Таблица 3.3

№ п/п	Описание риска	Мнение Аудитора
1	Риск в не достижении плановых технических параметров инвестиционного проекта	По мнению Аудитора, этот риск является невысоким, так как согласно СИПР, прогнозируется устойчивое развитие сетей в данном районе, а также наблюдается устойчивое увеличение спроса на электроснабжение новых потребителей. При сохранении интенсивности развития энергосистемы данный риск можно признать минимальным.



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения
технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

2	Риск увеличения сроков строительства	По мнению Аудитора, предполагаемый срок реализации инвестиционного проекта 6 лет, является приближенным к реальности, поэтому ИК считает низкой вероятность возникновения данного риска.
---	--------------------------------------	--

4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ

Для проведения ценового аудита по проекту «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» Исполнителю переданы следующие документы:

- Бизнес-план инвестиционного проекта «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК);
- Модель денежных потоков по проекту «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки» (1 ПК);
- Расчёт ориентировочной стоимости капитальных затрат по титулу «Строительство КРУЭ на ПС 220/110/10/6 кВ «Бутырки»;
- Инвестиционная программа ОАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы, утвержденная приказом №735 от 16.10.2014 г.

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

Исполнитель 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 2019² года, 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».

Результаты проведения оценки стоимости Проекта Исполнителем представлены в Таблице 4.1. Исполнитель отмечает, что состав позиций укрупненного расчета Исполнителя несколько отличается от состава позиций в укрупненном расчете Заказчика (см. приложение 3, табл. П-2). По мнению Исполнителя, методика Сборника СО 00.03.03-07 (а также его последующих версий) подразумевает использование укрупненных показателей стоимости для оценки капитальных затрат, и указанные укрупненные

² Согласно утвержденной инвестиционной программе ОАО «МОЭСК», ввод ПС «Бутырки» в эксплуатацию планируется в 2019 г.

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.

Таблица 4.1.

Стоимость реализации Проекта по оценке Исполнителя

	Стоимость реализации Проекта , тыс. руб.		
	Базовые цены 2000 г.	Прогнозные цены 2019 г. с НДС	
		Без учета снижения	С учетом снижения
ПС «Бутырки»	714 781,17	6 895 667,89	4 826 967,55
ВСЕГО	714 781,17	6 895 667,89	4 826 967,55

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 содержащимся в Бизнес-плане данным, Проект не окупится, так как его Чистая приведенная стоимость имеет отрицательную величину (см. табл. 4.2).

Таблица 4.2.

Основные показатели экономической эффективности инвестиционного Проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		Б-П	Исполнитель
Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. руб.	-2 055 791	-2 062 670
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	нет	нет
Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR)	%	5,0	5,0
Индекс доходности		0,17	0,17
Простой срок окупаемости	лет	нет	нет
Дисконтированный период окупаемости	лет	нет	нет

Исполнитель обратил внимание, что в табл. 3 Бизнес-плана (Инвестиционные затраты на период строительства) ошибочно указано «с НДС», хотя приведены данные без НДС.

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, из текста Бизнес-плана неявным образом следует, что финансирование Проекта предполагается осуществлять за счет RAB-тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика.

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, поэтому Исполнитель 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 Исполнитель 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-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-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 кредитору 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», Исполнитель 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, Исполнитель считает, что данный вид риска по 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 в Бизнес-плане продекларирован отказ от привлечения заемного капитала для финансирования данного Проекта, 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.

На рассматриваемой стадии данного Проекта поставщики оборудования для него не определены, соответственно, невозможно и оценить «импортную» составляющую данного вида риска. Однозначно отсутствует «экспортная» составляющая риска, так как ОАО «МОЭСК» предоставляет услуги только на территории РФ, которые оплачиваются только в рублях.

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.

4.2.2.5 Риск недофинансирования проекта

Исполнитель оценивает риск недофинансирования как «высокий» ввиду того, что стоимость Проекта, внесенная в ИПР, ниже стоимости, полученной Исполнителем с учетом директивного снижения на 26,29%. Это обусловлено тем фактом, что в ИПР внесена стоимость Проекта, рассчитанная в ценах 2010 г., в то время как срок ввода Объекта в эксплуатацию – 2019 г.

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 RAB-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 «Бутырки», составленный согласно ТЗ №153-13ЧА-1736 от 16.03.2012 г. Расчет представлен в трех 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 декабря 2010 г. с НДС	
Полная стоимость строительства 1 ПК	707 969,47	3 821 616,98	3 822 000,00
Оценка со снижением	-	-	-

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

Таблица 4.4.

Сравнение оценок Заказчика и Исполнителя

	Оценка Заказчика, тыс. руб.	Оценка Исполнителя, тыс. руб.	Разница в оценках Заказчика и Исполнителя	
			тыс. руб.	%
Базовый уровень цен	707 969,47	714 781,17	-6 811,70	-0,96
ИПР с НДС	3 822 000,00	6 895 667,89 4 826 967,55 ³	-3 073 667,89	-80,42
Бизнес-план с НДС	3 592 319,9 ⁴		-1 004 967,55	-26,29
Расчет снижения инвестиционных затрат на 30% относительно уровня 2012 года	6 920 657,80		24 989,91	0,36
	4 844 460,46		17 492,91	0,36

Таким образом, в базовом уровне цен стоимость капитальных затрат по Проекту оказалась на 6 811,70 тыс. руб. (на 0,96%) выше оценки, полученной Заказчиком, что является несущественным расхождением. Стоимость же Проекта, включенная в ИПР по сравнению с оценкой Исполнителя, учитывающей директивное снижение, занижена на 26,29%.

В прогнозном уровне расхождение оценок Заказчика Исполнителя в основном обусловлено тем, что стоимость по оценке Заказчика внесена в ИПР в ценах декабря 2010, в то время как ввод Объекта в эксплуатацию планируется в 2019 г.

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.

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 настоящий момент. При этом ИК отмечает, что на момент расчёта ориентировочной стоимости Заказчиком (2011г.), Сборник был действительным, стоимостные показатели, а также индексы и прочее, применены корректно, за исключением следующего:

- При использовании некоторых показателей Сборника в расчете Заказчика стоимость оборудования заменена на иную стоимость, полученную на основании

³ В данной таблице курсивом выделена оценка с учетом директивного снижения

⁴ В бизнес-плане указано, что данная стоимость учитывает директивное снижение. Исполнителю не предоставлены какие-либо документы и расчеты, подтверждающие данную величину капитальных затрат.

прайс-листов. Прайс-листы, а также обоснование необходимости такой замены не предоставлены Исполнителю.

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

При анализе расчета стоимости реализации Проекта Исполнитель отметил:

- 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;
- Прайс-листы заводов-изготовителей, использованные Заказчиком, не были представлены к рассмотрению Исполнителю, таким образом, оценить обоснованность содержащихся в них расценок не представляется возможным;
- В некоторых позициях приведенного расчета стоимость оборудования из показателей Сборника заменена на иную стоимость, полученную на основании прайс-листов, однако обоснования необходимости замены и/или недостаточности расценок, приведенных в Сборнике, не предоставлены.

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

По мнению Аудитора, приведенные технические решения можно считать оптимальными и не требующими дальнейшей оптимизации.

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. Реконструкцию ПС №46 220/110/20/10 кВ «Бутырки» можно признать обоснованной и целесообразной в связи с:
 - Физическим и моральным износом существующего оборудования;
 - Несоответствием характеристик коммутационного оборудования 220 кВ уровню токов К.З. в существующей сети;
 - Необходимостью удовлетворения спроса на технологическое присоединение новых потребителей;
 - Необходимостью снятия перегрузки с существующих автотрансформаторов ПС «Бутырки»;
 - Необходимостью повышения надежности электроснабжения абонентов.
2. Технологические решения, предлагаемые Заказчиком, можно считать оптимальными для применения при реконструкции ПС в черте г. Москвы, а также с учетом перспективы перевода ПС «Бутырки» на высшее напряжение класса 500 кВ. Аудитор подтверждает достаточность проработки технологических решений для определения предварительной стоимости реконструкции ПС «Бутырки»;
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.

ЦЕНОВОЙ АУДИТ

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

1. В базовом уровне цен стоимость капитальных затрат по Проекту оказалась на 6 811,70 тыс. руб. (на 0,96%) выше оценки, полученной Заказчиком, что является несущественным расхождением. Стоимость же Проекта, включенная в ИПР по сравнению с оценкой Исполнителя, учитывающей директивное снижение, занижена на 26,29%. В прогнозном уровне расхождение оценок Заказчика Исполнителя в основном обусловлено тем, что стоимость по оценке Заказчика внесена в ИПР в ценах декабря 2010, в то время как ввод Объекта в эксплуатацию планируется в 2019 г.
2. Согласно Бизнес-плану Проекта, он не окупится.
3. С другой стороны, так как, судя по всему, финансирование Проекта предполагается осуществлять за счет RAB-составляющей тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика.
4. Исполнитель не выявил серьезных рисков по Проекту (с учетом ранней стадии его реализации) за исключением риска недофинансирования, уровень которого оценивается как «высокий» из-за того, что в ИПР внесена стоимость Проекта, рассчитанная в ценах 2010 г.

6 ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 «РАСЧЕТ ОРИЕНТИРОВОЧНОЙ СТОИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС «БУТЫРКИ» (1 ПК)»

Расчёт ориентировочной стоимости реконструкции ПС "Бутырки".

Согласно ТЗ №153-13/ЧА-1736 от 16.03.2012г.

№№ п.п.	Обоснование	Наименование оборудования, работ	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, тыс. рублей без НДС															
					За ед.			Общая												
					Всего:	оборуд.	СМР	ПНР	Всего:	оборудование	СМР	ПНР	прочие							
1.1-ый этап.																				
1.1.	УСПЭСП табл.33, п.3 с К=0,7	Демонтаж силового трансформатора Т-5 мощностью 63 МВА, напряжением 220/6 кВ.	шт	1	34,40	34,40			34,40											
1.2.	УСПЭСП табл.20, приложение 1 с К=0,35 и 0,3	Демонтаж строительной части силового трансформатора Т-5 мощностью 63 МВА, напряжением 220/6 кВ (12625x0,18/39x28x0,35x0,3)	шт	1	171,31	171,31			171,31											
1.3.	УСПЭСП табл.20, приложение 1	Монтаж на новом месте силового трансформатора Т-5 мощностью 63 МВА, напряжением 220/6 кВ (без стоимости оборудования) (38500/3,05+0,22x12625/95x53)x0,03- ПНР. (12625x0,18)- СМР, ПНР	шт	1	2272,50	1847,32	425,18		2272,50					425,18						
1.4.	УСПЭСП приложение 1, цена из-як прива. В баг. Цены 2001г.	Установка на существующем трансформаторе Т-5 двух комплектов ДЗТ в составе МПП.	шт	2	419,92	349,33	46,14	24,45	839,84	698,66				92,28					48,91	
1.5.	УСПЭСП приложение 1, цена из-як прива. В баг. Цены 2001г.	Установка на трансформаторе Т-5 автоматички регулирования напряжения под нагрузкой на основе МПП.	к-т	1	351,56	292,46	38,63	20,47	351,56	292,46				38,63					20,47	
1.6.	УСПЭСП табл.19, приложение 1, цена из-як прива. В баг. Цены 2001г.	Ячейки КРУЭ-220 кВ по схеме "две рабочие секционированные системы шин", рассчитанные на присоединение 9-ти линий 220 кВ (5 ячеек для существующих линий 220 кВ: "Неглинная", "Бутырки-Валакино", "Бутырская", "Бутырки-Марфино", "ТЭЦ-27 - Бутырки"; 2 ячейки для новой КЛ-220 кВ "Бутырки - Белорусская 1,2", 2 ячейки для новой ЛЭП-220 кВ "Бутырки - Мешанская 1,2"), 2-х автотрансформаторов, 3-х трансформатора, 2-х ШСВ и 2-х СВ, всего ячеек КРУЭ- 18 шт. (стоимость ячеек с ТН входит в стоимость ячеек с ЭВ). (30000/3,05+0,22x27000/97x52)- оборуд. (27000x0,18)- СМР, ПНР	шт	18	17880,40	13020,40	3948,57	911,43	321847,12	234367,12				71074,30						16405,70
1.7.	Стоимость строительной части КРУЭ для установки 2-х линейных резервных ячеек (27000x0,18/45x30)	шт	2	3240,00	3240,00			6480,00											6480,00	

1.8.	УСП ЭСП табл.33, п.11 с кс=0,7, приконт.	Демонтаж элезовых выключателей существующего ОРУ-220 кВ.	шт	16	15,00		15,00	15,00		240,00		240,00			
1.9.	КУР на демонтажные работы, п.15	Демонтаж разъединителей существующего ОРУ-220 кВ.	к-т	36	4,44		4,44	4,44		160,00		160,00			
1.10.	КУР на демонтажные работы, п.12	Демонтаж трансформаторов напряжения существующего ОРУ-220 кВ.	к-т	2	2,70		2,70	2,70		5,40		5,40			
1.11.	КУР на демонтажные работы, п.5	Демонтаж ОПН существующего ОРУ-220 кВ.	к-т	4	2,60		2,60	2,60		10,40		10,40			
1.12.	УСП ЭСП табл.19, прилож.1, кс=0,18, 0,35, 0,3	Демонтаж порталов, строительной части, ошников ОРУ-220 кВ. (15000х0,18х0,35х0,3)	к-т	8	283,50		283,50	283,50		2268,00		2268,00			
1.13.	УСП ЭСП табл.13, приложение 1	Перенос существующих присоединений ОРУ-220 кВ в КРУЭ, путем прокладки 4-х КЛ-220 кВ кабелем из СПЭ марки ПвПв2г сечением 2000 мм2, длиной 600 м каждая. Всего- 4X0,6 км.	км	2,4	36200,00	5569,23	30240,92	389,85	13366,15	86880,00		72578,22		935,63	
1.14.	УСП ЭСП табл.13, приложение 1	Перенос существующих присоединений ОРУ-220 кВ в КРУЭ, путем прокладки 2-х КЛ-220 кВ кабелем из СПЭ марки ПвПв2г сечением 2000 мм2, длиной 600 м каждая. Всего- 2X0,96 км.	км	0,96	40100,00	6169,23	33498,92	431,85	5922,46	38496,00		32158,97		414,57	
1.15.	УСП ЭСП табл.13, приложение 1	Перенос существующих трансформаторных присоединений ОРУ-220 кВ в КРУЭ, путем прокладки 3-х КЛ-220 кВ кабелем из СПЭ марки ПвПв2г сечением 2000 мм2, длиной 150 м каждая. Всего- 3X0,15 км.	км	0,45	36200,00	5569,23	30240,92	389,85	2506,15	16290,00		13608,42		175,43	
1.16.	Коммерческое предложение ООО Энергосервис, прил. В б.ц. Цены 2001г.	Оснащение концевых муфт и вводов в КРУЭ КЛ-220 кВ, кабельных перемычек между силовыми трансформаторами и КРУЭ акустическими регистраторами частотных разрядов в кабельных муфтах (вводах в КРУЭ) с радиоканалом, типа АРР-1.	к-т	18	80,16	61,22	7,58	11,36	1102,04	1442,95		136,36		204,55	
1.17.	УСП ЭСП табл.33, п.2 с кс=0,7	Демонтаж существующих трансформаторов Т-3, Т-4 мощностью 80 МВА напряжением 110/10/6 кВ.	шт	2	20,80		20,80			41,60		41,60			
1.18.	УСП ЭСП табл.20, прилож.1, цена ист-на привед. В б.ц. Цены 2001г.	Ячейка силового трансформатора напряжением 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый. (15875х0,18)-СМР, ПНР. (5200000/3,05/1000+0,22х15875/95х53)-оборудование.	шт	2	21855,13	18997,63	2287,57	569,93	37995,26	43710,26		4575,14		1139,86	
1.19.	УСП ЭСП прилож.1, цена ист-на привед. В б.ц. Цены 2001г.	Установка на трансформаторах автоматики регулирования напряжения под нагрузкой на основе МПТ.	к-т	1	479,08	398,54	52,64	27,90	398,54	479,08		52,64		27,90	

УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на вводных выключателях ЗРУ и КРУ 10 кВ трансформаторов тока с 2-мя обмотками класса 0,2S	к-т	8	34,17	28,43	3,75	1,99	273,39	227,43	30,04	15,92
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка по два комплекта ДЗО на МПТ для защиты реакторов и ВДТ 10 кВ.	к-т	2	526,55	438,04	57,85	30,66	1053,10	876,07	115,71	61,33
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на выходях силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 6 кВ перед каждым ВДТ трансформаторов тока с 4-мя вторичными обмотками класса 10P.	к-т	2	79,95	42,93	34,02	3,01	159,91	85,86	68,04	6,01
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на вводных выключателях ЗРУ-6 кВ трансформаторов тока с 3-мя обмотками класса 10P.	к-т	4	39,58	31,87	5,47	2,23	158,31	127,50	21,89	8,92
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на вводных выключателях ЗРУ-6 кВ трансформаторов тока с 2-мя обмотками класса 0,2S.	к-т	4	34,17	28,43	3,75	1,99	136,69	113,71	15,02	7,96
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка по два комплекта ДЗО на МПТ для защиты реакторов и ВДТ 6 кВ.	к-т	2	526,55	438,04	57,85	30,66	1053,10	876,07	115,71	61,33
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на секционных выключателях ЗРУ и КРУ- 10 кВ, ЗРУ-6 кВ трансформаторов тока с 3- мя обмотками класса 10P.	к-т	8	39,58	31,87	5,47	2,23	316,63	255,00	43,78	17,85
УСП ЭСП табл. 19, прилож. 1, прилож. 1	Реконструкция РЗА вводов КРУ-10 кВ, ЗРУ-10 и 6 кВ на МПТ.	к-т	12	46,20	40,81	2,53	2,86	554,40	489,72	30,40	34,28
УСП ЭСП табл. 19, прилож. 1, прилож. 1	Реконструкция РЗА секционных выключателей КРУ-10 кВ, ЗРУ-10 и 6 кВ на МПТ.	к-т	8	46,20	40,81	2,53	2,86	369,60	326,48	20,27	22,85
УСП ЭСП прилож. 1, цена ил-ля привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на подстанции комплекса регистрации аварийных процессов (КРАП)	к-т	1	935,89	778,56	102,83	54,50	935,89	778,56	102,83	54,50
УСП ЭСП таб 19, прилож. 1, РЗА=22%	Реконструкция РЗА прилагающей к подстанции егги 220 кВ при количестве линий 220 кВ- 5 шт. (15000*0,22)	шт	5	3300,00	2758,21	348,72	193,07	16500,00	13791,04	1743,58	965,37
Предложение ИПП "Динамик" привед. В баз. Цены 2001г.	Приобретение комплекта контрольно- проверочной аппаратуры для выполнения наладки и проверки МПТ РЗА.	к-т	1	962,77	962,77			962,77	962,77		

1.44.	УСП ЭСП прилож. 1 цены в баз. привед. В баз. Цены 2001г.	Установка на секциях ЗРУ-6 кВ, ЗРУ-10 кВ и ЗРУ-10 кВ устройств АЧР с ЧАПВ, АОСН на МПП.	к-т	24	97,82	81,38	10,75	5,70	2347,67	1953,02	257,95	136,71
1.45.		Реконструкция цифровой системы передачи на участке ПС "Бутырки" - ПС "Центральная" - ТЭЦ- 27 - ПС "Владькино" - ПС "Бескудиково" - ПС "Марфино" - РДП Октябрьской ОЗ СЭС - ЦУС ОАО "МОЭСК" с установкой оборудования связи.										
1.46.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ПС "Бутырки". - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.47.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ПС "Центральная". - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.48.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ПС "Владькино". - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.49.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ПС "Бескудиково". - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.50.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ПС "Марфино". - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.51.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ТЭЦ-27. - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.52.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*РДП Октябрьской ОЗ Свердловск ЭС. - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14
1.53.	Расчет по данным СДТУ привед. В баз. Цены 2001г.	*ЦУС ОАО "МОЭСК". - доукомплектовать мультиплексор FOX/UMUX- 1 к-т.	к-т	1	143,49	130,63	3,72	9,14	143,49	130,63	3,72	9,14

прочие без учёта затрат на ПИР и содержание службы заказчика		244 878,44		197 200,09		258 165,00		27 964,81		244 878,44	
Кроме того НДС 18%		582 958,52		1 292 756,15		1 692 415,01		183 324,84		99 628,62	
Всего по I-му этапу с НДС		3 821 616,98		1 292 756,15		1 692 415,01		183 324,84		653 120,98	
III-II-й этап.											
2.1.	УСП ЭСП табл. 19, приложение 1, прилож. 1 Ячейки КРУЭ-110 кВ по схеме "две рабочие секционированные системы шин", рассчитанные на присоединение 8-ми существующих линий 110 кВ, двух автотрансформаторов, двух ШСВ, двух секционных выключателей, всего ячеек - 14, (9500x0,18)-СМР, ПНР.	шт	14	9500,00	5092,78	4050,72	356,49	71298,97	56710,10	4990,93	
2.2.	УСП ЭСП табл. 19, приложение 1, прилож. 1 Стоимость строительной части КРУЭ для 2-х резервных ячеек. (9500x0,18/45x30)	шт	2	1140,00		1140,00		2280,00	2280,00		
2.3.	УСП ЭСП табл. 13, приложение 1 Перевод существующих КВЛ-110 кВ "Бутыркин-Центральная 1,2" из ОРУ-110 кВ в КРУЭ, путем прокладки 2-х цепной КЛ-110 кВ от проектируемого столбового колодца до КРУЭ кабелем из СПЭ марки ПаПуЭг сечением 1000 мм ² , длиной 600 м каждая.	км	0,6	37900,00	5830,77	31661,08	408,15	3498,46	18996,65	244,89	
2.4.	УСП ЭСП табл. 13, приложение 1 Перевод существующих КЛ-110 кВ "Бутыркин-Самарская А.Б" из ОРУ-110 кВ в КРУЭ, путем прокладки 2-х цепной КЛ-110 кВ от проектируемого столбового колодца до КРУЭ кабелем из СПЭ марки ПаПуЭг сечением 1000 мм ² , длиной 1300 м каждая.	км	1,3	37900,00	5830,77	31661,08	408,15	7580,00	41159,40	530,60	
2.5.	УСП ЭСП табл. 13, приложение 1 Перевод существующих КВЛ-110 кВ "Ростовские А.Б" из ОРУ-110 кВ в КРУЭ, путем прокладки 2-х цепной КЛ-110 кВ от проектируемого переходного пункта до КРУЭ кабелем из СПЭ марки ПаПуЭг сечением 1000 мм ² , длиной 900 м каждая.	км	0,9	37900,00	5830,77	31661,08	408,15	5247,69	28494,97	367,34	
2.6.	УСП ЭСП табл. 13, приложение 1 Перевод существующих КВЛ-110 кВ "Тимирязевские А.Б" из ОРУ-110 кВ в КРУЭ, путем прокладки 2-х цепной КЛ-110 кВ от проектируемого переходного пункта до КРУЭ кабелем из СПЭ марки ПаПуЭг сечением 1000 мм ² , длиной 3100 м каждая.	км	3,1	37900,00	5830,77	31661,08	408,15	18075,38	98149,34	1265,28	
2.7.	УСП ЭСП табл. 13, приложение 1 Перевод существующих трансформаторных присоединений ОРУ-110 кВ в КРУЭ, путем прокладки 2-х КЛ-110 кВ кабелем из СПЭ марки ПаПуЭг сечением 1000 мм ² , длиной 150 м каждая. Всего- 2X0,15 км.	км	0,3	34600,00	5323,08	28904,31	372,62	1596,92	8671,29	111,78	
2.8.	Локальные сметы проекта шаблон ПП на ПС "Ростовские А.Б" и Тимирязевские А.Б". Подуэжно, принеит.	шт	2	3389,32	2359,84	855,32	174,16	4719,68	1710,64	348,32	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 «ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ПРОЕКТА»

Таблица ПЗ.1

Технические данные для расчета стоимости Проекта

№ пп	Показатель	Количество
	Блок «Подстанция»	
1	КРУЭ 220 кВ	18 яч.
2	Строительная часть КРУЭ 220 кВ	2 ячейки
3	Установка трансформатора 100 МВА, 220/10/6 кВ	2 шт.
4	Установка линейного регулировочного трансформатора 63 МВА, 10 кВ	2 шт.
5	Система противоаварийной автоматики для ПС 220 кВ с числом присоединений более 2	
6	Демонтаж оборудования ОРУ 220 кВ	10 яч.
7	Демонтаж (включая строительную часть) трансформатора 80 МВА, 110/10/6 кВ	2 шт.
8	Установка трансформатора Т-5 (63 МВА, 220/6 кВ)	1 шт.
9	Демонтаж строительной части трансформатора Т-5 (63 МВА, 220/6 кВ)	1 шт.
10	Постоянная часть затрат для ПС 220/110 кВ ⁵	1 к-т
11	Перевод линий 220 кВ из ОРУ в КРУЭ	9х0,3 км
12	Комплекс АСУ ТП	1 к-т
13	Система телемеханики	1 к-т
14	Система пожарно-охранной сигнализации	1 к-т

⁵ Постоянная часть затрат включает: общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд зданий, внутривозрадные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, систему видеонаблюдения, наружное освещение, ограждение и прочие элементы.