



**Общество с ограниченной ответственностью
«СибСтройЭксперт»**

Юридический адрес: 660059, г. Красноярск,
ул. Семафорная, 441 «А», офис 5

Фактический адрес: 660075, г. Красноярск,
ул. Железнодорожников, 17, офис 510

Тел./факс: (391) 274-50-94, 8-800-234-50-94,

ИНН 2460241023, КПП 246101001,

ОГРН 1122468053575

Р/с 40702810123330000291 в ФИЛИАЛ "НОВОСИБИРСКИЙ" АО

"АЛЬФА-БАНК" Г. НОВОСИБИРСК, БИК: 045004774, К/с:

30101810600000000774

Свидетельство об аккредитации на право проведения негосударственной экспертизы проектной документации и
негосударственной экспертизы результатов инженерных изысканий
№ RA.RU 611129 срок действия с 16.11.2017 г. по 16.11.2022 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ЦЕНОВОЙ АУДИТ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по проведению технологического и ценового аудита инвестиционного
проекта по титулу: Реконструкция ПС 110 кВ № 319 «Лаговская» с
установкой трансформаторов 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ
110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ (138,4 МВА; 5,063 км; 109 шт(РУ);
13236 кв.м.; 113шт(прочие) (1 стадия))

г. Красноярск



**Общество с ограниченной ответственностью
«СибСтройЭксперт»**

Юридический адрес: 660059, г. Красноярск,
ул. Семафорная, 441 «А», офис 5
Фактический адрес: 660075, г. Красноярск,
ул. Железнодорожников, 17, офис 510
Тел./факс: (391) 274-50-94, 8-800-234-50-94,
ИНН 2460241023, КПП 246101001,
ОГРН 1122468053575

Р/с 40702810123330000291 в ФИЛИАЛ "НОВОСИБИРСКИЙ" АО
"АЛЬФА-БАНК" Г. НОВОСИБИРСК, БИК: 045004774, К/с:
30101810600000000774

Свидетельство об аккредитации на право проведения негосударственной экспертизы проектной документации и
негосударственной экспертизы результатов инженерных изысканий
№ RA.RU 611129 срок действия с 16.11.2017 г. по 16.11.2022 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «СибСтройЭксперт»
Назар
Руслан Алексеевич
24.02.2021 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по проведению технологического и ценового аудита инвестиционного
проекта по титулу: Реконструкция ПС 110 кВ № 319 «Лаговская» с
установкой трансформаторов 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ
110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ (138,4 МВА; 5,063 км; 109 шт(РУ);
13236 кв.м.; 113шт(прочие) (1 стадия))

г. Красноярск

Оглавление

1	Общая информация об аудируемом лице (заказчике).....	4
2	Сведения об Исполнителе	5
3	Введение.....	6
2.	Список сокращений.....	7
4	Термины и определения.....	9
5	Основание для проведения ТЦА.....	13
6	Описание инвестиционного проекта	14
	6.1 Цели и задачи инвестиционного проекта	14
	6.2 Краткое описание инвестиционного проекта	14
	6.3 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита.....	19
7	Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта	20
	7.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	20
	7.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса	20
	7.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	21
	7.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико- экономических показателей	21
	7.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	21
	Выводы о необходимости, обоснованности и целесообразности реализации инвестиционного проекта.....	22
8	Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	23
	8.1 Перечень представленной исходно-разрешительной документации.....	23
	8.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	23
	8.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта	23
	8.4 Анализ качества и полноты Технического задания	23
	Выводы о достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	24
9	Технологический аудит.....	25
	9.1 Анализ основных технических и технологических решений	25
	9.1.2 Компонентные решения.....	26
	9.1.3 Оборудование.....	26
	9.1.4 Сроки и этапы реализации	31
	9.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	31
	9.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	31
	9.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	31
	9.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений	

требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.....	31
9.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	32
9.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	32
Выводы по результатам технологического аудита.....	34
10 Ценовой аудит.....	35
10.1 Оценка стоимостных показателей	35
10.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости.....	35
10.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены 35	
10.1.3 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	37
10.1.4 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта	40
10.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	40
10.2.1 Анализ финансово-экономической модели	40
10.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	41
10.3.1 Анализ эксплуатационных затрат.....	41
10.3.2 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта .	41
10.4 Оценка рисков инвестиционного проекта	43
11 Заключение.....	45

1 Общая информация об аудируемом лице (заказчике)

Полное фирменное название, Публичного акционерного общества "Россети Московский Регион" (ПАО «Россети Московский Регион»).

Основной вид деятельности компании – передача и распределение электроэнергии. Место нахождения Общества и почтовый адрес – 115114, город Москва, 2-й Павелецкий проезд, 3-2

В состав сетевой компании входит 8 филиалов.

ПАО «Россети Московский Регион» обеспечивает передачу и распределение электроэнергии на всей территории Московской области.

В состав электросетевого хозяйства Общества входит:

- 71 712,6 км воздушных линий,
- 76 931,3 км кабельных линий,
- 53 899 трансформатора (преимущественно 3-10 кВ – 96,9% от общего количества) общей мощностью 74 536,20 МВА.

На балансе ПАО «Россети Московский Регион» находятся:

- здания административного и административно-производственного назначения на балансе ПАО «Россети Московский Регион» - 1187 ед. (общей площадью 109 004,0 тыс. м² и объемом 585 125,2 тыс. м³, отапливаемый объем зданий – 584 344,4 тыс.м³);
- 3 290 единиц автотранспорта;
- 1 981 единиц спецтехники.

Из 1 152 434 точек приема (поставки) электрической энергии системами коммерческого учета оснащено 1 109 402 т.у. (96,27% от общего количества т.у.), в том числе системами АИИС КУЭ, интеллектуального учета – 71 107 т.у. (6,41% от количества оснащенных т.у.).

Количество точек поставки электрической энергии на хозяйственно-бытовые нужды - 475 штук, приборами учета оснащены 97,01%.

2 Сведения об Исполнители

Общество с ограниченной ответственностью «СибСтройЭксперт»
Юридический адрес: 660059, г. Красноярск, ул. Семафорная, 441 «А»,
офис 5

Фактический адрес: 660075, г. Красноярск, ул. Железнодорожников, 17,
офис 510

Тел./факс: (391) 274-50-94, 8-800-234-50-94

E-mail: sibstroyekspert@mail.ru

<http://sibstroyekspert.pro/>

ИНН 2460241023, КПП 246101001, ОГРН 1122468053575, ОКПО
10157620

Р/с 40702810123330000291 в ФИЛИАЛ "НОВОСИБИРСКИЙ" АО
"АЛЬФА-

БАНК" Г. НОВОСИБИРСК, БИК: 045004774, К/с:
30101810600000000774

Свидетельства:

ООО «СибСтройЭксперт» аккредитовано Федеральной службой по аккредитации на право проведения негосударственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий (Свидетельство №RA.RU.611129 от 16.11.2017).

ООО «СибСтройЭксперт» имеет Свидетельство о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства №752 от 04.07.2013 г., выданное НП СРО проектировщиков «СтройПроект».

ООО «СибСтройЭксперт» соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (Сертификат соответствия №ЖМА0.RU.003.S002508).

Руководитель: Генеральный директор Назар Руслан Алексеевич.

3 Введение

Целью проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу: «Реконструкция ПС 110 кВ № 319 «Лаговская» с установкой трансформаторов 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ (138,4 МВА; 5,063 км; 109 шт(РУ); 13236 кв.м.; 113шт(прочие) (1 стадия))» 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, а также снижения удельной стоимости строительства.

Настоящий Отчет о проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 110 кВ № 319 «Лаговская» с установкой трансформаторов 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ» 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.

2. 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
ГНБ	Метод горизонтально-направленного бурения
ИК	Инжиниринговая компания
ИП	Инвестиционный проект
ИПР	Инвестиционная программа развития Общества
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
кВ	Киловольт
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТПБ	Комплектная трансформаторная подстанция блочного типа
МВА	Мегавольтампер
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
ПС	Подстанция
ПСД	Проектно-сметная документация

РД	Руководящий документ
РАВ – тариф	Долгосрочные параметры тарифного регулирования
РЗА	Релейная защита и автоматика
ПА	Противоаварийная автоматика
РУ	Распределительное устройство
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СМР	Строительно-монтажные работы
СНиП	Строительные нормы и правила
ССР	Сводный сметный расчет
ТЗ	Технологическое задание
ТТ	Технологические требования
КЗ	Токи короткого замыкания
ТП	Технологическое присоединение потребителей
ТЦА	Технологический и ценовой аудит
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ФЗ	Федеральный закон
ФМ	Финансовая модель

4 Термины и определения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5 Основание для проведения ТЦА

Дата проведения технологического и ценового аудита – февраль 2021 года. Результаты технологического и ценового аудита отражают текущее состояние инвестиционного проекта на указанный момент выполнения работ и могут утратить свою актуальность в ходе дальнейшей реализации проекта.

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

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

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

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- «Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р;
- Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2020 №33@, с корректировкой от 24.02.2021

6 Описание инвестиционного проекта

6.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Цель реализации инвестиционного проекта ПС 110 кВ "Лаговская" в соответствии с титулом ИПР: «Реконструкция ПС 110 кВ № 319 "Лаговская" с установкой тр-ров 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ-110кВ, ОРУ-35кВ, ЗРУ-10кВ (138,4 МВА; 5,063 км; 109 шт.(РУ); 13 236 кв.м.; 113 шт.(прочие)). Реконструкция подстанции в связи с неудовлетворительным состоянием основного и вспомогательного оборудования, снижающим эксплуатационные качества и надежность объекта.

Выполнение отлагательных условий по замене двух трансформаторов 2х25 МВА (Т-1 и Т-2) на два трансформатора 2х63 МВА на ПС 110 кВ "Лаговская" (№ 319) по следующим договорам технологического присоединения:

№ Договора	Наименование Заявителя	Общая стоимость договора, млн. руб. с НДС	Величина мощности ЭПУ Заявителя, кВт
ИА-12-302-6120(944428)	ООО "Зеленый Век"	6,2481	5 000
ИА-15-302-244(905442)	ОАО "РСП"	0,41485	1 100
Итого:		6,66295	6 100

6.2 Краткое описание инвестиционного проекта

Площадка реконструируемой ПС 110 кВ «Лаговская» находится в г.о. Подольск, гп. Львовский, Московская область.

ПС 110 кВ «Лаговская» введена в эксплуатацию в 1956 г. и обеспечивает электроснабжение Подольского района: социально-значимых объектов поселка Львовский (школа, больница, котельная, водозабор), ФГУП «ЦНИИТочМаш», животноводческого комплекса «Романцево» и др. Включение в работу нового оборудования позволит улучшить качество и надежность электроснабжения потребителей.

По заданию на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ №319 "Лаговская" с установкой дополнительной линейной ячейки», разработка документации содержит следующие этапы.

- ОТР (I этап проектирования) - разработка, обоснование и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее – Московское РДУ) основных

технических решений (ОТР) по проектируемому объекту (в сроки, установленные соответствующим договором).

- ПД (II этап проектирования) - разработка, согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, Московским РДУ и сопровождение подрядчиком прохождения экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; обеспечение подрядчиком получения положительного заключения государственной/негосударственной экспертизы проектной документации (ПД), результатов инженерных изысканий и заключения о достоверности определения сметной стоимости объекта.

- РД (III этап проектирования) - разработка и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, Московским РДУ рабочей документации (РД) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Стадия реализации инвестиционного проекта – проектирование.

Основные характеристики проектируемого объекта:

Конструктивное исполнение ПС и РУ:

- ОРУ 110 кВ - Две рабочие и обходная система шин;
- ЗРУ 35 кВ - Одна рабочая секционированная двумя выключателями система шин;
- ЗРУ 10 кВ - Две, секционированные выключателями, системы шин;
- ЗРУ 6 кВ - Две, секционированные выключателями, системы шин.

Количество ЛЭП, подключаемых к ПС:

- ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя;
- ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Ежовка;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Елифановка;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Сандарово;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево.

Схема присоединения ПС 110 кВ Лаговская к сети 110 кВ после реконструкции:

- ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя (I, II цепь);
- ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново;
- КВЛ 110 кВ Лаговская-Полиграф.

Общие требования к оборудованию ПС:

1. Применяемое оборудование должно быть аттестовано в ПАО

«Россети», соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети» и Методических указаний ПАО «Россети Московский регион», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке.

2. Выключатель 110 кВ:

- привод выключателя 110 кВ должен быть энергонезависимым и запитан от СОПТ;
- выключатель 110 кВ должен быть элегазовый;
- применение блоков 110 кВ «разъединители-выключатель» и «ТН-шинный разъединитель», смонтированных на общей металлоконструкции, не допускается.

Применять стационарные лестницы с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средства защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на оборудовании ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м (выключатели, трансформаторы (автотрансформаторы) и т.д.). Места установки и типы стационарных средств защиты от падения с высоты определить проектом.

Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или полимерную изоляцию в соответствии с требованием Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 г. №429р.

Обеспечить наличие на подстанции информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 05.12.2019 №330.

Общие требования:

Проектом предусмотреть мероприятия, исключающие снижение надежности электроснабжения ПС на длительный период, при необходимости разработать временные и пусковые схемы включения.

Необходимый объем реконструкции сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 110 кВ «Лаговская», определить проектом. Мероприятия по реконструкции сетей, в том числе замену выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью, выполнить до ввода в работу нового оборудования.

ПС 110 кВ «Лаговская» входит в состав филиала «Южные электрические сети» ПАО «Россети Московский регион» и предназначена для электроснабжения потребителей г.о. Подольск Московской области.

Схема 1. Ситуационный план ПС 110 кВ «Лаговская»



Учет электроэнергии:

Требования к проектированию.

В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ «Лаговская» и сервером АИИС КУЭ «Энергоучет» - филиала ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet. Произвести дополнительное параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ «Энергоучет» - филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объёмами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС. При этом ИВКЭ должен обеспечивать

предоставление доступа ИВК к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений. Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион».

Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС «Лаговская» должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» (СТО 34.01-5.1-002-2014). Разработке проектной документации на АИИС КУЭ ПС «Лаговская» должно предшествовать проведение предпроектного обследования (далее - ППО) ПС:

Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены/модернизированы на ПС «Лаговская»:

На втором этапе

На первом подэтапе

В РУ-110 кВ, на реконструируемых присоединениях:

- Линейных;
- вводах трансформаторов;
- ремонтной перемычки (при наличии);
- обходного выключателя (при наличии).

На втором подэтапе

В РУ-35 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- линейных.

В РУ-35 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- вводах трансформаторов.

В РУ-6 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- вводах трансформаторов.

1.1.1. В РУ-6 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:

- отходящих линий;
- присоединениях ДГК (при наличии).

1.1.2. В РУ-10 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- вводах трансформаторов.

1.1.3. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:

- отходящих линий;
- присоединениях ДГК (при наличии).

1.1.4. ЩСН-0,4 кВ (Собственныенужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях:

- присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии);
- присоединений хознужд (при наличии).

В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений использовать цифровые многофункциональные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5. Для вводных присоединений 6, 10, 35, 110 кВ силовых трансформаторов предусмотреть приборы учета с функцией контроля качества электроэнергии.

Для ПС «Лаговская» в качестве УСПД рекомендуется к использованию УСПД типа RTU-327L или аналогичное оборудование. Применяемое УСПД должно соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019.

Количество узлов учета электроэнергии в АПИС КУЭ ПС «Лаговская» должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом.

Схему сбора и передачи данных по учету электроэнергии, применяемое оборудование при построении шины процесса и шины подстанции в соответствии с МЭК 61850 и применении цифровых многофункциональных счетчиков электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (SV) определить проектом.

Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион».

Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией.

После завершения проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ для ввода АПИС КУЭ в опытную и промышленную эксплуатацию создается рабочая комиссия. В состав рабочей комиссии должны входить представители ПАО «Россети Московский регион», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт», подрядной организации.

Предусмотреть этапность/последовательность выполнения работ по модернизации системы АЛИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС.

6.3 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта ПС 110 кВ «Лаговская» ранее не проводился.

7 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

7.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта ПС 110 кВ «Лаговская». Реконструкция обеспечивает выполнение заявленных целей: повышение эксплуатационных качеств и надежности объекта после реконструкции и технического перевооружения основного и вспомогательного оборудования.

7.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса

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

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

Стратегия предусматривает следующие основные целевые ориентиры для электросетевого комплекса:

1. Повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей, в том числе:
 - повышение качества обслуживания потребителей;
 - снижение недоотпуска электрической энергии;
 - снижение стоимости технологического присоединения.
2. Увеличение безопасности энергоснабжения.
3. Уменьшение зон свободного перетока электрической энергии.
4. Повышение эффективности электросетевого комплекса, в том числе:
 - повышение загрузки мощностей;
 - снижение удельных инвестиционных расходов на 30 процентов;
 - снижение операционных расходов на 15 процентов;
 - снижение величины потерь на 11 процентов;
 - обеспечение конкурентного уровня тарифов для бизнеса;
 - снижение перекрестного субсидирования в сетевом тарифе;
 - снижение количества организаций, не соответствующих требованиям, установленным для квалифицированной сетевой организации.

5. Снижение количества территориальных сетевых организаций.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта в целом соответствует целевым ориентирам «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» в части повышения надежности и качества электроснабжения, увеличения безопасности.

7.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта

Финансирование инвестиционного проекта предусматривается за счет собственных средств ПАО «Россети Московский регион».

Согласно данным Инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2020 №33@, с корректировкой от 24.02.2021.

1. Объем финансирования – 1 749,50 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

2. Остаток освоения капитальных вложений на 01.01.2021 – 1 714,23 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

3. Сроки реализации – с 2013 по 2026 годы, по плановым показателям.

Исполнитель обращает внимание, ПС 110 кВ «Лаговская» по Инвестиционной программе ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2020 №33@, с корректировкой от 24.02.2021, имеет предложение по корректировке года окончания реализации проекта на 2019, что является ошибочным, т.к. на время аудит 02.2021 ПС 110 кВ «Лаговская» имеет только разработанное ЗП и не имеет проектной документации.

Плановый показатель, является верным и позволит реализовать проект.

Финансирование проекта, по данным Инвестиционной программы финансирование проекта планируется осуществлять из средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам).

7.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Исполнитель отмечает, что принятые технико-экономические показатели необходимы и достаточны для достижения поставленных целей.

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

7.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Исполнитель отмечает, в задании на проектирование выбраны оптимальные решения по реализации проекта.

Предварительные обосновывающие расчёты по выбору основных технических решений, подлежат уточнению на дальнейших стадиях реализации, проектирование.

Выводы о необходимости, обоснованности и целесообразности реализации инвестиционного проекта

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

8 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

8.1 Перечень представленной исходно-разрешительной документации

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

1. Задание на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ №319 «Лаговская» с установкой дополнительной линейной ячейки» (ЗП ПС_110_кВ_«Лаговская» 319.docx).
2. Изменение Технологического задания на проектирование на Реконструкцию ПС 110 кВ «Лаговская» (с учетом цифровизации) №153-13/10/1689 от 05.11.2019 ((ТЗ)(изм) «Лаговская» цифра (ЮЭС)).
3. Форма 20. Результаты расчетов объемов финансовых потребностей, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполненных в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (ПС «Лаговская». Форма 20.xlsx).

8.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель отмечает, что исходно-разрешительная документация представлена на рассмотрение комплектно для текущей стадии реализации проекта.

Исполнитель отмечает, что затягивается разработка проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ № 319 "Лаговская" с установкой тр-ров 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ-110кВ, ОРУ-35кВ, ЗРУ-10кВ (138,4 МВА; 5,063 км; 109 шт.(РУ); 13 236 кв.м.; 113 шт.(прочие))» в связи с пересмотром ТЗ в 2020, хотя проект включён в программу в 2013 году.

8.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

Исполнитель отмечает, что в рамках инвестиционного проекта предусматривается реконструкция существующего объекта капитального строительства, в связи с чем варианты выбора места размещения объекта рассматривать нецелесообразно.

8.4 Анализ качества и полноты Технического задания

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

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

Выводы о достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель делает вывод, для успешной реализации проекта необходимо получить полный пакет исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации в достаточном объеме.

9 Технологический аудит

9.1 Анализ основных технических и технологических решений

9.1.1 Схема присоединения к сети

Связь ПС 110 кВ Лаговская (№ 319) с внешними сетями 110 кВ осуществляется по ВЛ 110 кВ Лаговская - Весенняя, ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново.

Связь ПС 110 кВ Лаговская (№ 319) с внешними сетями 35 кВ осуществляется по ВЛ 35 кВ Лаговская - Сандарово, ВЛ 35 кВ Лаговская – Епифановка, ВЛ 35 кВ Лаговская - Ежовка, ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево.

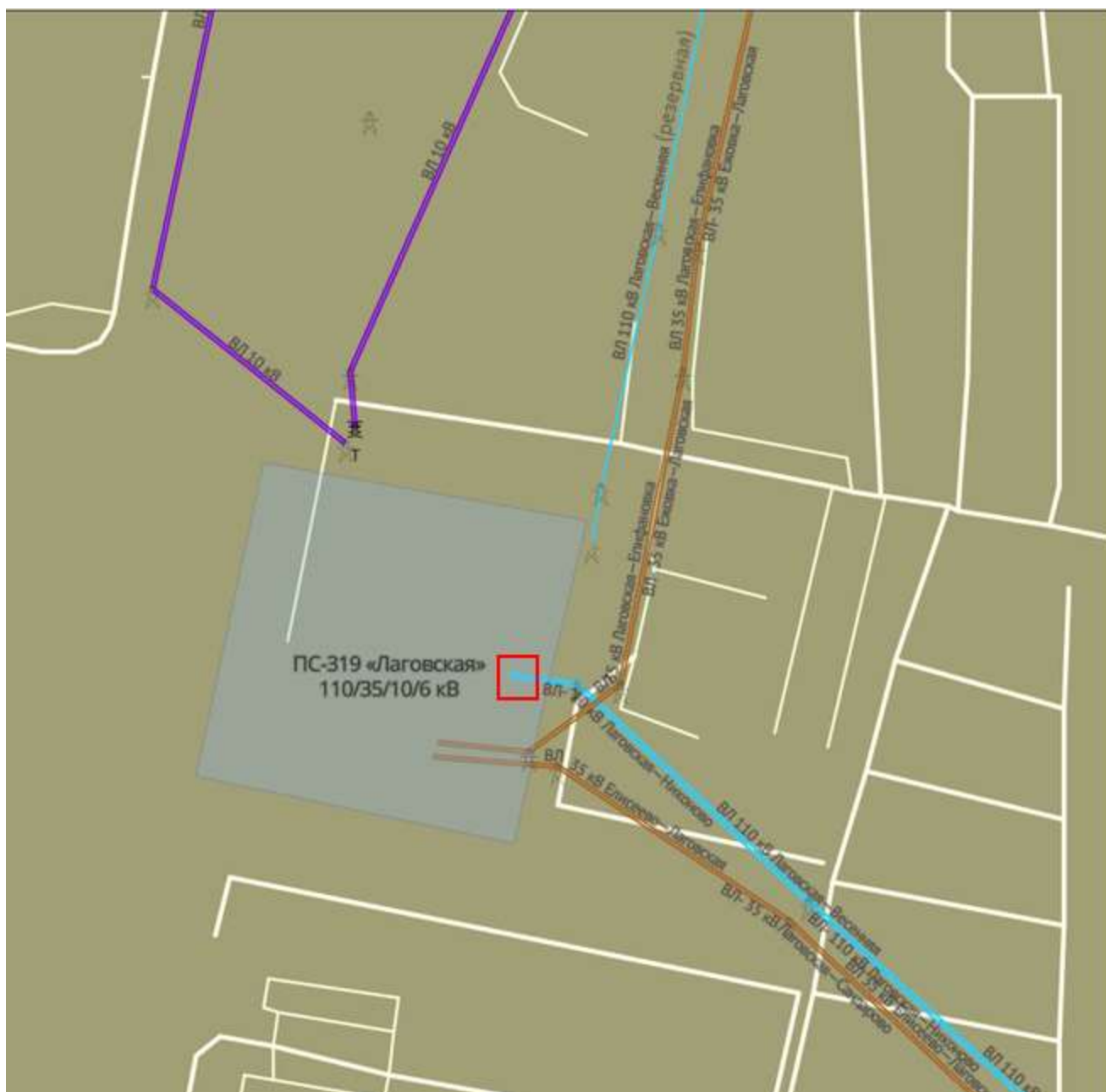


Рисунок 2 – ПС 110 кВ Лаговская (№ 319)

По заданию на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ №319 «Лаговская» с установкой дополнительной линейной ячейки», объект имеет следующую схему подключения.

Количество ЛЭП, подключаемых к ПС:

- ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя;
- ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Ежовка;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Епифановка;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Сандарово;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево.

Схема присоединения ПС 110 кВ «Лаговская» к сети 110 кВ после реконструкции:

- ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя (I, II цепь);
- ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново;
- КВЛ 110 кВ Лаговская-Полиграф.

Исполнитель отмечает, что схема присоединения к сети в процессе реконструкции подстанции изменится, производится расширение ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку с установкой элегазового выключателя для присоединения вновь сооружаемой КВЛ 110 кВ Лаговская – Полиграф.

Компоновочные решения

Тип исполнения ПС 110 кВ Лаговская (№ 319) – открытая подстанция. Компоновка существующего ОРУ 110 кВ выполнена таким образом, что реконструкция будет осуществляется в пределах ограды подстанции.

Конструктивное исполнение ПС и РУ:

- ОРУ 110 кВ - Две рабочие и обходная система шин;
- ЗРУ 35 кВ - Одна рабочая секционированная двумя выключателями система шин;
- ЗРУ 10 кВ - Две, секционированные выключателями, системы шин;
- ЗРУ 6 кВ - Две, секционированные выключателями, системы шин.

Исполнитель отмечает, что принятые компоновочные решение изложены в Техническом задании и соответствуют требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий.

9.1.2 Оборудование

Основное оборудование, предполагаемое к установке на ПС 110 кВ Лаговская (№ 319) в рамках реализации данного титула, следующее:

Наименование	Напряжение, кВ	Технические характеристики	Количество
Ячейка выключателя			
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя НУ 110 кВ, I ном 2500 А, I оном 40 кА	110	I ном 2500, I откл 40кА	9
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 35 кВ, I ном 2000 А, I оном 31,5 кА	35	I ном 2000, I откл 31,5кА	4
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 35 кВ, I ном 1250 А, I оном 25 кА	35	I ном 1250, I откл 25кА	6
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 6-15 кВ, I ном 3150 А, I оном 31,5 кА	10	I ном 3150, I откл 31,5кА	8
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 6-15 кВ, I ном 1600 А, I оном 31,5 кА	10	I ном 1600, I откл 31,5кА	4
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 6-15 кВ, I ном 1250 А, I оном 20 кА	10	I ном 1250, I откл 20кА	32
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 6-15 кВ, I ном 3150 А, I оном 31,5 кА	10	I ном 3150, I откл 31,5кА	8
Распределительные устройства 6-750 кВ, Ячейки выключателя КРУ 6-15 кВ, I ном 1250 А, I оном 20 кА	10	I ном 1250, I откл 20кА	38
Ячейка трансформатора	нд	нд	нд
Ячейки трансформатора 110-500 кВ, Трансформатор 63 МВА, Т 110/35/НН*)	110	Т 110/35/НН, 63 МВА	2
Ячейки трансформатора 6-35 кВ, Трансформатор 1000 кВА, сухой Т 6(10)/НН	10	сухой Т 6(10)/НН, 1000 кВА	2,000
Ячейки трансформатора 6-35 кВ, Трансформатор 1000 кВА, масляный Т 6(10,15)/НН	10	масляный Т 6(10,15)/НН, 1000 кВА	4,000
Ячейки трансформатора 6-35 кВ, Трансформатор 1600 кВА, масляный Т 6(10,15)/НН	10	масляный Т 6(10,15)/НН, 1600 кВА	4,000
КРМ	нд	нд	нд
Ячейка реактора ДГР	нд	нд	нд

Ячейки реактора ДГР 6-35 кВ, ДГР 800 кВА, 6-15 кВ	10	800 кВА	1,000
Ячейки реактора ДГР 6-35 кВ, ДГР 950 кВА, 6-15 кВ	10	950 кВА	4,000
Ячейки реактора ДГР 6-35 кВ, ДГР 1600 кВА, 6-15 кВ	10	1600 кВА	4,000
Ячейка реактора ТОР	нд	нд	нд
Ячейки реактора ТОР 6-35 кВ, ТОР 3200 А, 6-15 кВ, одинарный	10	одинарный, 3200 А	4,000

1. Применяемое оборудование должно быть аттестовано в ПАО «Россети», соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети» и Методических указаний ПАО «Россети Московский регион», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке.

2. Выключатель 110 кВ:

- привод выключателя 110 кВ должен быть энергонезависимым и запитан от СОПТ;
- выключатель 110 кВ должен быть элегазовый;
- применение блоков 110 кВ «разъединители-выключатель» и «ТН–шинный разъединитель», смонтированных на общей металлоконструкции, не допускается.

Применять стационарные лестницы с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средства защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на оборудовании ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м (выключатели, трансформаторы (автотрансформаторы) и т.д.). Места установки и типы стационарных средств защиты от падения с высоты определить проектом.

Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или полимерную изоляцию в соответствии с требованием Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 г. №429р.

Обеспечить наличие на подстанции информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 05.12.2019 №330.

Общие требования:

Проектом предусмотреть мероприятия, исключаящие снижение надежности электроснабжения ПС на длительный период, при необходимости разработать временные и пусковые схемы включения.

Необходимый объем реконструкции сети 110 кВ и выше, прилегающей

к ПС 110 кВ «Лаговская», определить проектом. Мероприятия по реконструкции сетей, в том числе замену выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью, выполнить до ввода в работу нового оборудования.

Учет электроэнергии:

В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ «Лаговская» и сервером АИИС КУЭ «Энергоучет» - филиала ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet. Произвести дополнительное параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ «Энергоучет» - филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объемами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС. При этом ИВКЭ должен обеспечивать предоставление доступа ИВК к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений. Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион».

Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС «Лаговская» должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» (СТО 34.01-5.1-002-2014). Разработке проектной документации на АИИС КУЭ ПС «Лаговская» должно предшествовать проведение предпроектного обследования (далее - ППО) ПС:

Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены/модернизированы на ПС «Лаговская»:

На втором этапе

На первом подэтапе

В РУ-110 кВ, на реконструируемых присоединениях:

- Линейных;
- вводах трансформаторов;
- ремонтной перемычки (при наличии);
- обходного выключателя (при наличии).

На втором подэтапе

В РУ-35 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- линейных.

В РУ-35 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- вводах трансформаторов.

В РУ-6 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:

- вводах трансформаторов.
- 1.1.5. В РУ-6 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:
 - отходящих линий;
 - присоединениях ДГК (при наличии).
- 1.1.6. В РУ-10 кВ, на вновь устанавливаемых присоединениях:
 - вводах трансформаторов.
- 1.1.7. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:
 - отходящих линий;
 - присоединениях ДГК (при наличии).
- 1.1.8. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях:
 - присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии);
 - присоединений хознужд (при наличии).

В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений использовать цифровые multifunctional счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5. Для вводных присоединений 6, 10, 35, 110 кВ силовых трансформаторов предусмотреть приборы учета с функцией контроля качества электроэнергии.

Для ПС «Лаговская» в качестве УСПД рекомендуется к использованию УСПД типа RTU-327L или аналогичное оборудование. Применяемое УСПД должно соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019.

Количество узлов учета электроэнергии в АПИС КУЭ ПС «Лаговская» должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом.

Схему сбора и передачи данных по учету электроэнергии, применяемое оборудование при построении шины процесса и шины подстанции в соответствии с МЭК 61850 и применении цифровых multifunctional счетчиков электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (SV) определить проектом.

Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион».

Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией.

После завершения проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ для ввода АПИС КУЭ в опытную и промышленную эксплуатацию создается рабочая комиссия. В состав рабочей комиссии должны входить представители ПАО «Россети Московский регион», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт», подрядной организации.

Предусмотреть этапность/последовательность выполнения работ по модернизации системы АЛИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС.

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

9.1.3 Сроки и этапы реализации

Согласно данным Инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2020 №33@, с корректировкой от 24.02.2021 с 2014 по 2025 годы

Проектная документация не разработана.

Исполнитель отмечает, из предоставленных данных невозможно определить четкие сроки реализации проекта.

9.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений обоснован, изменения могут произойти во время разработки проектной документации.

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

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации.

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

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

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

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергетическая эффективность электроэнергетики –

отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников.

Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса определяются электрическими характеристиками устанавливаемого оборудования (в частности, потери холостого хода, потери короткого замыкания трансформаторов).

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

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

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

9.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения в целом оптимальны, возможностей для оптимизации решений на данной стадии реализации не выявлено.

9.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта

Выявлены следующие основные технические и технологические риски инвестиционного проекта:

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

Надежность оборудования: риск связан с отказоустойчивостью

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

Сложность технологий: риск связан с необходимостью применения дорогостоящего оборудования, отсутствием или уникальностью оборудования. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат при реализации проекта.

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

Темп модернизации оборудования и технологий: риск связан с возможностью устаревания применяемых технологий и оборудования, неправильностью расчета сроков реализации проекта. Воздействие риска проявляется в вероятности морального устаревания оборудования, необеспечения требуемых показателей и характеристик.

Ошибки эксплуатационного персонала: риск связан с ошибками эксплуатационного персонала. Воздействие риска проявляется в увеличении эксплуатационных затрат, риске возникновения аварий, связанных с человеческим фактором.

Выбор оборудования и параметров: риск связан с возможностью неправильного выбора оборудования, неправильного определения характеристик и параметров. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат.

Количество и квалификация специалистов: риск связан с наличием необходимых специалистов для качественного и своевременного выполнения работ по монтажу и обслуживанию. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных и эксплуатационных затрат, срыве сроков реализации проекта.

Не достижение плановых технических параметров: риск связан с вероятностью выбора технических показателей и проектных решений, не позволяющих осуществить в полной мере цели инвестиционного проекта. Воздействие риска проявляется в необходимости корректировки проектных решений, увеличении капитальных затрат, появления «бросовых» работ.

Увеличение сроков строительства: риск связан с возможностью срыва сроков реализации инвестиционного проекта и угрозой реализации взаимосвязанных инвестиционных проектов. Воздействие риска проявляется в увеличении продолжительности реализации проекта, ухудшении финансово-экономических показателей в связи со смещением сроков начала получения доходов от реализации, возможностью получения штрафных санкций.

Специфические риски инвестиционного проекта заключаются в необходимости выполнения реконструкции объекта без возможности вывода

его из эксплуатации. Воздействие риска проявляется в увеличении продолжительности реализации проекта, усложнении организационно-технологических схем ведения работ, необходимости выделения очередей строительства.

Выводы по результатам технологического аудита

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

Оптимизация технических будет произведена во время разработки проектной документации.

10 Ценовой аудит

10.1 Оценка стоимостных показателей

10.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Сметная документация по объекту не разработана.

Исполнитель отмечает, что при разработки сметной документации, исполнители должны руководствоваться основополагающими и действующими на момент разработки документами в области ценообразования и сметного нормирования в строительстве.

10.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены

Заказчиком предоставлен расчет стоимости реализации проекта на основании сборника «Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденного Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 N 10.

Таблица 1 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровне цен на 01.01.2018 г.

Таблица 6. Определение полной стоимости строительства электросетевых объектов с использованием укрупненных нормативов цен (в прогнозных ценах), тыс рублей

№ п/п	Наименование показателя	Утвержденный план	Предложение по корректировке утвержденного плана	Утвержденный план	Предложение по корректировке утвержденного плана	Утвержденный план	Предложение по корректировке утвержденного плана
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Итого объем финансовых потребностей, определенный в соответствии с таблицами 1 - 5 в ценах, в которых рассчитаны укрупненные нормативы цены (без НДС)	1 116 895,04	1 116 895,04	нд	нд	нд	нд
2	НДС	223 379,01	223 379,01	20%	20%	нд	нд
3	Итого объем финансовых потребностей (ОФПУНЦd), определенный в текущих ценах в соответствии с таблицами 1 - 5 в ценах, в которых рассчитаны укрупненные нормативы цены (с НДС)	1 340 274,05	1 340 274,05	2018	2018	нд	нд
4	Фактический объем финансирования инвестиций по инвестиционному проекту (Фд) (с НДС)	35 263,30	35 263,30	2018	2018	нд	нд
5	Объем финансовых потребностей (ДОФПУНЦd) (с НДС)	1 305 010,75	1 305 010,75	2018	2018	нд	нд

6	Объем финансирования инвестиций по инвестиционному проекту (ОФПР) всего (в прогнозных ценах с НДС), в том числе:	1 714 232,76	1 714 232,76	нд	нд	нд	нд
7.1	ОФПРd	0,00	0,00	2018	2018	105,26	105,26
7.2	ОФПРd+1	0,00	0,00	2019	2019	107,45	106,83
7.3	ОФПРd+2	0,00	0,00	2020	2020	103,64	106,15
7.4	ОФПРd+3	1 056,00	1 056,00	2021	2021	103,72	105,05
7.5	ОФПРd+4	3 091,49	3 091,49	2022	2022	103,75	104,75
7.6	ОФПРd+5	15 879,56	15 879,56	2023	2023	103,82	104,65
7.7	ОФПРd+6	5 809,10	5 809,10	2024	2024	103,85	104,65
7.8	ОФПРd+7	0,00	0,00	2025	2025	103,85	104,65
7.9	ОФПРd+8	1 688 396,61	1 688 396,61	2026	2026	103,85	104,65
7.10	ОФПРd+9	0,00	0,00	2027	2027	103,85	104,65
8	Объем финансовых потребностей ОФППРУНЦ (в прогнозных ценах с НДС)	1 910 721,27	2 041 617,76	нд	нд	нд	нд
9	Объем финансовых потребностей для мероприятий ненормируемых УНЦ согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 № 1157 (с учетом налогов и сборов)	0,00	0,00	нд	нд	нд	нд
10	Оценка полной стоимости инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики, в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС)	1 910 721,27	2 041 617,76	нд	нд	нд	нд

Примечание: * – Прогноз индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2023 г. по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», опубликованному на официальном сайте Минэкономразвития России 26.09.2020.

URL:

<https://www.economy.gov.ru/material/file/a980ef0a8b14feb70ef864847e906f2f/32028-PK/D03i.pdf>.

Примененные нормативы цены не учитывают следующие виды затрат:

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

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 1 116,895 млн руб. без НДС в уровне цен 01.01 2018 г. (табл. 1).

Стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 1 340,274 млн руб. с НДС в уровне цен 01.01 2018 г. (табл. 1).

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (2018-2026 гг.) выполнен с применением индексов- дефляторов, указанных в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на среднесрочный период по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения), опубликованному на официальном сайте Минэкономразвития России 26.09.2020. Таким образом, оценка полной стоимости инвестиционного проекта на основании УНЦ оценивается в 2 041,617 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет (табл. 1) с пересчетом индексами дефляторами Министерства экономического развития.

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

Исполнитель отмечает, исполнитель, который будет разрабатывать проект для данного объекта, должен учитывать, что превышение полной стоимости инвестиционного проекта, определенной в проектной документации, над объемом финансовых потребностей, определенном на основе УНЦ не допускается

10.1.3 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов

Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов основан на следующих альтернативных методологических подходах:

- парное сравнение с прямыми аналогами по полной стоимости строительства;
- парное сравнение с прямыми аналогами по удельным стоимостным показателям;
- укрупненная оценка стоимости по удельным стоимостным показателям сопоставимых проектов – при отсутствии прямых аналогов.

Подбор прямых аналогов рассматриваемого проекта основан на соблюдении следующих критериев:

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

- состав строительно-монтажных работ аналога должен совпадать с рассматриваемым проектом;
- стоимость строительства аналога должна быть определена достоверно;
- технические и технологические решения аналога не должны быть устаревшими.

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

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

Для сравнения, в качестве объекта – аналога был выбран проект с близкими характеристиками, годами реализации и стадией реализации:

Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы №605 с установкой тр-ров 2х63МВА, заменой выключателей ОРУ-110кВ, ЗРУ-10кВ на элегазовые (128,86 МВА; 8,846 км; 56 шт.(РУ); 8 546 кв.м.; 6 т.у.; 19 шт.(прочие))

Таблица 3 Сравнение основных параметров проектов

Наименование показателя	Реконструкция ПС 110 кВ «Бронницы» №605	Реконструкция ПС 110 кВ № 319 "Лаговская"
Описание конкретных результатов реализации инвестиционного проекта	Увеличение трансформаторной мощности с 50 МВА на 126 МВА. Повышение наблюдаемости и управляемости ПС 110 кВ Бронницы №605	Увеличение трансформаторной мощности с 50 МВА на 126 МВА
Описание состава объектов инвестиционной деятельности их количества и характеристик в отношении каждого	Замена 2х25 МВА на 2х63 МВА реконструкция РУ-110кВ, ЗРУ 10 кВ, ЗРУ-6 Модернизация комплекса телемеханики; организация основного и резервного каналов телемеханики от подстанции в ЦУС ПАО "МОЭСК" с ретрансляцией на ДП Московского РДУ через ЦУС ПАО "МОЭСК".	Замена Т-1 и Т-2 с 25 МВА на 63 МВА, перенос на новое место Т-3 и Т-4 по 25 МВА, реконструкция ОРУ 110 кВ в «Две системы шин с обходной», перевод ОРУ 35 кВ в КРУ 35 кВ, строительство и перевод присоединений 6-10 кВ в новые ЗРУ-6 кВ и ЗРУ-10 кВ, строительство нового ОПУ, замена ЩСН и ЩПТ с АВ
Удельные стоимостные показатели реализации инвестиционного проекта		
110 кВ - км		24 238,697 тыс. руб./км
35 кВ - км		5 067,697 тыс. руб./км
10 кВ- км	2 473,035 тыс. руб./км	3 397,980 тыс. руб./км
110 кВ- МВА	5 576,685 тыс. руб./МВА	7 662,433 тыс. руб./МВА
10 кВ - МВА	2 965,797 тыс. руб./МВА	4 075,041 тыс. руб./МВА
РУ 110 кВ - шт	7 030,073 тыс. руб./шт.	9 659,407 тыс. руб./шт.
РУ 35 кВ - шт		8 975,939 тыс. руб./шт.
РУ 10 кВ - шт	874,441 тыс. руб./шт.	1 201,493 тыс. руб./шт.

кв.м.	2,270 тыс. руб./кв.м.	3,119 тыс. руб./кв.м.
(прочие)	620,794 тыс. руб./шт.	852,979 тыс. руб./шт.

По титулу и основным характеристикам, представленным в паспортах, объекты схожи и могут быть приняты в качестве аналогов.

Таблица 4 сравнения стоимостных показателей по т объектам

Наименование показателя	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы (№605)	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская (№ 319)	Разность в %
10 кВ- км	2 473.04	3 397.98	37
110 кВ- МВА	5 576.69	7 662.43	37
10 кВ - МВА	2 965.80	4 075.04	37
РУ 110 кВ - шт	7 030.07	9 659.41	37
РУ 10 кВ - шт	874.441	1 201.49	37
кв.м.	2.27	3.119	37
(прочие)	620.794	852.979	37
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет, млн рублей (с НДС) (корректировка)	1 018.635	1 749.496	72
УНЦ (корректировка) в текущих ценах	792.632	1 340.274	69
УНЦ (корректировка) в прогнозных ценах	1 186.880	2 041.610	72
Итого			47

Стоимость по удельным стоимостным показателям по проекту Реконструкция ПС 110 кВ «Лаговская» (№ 319) на 37 % выше стоимости по проекту Реконструкция ПС 110 кВ «Бронницы» (№605).

По расчету УНЦ и оценке полной стоимости из ИПР стоимость выше в среднем на 70% в пользу проекта Реконструкция ПС 110 кВ «Лаговская» (№ 319), что обусловлена большим объемом оборудования для замены.

Исполнитель отмечает, сравнение стоимости по объектам - аналогам не могут дать точной суммы по реализации проекта, но указывает на то что предельная стоимость будет достаточна для реализации проекта. Для Реконструкция ПС 110 кВ «Лаговская» (№ 319) сравнение указывает на стоимость с запасом в районе 30-50%. В дальнейшем она будет скорректирована в ходе составления проектно-сметной документации и

торгов.

10.1.4 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Анализ изменений сметной стоимости объекта капитального строительства и его мощности на разных стадиях реализации инвестиционного проекта, а также причин данных изменений, не проводился ввиду отсутствия соответствующей информации.

10.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

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

В связи с этим в качестве экономического обоснования выбора принятых технических решений рекомендуется представить на аудит технико-экономическое обоснование проекта.

10.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Финансово-экономическая модель проекта не представлена.

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

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

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

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

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

В данной ситуации величина тарифа после реализации инвестиционного проекта в зависимости от конкретных обстоятельств

(величины капитальных вложений, увеличения расходов сетевой организации, роста передаваемой электроэнергии и т.д.) может как увеличиться, так и уменьшиться. В связи с этим оценка величины тарифа в прогнозном периоде на основе инфляционного индексирования представляется некорректной.

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

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

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

10.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

10.3.1 Анализ эксплуатационных затрат

В рамках рассматриваемого проекта предполагается реконструкция и техническое перевооружение подстанции в связи с неудовлетворительным состоянием основного и вспомогательного оборудования, снижающим эксплуатационные качества и надежность объекта.

В связи с этим ежегодные расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, для рассматриваемого проекта предположительно существенно не изменятся.

10.3.2 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта

Исполнитель выполнил анализ основных экономических рисков проекта:

1. Операционный риск.
2. Инвестиционный риск.
3. Финансовый риск.
4. Риск недофинансирования.
5. Риск не достижения запланированной рентабельности.

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

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

Финансовый риск: выделяются отдельно инфляционный и валютный риски. Инфляционный риск в рассматриваемом проекте оказывает основное влияние на величину эксплуатационных расходов, что обуславливает необходимость индексации тарифов на услуги ПАО «Россети Московский регион» в долгосрочной перспективе. Валютный риск связан с опасностью неблагоприятного повышения курса валюты для импортера оборудования, повышение курса валюты цены по отношению к валюте платежа. С учетом отсутствия в рассматриваемом инвестиционном проекте импортного оборудования и материалов валютный риск оценивается как минимальный. При этом при импортозамещении стоимость реализации проекта превышает предельный уровень финансирования, заложенный в инвестиционной программе ПАО «Россети Московский регион» (рис. 3).

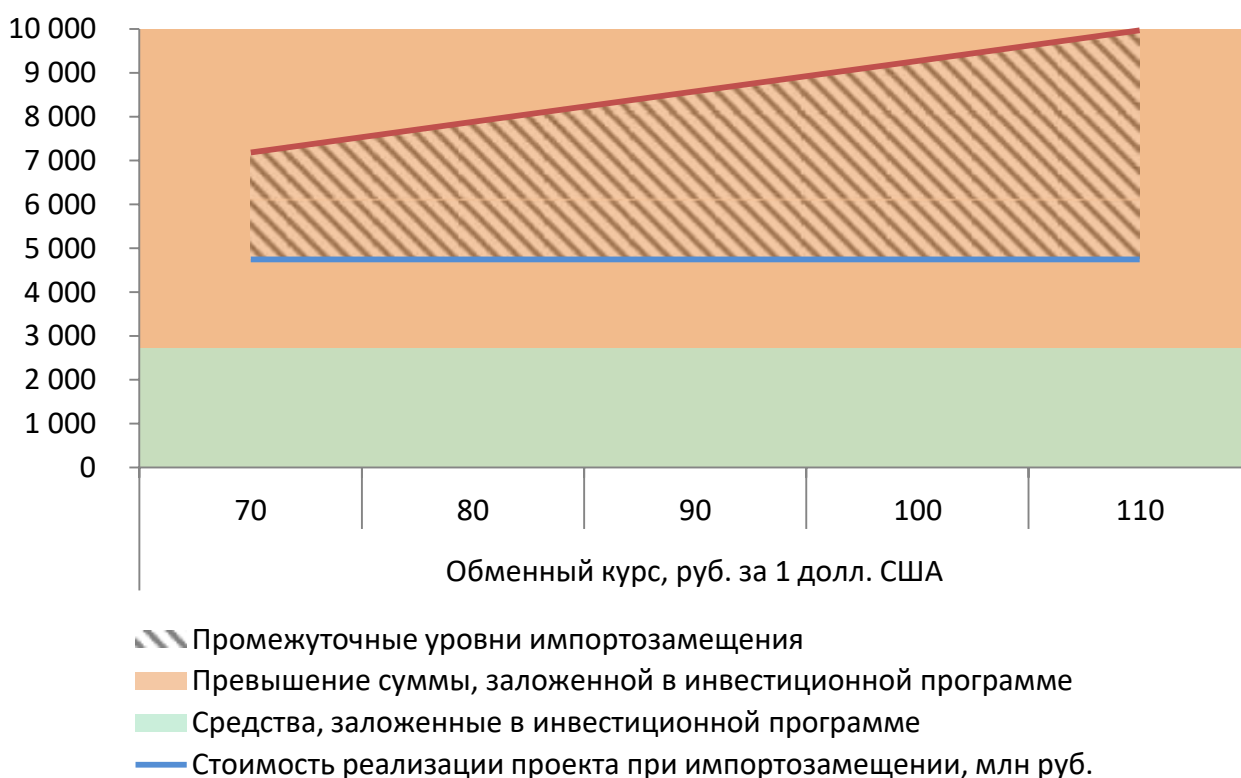


Рисунок 3 – Оценка риска удорожания проекта в результате изменения обменного курса рубля

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

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

его содержание.

10.4 Оценка рисков инвестиционного проекта

Исполнителем выполнен анализ и оценка идентифицированных рисков по интегральному показателю с учетом вероятности наступления и степени воздействия каждого риска. Рассматриваемые риски отнесены к одной из 3-х степеней угроз.

Результаты оценки представлены на рис. 4.

Параметры возникновения рисков		Воздействие				
		отсутствует	незначительное	умеренное	значительное	критическое
Вероятность рискового события	почти невозможное (менее 1%)	• Риск не достижения запланированной рентабельности	• Финансовый риск			
	маловероятное (менее 5%)		• Операционный риск • Риск не достижения плановых технических параметров	• Валютный риск	• Технологический риск • Экономический риск • Риск недофинансирования	
	возможное (от 5 до 75%)		• Риск увеличения сроков реализации проекта	• Риск избыточности/недостаточности предлагаемых технических параметров в сравнении с прогнозируемым спросом		
	вероятное (более 75%)					
	ожидаемое (более 90%)					

Рисунок 4 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

11 Заключение

Технические и технологические решения обоснованы и представляются оптимальными.

Риски оцениваются как умеренные при учете сделанных рекомендаций.

Стоимость реализации проекта в соответствии с расчетами УНЦ и УСП определена достаточно точно. Необходима и достаточная стоимость для реализации проекта будет определена на стадии проектирования при разработке сметной документации.

Реализация проекта характеризуется отсутствием выраженного положительного экономического эффекта для потребителей и дает большой прирост к показателям надёжности и бесперебойности передачи электрической энергии.

В проекте уделено большое внимание автоматизации и комплексной цифровизации процессов поставки электрической энергии с передачей всех показателей работы ПС 110 кВ «Лаговская» в единый центр управления.

В целом рассматриваемый инвестиционный проект оценивается как целесообразный с учетом неудовлетворительного состояния основного и вспомогательного оборудования на подстанции до реконструкции.