

**Пояснительная записка
к инвестиционной программе
ООО «ЕвразЭнергоТранс» на 2024-2029 гг.**

В период 2024-2029гг. ООО «ЕвразЭнергоТранс» планирует реализацию инвестиционной программы на территории Кемеровской области.

Выполнение работ направлено на обеспечение надежности электроснабжения подразделений крупных промышленных предприятий, угольных шахт, предприятий коммунального хозяйства, жизнеобеспечения и жилого сектора, организаций и предприятий малого и среднего бизнеса, торговли Центрального и Заводского районов г. Новокузнецка, пос. Шереметь Таптагольского района, в том числе инфраструктуры горнолыжного курорта в пгт. Шереметь, части г.Калтан и г.Прокопьевска.

Инвестиционная программа ООО «ЕвразЭнергоТранс» сформирована с учетом ресурса работоспособности и наличия отказов в работе оборудования Общества. Неудовлетворительная работа оборудования оценивалась при расчете показателей надежности и качества, на основании журнала учета прекращений передачи электроэнергии (мощности) на сетях ООО «ЕвразЭнергоТранс». Также для улучшения эффективности работы Общества и обеспечения надежного электроснабжения потребителей, инвестиционная программа предусматривает мероприятия по приобретению оборудования, машин, приборов производственного назначения, не требующего монтажа. Стоимость выполнения работ на объектах Общества и периоды реализации мероприятий инвестиционной программы ООО «ЕвразЭнергоТранс» указаны в Приложении.

Оценка полной стоимости инвестиционных проектов выполнена в соответствии с Приказом Минэнерго России от 26.02.2024 N 131 "Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства". Стоимость инвестиционных проектов не превышает стоимость инвестиционных проектов в соответствии с укрупненными нормативами, что подтверждается обоснованиями к каждому инвестиционному проекту.

I. **Корректировка инвестиционной программы ООО «ЕвразЭнергоТранс» на 2024 год**

Корректировки мероприятий инвестиционной программы общества в 2024 году выполнены в связи с недостаточностью их финансирования из-за исключения из необходимой валовой выручки ООО «ЕвразЭнергоТранс» статьи расходов «Прибыль, направляемая на инвестиции» в соответствии с приложением 11 к постановлению РЭК Кузбасса от 28.12.2023 г. №753 «О внесении изменений в постановление Региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 31.10.2019 г. № 389 «Об утверждении инвестиционной программы ООО «ЕвразЭнергоТранс» (г. Новокузнецк) на период 2020-2024 гг».

Обращаем внимание, что мероприятия на объектах инвестиционной программы ООО «ЕвразЭнергоТранс» ранее прошли все этапы обсуждения и согласования и направляются повторно, входят в состав действующей Инвестиционной программы, утвержденной постановлением РЭК Кузбасса от 28.12.2023 г. №753, кроме следующих изменений, связанных с сокращением инвестиционной составляющей в тарифах на передачу электрической энергии:

- исключен объект «Реконструкция ПС 6 кВ КП-24»;
- снижена стоимость работ по объекту «Реконструкция ПС 110/6,6/6,3 кВ Есаульская-5»;
- отменена покупка Автогидроподъемника в составе прочих инвестиционных проектов.
- снижена стоимость работ по объекту «Реконструкция ПС 110/6 кВ ОП-6 НКМК 2 этап 2024г»;
- добавлена «Реконструкция зданий ул.Рудокопровая, 4 и ул. Хлебозаводская, 2б»

Стоимость объектов «Строительство нового РП-6 кВ со строительством кабельной эстакады 6 кВ от ОП-3 НКМК», «Реконструкция системы АИИС КУЭ» и остальных прочих инвестиционных проектов не корректировалась и полностью соответствует утвержденной инвестиционной программе Общества:

общий объем освоения инвестиционной программы на период 2024-2029 гг. составляет 2 963 340 тыс.руб. без НДС,

в том числе **на 2024 год** по источнику финансирования инвестиционной программы - амортизация основных средств в размере **387 186 тыс. руб.**

1. Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК»

Подстанция ОП-6 НКМК введена в эксплуатацию в 1980 году. Подстанция ОП-6 НКМК выполнена отдельностоящей с закрытым распределительным устройством 6 кВ и закрытым распределительным устройством 110 кВ. В камерах трансформаторов подстанции установлено два трансформатора типа ТРДН-25000/110 У1 1980-х г.в.

В ЗРУ-6 кВ установлены масляные выключатели типа ВКЭ-10 и ВМП-10 с приводом ПЭ-11. Используемые высоковольтные выключатели все чаще при проверках не обеспечивают нормированное время отключения из-за значительного износа элементов приводов, блок-контактов КСА. КРУ-6кВ не имеет быстродействующих защит от коротких замыканий внутри шкафов, что является нарушением п. 5.4.19 ПТЭЭСиС РФ. Контрольные кабели и монтажные провода имеют следы высыхания и растрескивания, оборудование ячеек КРУ-6кВ физически и морально устарело. Релейная защита оборудования реализована на электромагнитных реле.

Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» включена в инвестиционную программу утвержденную РЭК Кемеровской области с реализацией в 2023-2024гг, при которой планировалось выполнить:

1) В 2023г проектирование и реконструкцию оборудования ЗРУ-110кВ с заменой устройств РЗА и вспомогательных инженерных комплексов (освещение, вентиляция и кондиционирование, пожарная сигнализация и пожаротушение, видеонаблюдение, охранная сигнализация, СКУД, ТМ и АСКУЭ, СОПТ, ПЦН).

2) В 2024г реконструкцию оборудования ЗРУ-6кВ (ячейки 4-х секций шин) и замену силовых трансформаторов 1Т-25МВА и 2Т-25МВА.

В 2023г выполнен проект на реконструкцию подстанции ОП-6 НКМК ООО «УралЭнергоТел» № 23-035-УТРЛ.

Внутри помещения ЗРУ-110 кВ подстанции установлены элегазовые выключатели 110кВ, разъединители 110кВ, трансформаторы тока 110кВ, которые были введены в эксплуатацию в 2023г по результатам реконструкции, в соответствии с разработанным проектом ООО «УралЭнергоТел» № 23-035-УТРЛ.

В 2024г объема финансирования утвержденного ранее в ИП 2024г достаточно только для реконструкции оборудования ЗРУ-6кВ секций шин №2, №3, №4 6кВ, по причине увеличения стоимости комплектующих на микропроцессорные устройства и высокотехнологичное оборудование более чем на 30% относительно года планирования, что определяется:

- разработанными техническими решениями проекта ООО «УралЭнергоТел» № 23-035-УТРЛ (2 этап);

- сводным сметным расчетом № ССРСС-1.6;

- договором № ЕЭТ 24/2-1/12/ДГЕН7-004178 от 08.05.24г «Реконструкция ОП-6 2024г»

С целью обеспечения надежного электроснабжения промышленных потребителей г. Новокузнецка:

- Электросталеплавильного цеха АО «ЕВРАЗ ЗСМК».
- Конного цеха ООО "Вторресурс-Переработка".
- ООО "Газпром газораспределение Томск".
- ООО "Экомаш".
- ООО "ТЭК "Вертикаль".
- ООО "Технологии рециклинга".
- ООО "ХИМКРЕКИНГ".
- и другие.

Предприятий торговли и общественного питания:

- гипермаркет Лента.
- Гипермаркет Леруа Мерлен.
- Ресторан быстрого обслуживания KFC

требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2024г., в соответствии с техническими решениями проекта ООО «УралЭнергоТел» № 23-035-УТРЛ (2этап), а именно:

1. Выполнить реконструкцию ячеек КРУ-6кВ 2 с.ш., 3с.ш., 4с.ш. повышенной степени автоматизации с микропроцессорными защитами.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК», составляет 26,222 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК», потребляемая мощность составляет 17,761МВт.

Фактическая стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» в рамках 1 этапа в 2023г составила 165 595, 107 тыс. руб. без НДС, которая определяется:

- итоговым протоколом Комиссии по закупкам от 11.05.23г конкурсной процедуры №32312231795 от 28.03.2023г (приложение №5);

- договором № ЕЭТ 23/2-1/17ДГЕН7-003660 от 30.05.2023г на выполнение «Реконструкции ПС 110/6кВ ОП-6 НКМК (1этап)» (приложение №6);

- протоколом согласования договорной цены к договору № ЕЭТ 23/2-1/17ДГЕН7-003660 от 30.05.2023г (приложение №7);

- дополнительным соглашением №1 от 18.08.23г к договору № ЕЭТ 23/2-1/17ДГЕН7-003660 от 30.05.2023г (приложение №8);

- дополнительным соглашением №3 от 30.10.23г к договору № ЕЭТ 23/2-1/17ДГЕН7-003660 от 30.05.2023г (приложение №9);

- дополнительным соглашением №4 от 24.12.23г к договору № ЕЭТ 23/2-1/17ДГЕН7-003660 от 30.05.2023г (приложение №10).

Планируемая стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» в рамках 2 этапа в **2024г составляет 216 078,03774** тыс. руб. без НДС, которая определяется:

- итоговым протоколом Комиссии по закупкам от 17.04.24г конкурсной процедуры №32413395190 от 18.03.2024г (приложение №11);

- договором № ЕЭТ 24/2-1/12/ДГЕН7-004178 от 08.05.24г на выполнение «Реконструкции ПС 110/6кВ ОП-6 НКМК (2этап)» (приложение №12);

- протоколом согласования договорной цены к договору № ЕЭТ 24/2-1/12/ДГЕН7-004178 от 08.05.24г (приложение №13).

Стоимость мероприятия согласно Договора № ЕЭТ 24/2-1/12/ДГЕН7-004178 от 08.05.24г (259 293,64529 тыс. руб. с НДС) не превышает стоимость расчета, выполненного в соответствии с укрупненными нормативами цены (307 110,61 тыс. руб. с НДС). Обоснование соответствия объема финансовых потребностей Реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» 2 этап в Приложении №14 к ИГЭО.

Мероприятие включено в инвестиционную программу со стоимостью, не превышающей укрупненные нормативы цены, рассчитанные в соответствии с приказом № 131 от 26.02.2024 г. Министерства энергетики РФ.

Планируемая стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» в рамках 3 этапа в **2025г составляет 192 655,98684** тыс. руб. без НДС, которая определяется:

- сводным сметным расчетом № ССРСС-1.6 (приложение №15).

Стоимость мероприятия согласно сводным сметным расчетом № ССРСС-1.6 (231 187,18421 тыс. руб. с НДС) не превышает стоимость расчета, выполненного в соответствии с укрупненными нормативами цены (385 364,010 тыс. руб. с НДС). Обоснование соответствия объема финансовых потребностей Реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» 3 этап в Приложении №16.

Мероприятие включено в инвестиционную программу со стоимостью, не превышающей укрупненные нормативы цены в соответствии с приказом № 131 от 26.02.2024 г. Министерства энергетики РФ.

Срок ввода ячеек КРУ-6кВ 2 с.ш., 3с.ш., 4с.ш. в эксплуатацию 3-4 квартал 2024г.

2. Реконструкция ПС 6кВ КП-24

Реконструкция ПС 6кВ КП-24 включена в инвестиционную программу утвержденную РЭК Кемеровской области с реализацией в 2024г, при которой планировалось выполнить:

- замену масляных выключателей 6 кВ типа ВМП-10/600 с пружинно-грузовыми приводами ППМ-10 на вакуумные выключатели 6кВ;

- замену электромеханических реле на микропроцессорные устройства защиты;

- установку нового оборудования телемеханики и АСКУЭ на базе микропроцессорных устройств;
- установку инженерных охранных комплексов: система видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД.
- установку дополнительного РУ-0,4 кВ с двумя сухими трансформаторами 6/0,4 кВ в блочно-модульном здании;
- замену кабельных линий 6 кВ со строительством новых кабельных коммуникаций.

Сметная стоимость реконструкции при планировании на 24гг определялась расчетами согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10. Паспортом проекта, запланированы затраты в размере 85 113 тыс.руб., в т.ч. на оборудование в сумме 34 262 тыс. руб. без НДС.

При проработке актуальных технико-коммерческих предложений установлено, что за 2022-2023 гг. стоимость оборудования возросла до 30 % на отдельные позиции. В текущих ценах, стоимость только основного оборудования РУ-6 кВ (ячеек) составит 85 440 тыс. руб. без НДС, что больше стоимости всего проекта. Из-за конструктивных особенностей помещения, расположения оборудования, невозможна частичная замена силовых кабельных линий, систем управления и учета электрической энергии, силового оборудования. В составе проекта запланирована замена устройств релейной защиты и сетевой автоматики на электромагнитной базе, на микроэлектронные устройства РЗА. При частичной замене устройств РЗА, невозможно осуществить обязательное условие соблюдения электромагнитной совместимости регламентированной техническим регламентом таможенного союза ТР ТС 020/2011.

В 2023 г. произведены планово-предупредительные ремонты, и техническое освидетельствование основного оборудования, что позволит осуществить безаварийную работу в течении 2-х лет.

С учетом вышеперечисленного, считаем проведение реконструкции подстанции КП-24 в 2024 году, нецелесообразным.

3. Реконструкция ПС 110/6,3/6,6кВ Есаульская-5.

Реконструкция ПС 110/6,3/6,6 кВ Есаульская-5 включена в инвестиционную программу утвержденную РЭК Кемеровской области с реализацией в 2023 - 2025гг общей стоимостью 263 320 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/6,3/6,6 кВ Есаульская-5 планировалась ООО «ЕвразЭнергоТранс» в 2023-2025 годах для обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии:

- шахты Есаульская ООО УК Южкузбассуголь, подземные и поверхностные потребители, в т.ч. объекты жизнеобеспечения шахты (вентиляторы главного проветривания и водоотливные установки) незначительный перерыв электроснабжения которых может привести к затоплению и загазированию подземных горных выработок и полной остановке работы шахты;
- производственного комплекса АО Кузнецкпогрузтранс;
- садоводческих некоммерческих товариществ, в которых состоит несколько тысяч жителей г. Новокузнецка: СНТ Проходчик, СНТ Открытчик, СНТ Есаульское.

В рамках первого этапа реконструкции, в 2023 г. произведены проектно-изыскательские работы и разработан проект ООО «Форэл» № 003724-2023, а также выполнены работы по реконструкции оборудования 110кВ 1с.п. 110кВ.

В рамках второго этапа реконструкции, в 2024г на основании разработанного проекта планируется выполнить реконструкцию оборудования 110кВ 2 с.п. 110кВ и другие работы.

По результатам предпроектного обследования и проекта ООО «Форэл» № 003724-2023, выяснилась невозможность или нецелесообразность выполнения ряда работ на втором и третьем этапе в 2024-2025гг., а именно:

- Устройство анкерной линии на кровле здания. Предпроектное обследование установило, что несущая способность плит перекрытия здания не обеспечена ввиду наличия дефектов и повреждений, сосредоточенной нагрузки от чердачного покрытия, а также увеличенной снеговой нагрузки относительно периода строительства. На сегодняшний день по покрытию здания выполнено дополнительное чердачное покрытие с точечным опиранием стоек на существующие плиты без проектного решения, не предусмотренное изначальным проектом. Для существующей кровли нет возможности определить несущую способность конструкции для устройства на ней анкерной линии.

- На ПС Есаульская-5 существующее оборудование системы видеонаблюдения соответствует требованиям ТЗ, новое оборудование не требуется, требуется частичное дооборудование системы видеонаблюдения в объеме переноса камер с демонтируемых мачт на вновь устанавливаемые конструкции ОРУ.

- Реконструкция системы охранной сигнализации и системы удаленного доступа (СКУД), не требуется, будет выполнена в рамках иного комплексного проекта по антитеррористической защищенности.

- Замена узла отопления, трубопроводов и регистров отопления. Выявлена нецелесообразность водяного отопления, разработаны технические решения по электрическому отоплению.

- Передача сигналов о положении заземляющих ножей существующих ячеек КРУ-6кВ в систему телемеханики не возможно реализовать, т.к. существующие терминалы РЗиА ячеек не имеют свободных входных каналов. Замена терминалов РЗиА в данном случае экономически не целесообразна.

- Полная реконструкция наружного ограждения не требуется, основные инженерные сооружения соответствуют требованиям АТЗ, требуется частичная замена элементов ограждения.

Все вышеперечисленные факторы позволили уменьшить стоимость проекта 2024г, исключить из ранее планируемого периода реконструкции третий этап 2025г с выполнением реконструкции в период 2023-2024гг.

Согласно сводного сметного расчета № ССРСС-ССРСС 2023г итоговая стоимость реализации проекта на первом этапе в 2023 г. составляет 39 848,032 тыс. руб. без НДС, а именно:

- ПИР составляет 8 634,409 тыс. руб. без НДС.;
- СМР составляет 8 871,28731 тыс. руб. без НДС.;
- оборудование 21 728,17705 тыс. руб. без НДС.;
- прочие затраты (ПНР) 614,15864 тыс. руб. без НДС.

Согласно сводного сметного расчета № ССРСС-ССРСС 2024г итоговая стоимость реализации проекта на втором этапе в 2024 г. составляет 107 891,447 тыс. руб. без НДС, а именно:

- СМР составляет 52 077,19 тыс. руб. без НДС.;
- оборудование 42 646,369 тыс. руб. без НДС.;
- прочие затраты (ПНР) 13 167,888 тыс. руб. без НДС.

Срок полного ввода в эксплуатацию оборудования 110кВ на ПС Есаульская-5 и окончания всего проекта - декабрь 2024г.

Итоговая стоимость реконструкции в период 2023-2024гг составляет 147 739, 479 тыс руб. без НДС.

4. Строительство нового РП-6кВ со строительством кабельной эстакады 6кВ от ОП-3 НКМК

Строительство нового РП-6 кВ со строительством кабельной эстакады 6 кВ от ОП-3 НКМК включено в инвестиционную программу, утвержденную РЭК Кемеровской области общей стоимостью 227 730,49 тыс. руб. без НДС и планировалось ООО «ЕвразЭнергоТранс» в 2022-2025 годах для обеспечения надежного электроснабжения новых производственных мощностей ООО «КМК-Энерго». Данное предприятие занимается переработкой энергетического угля и с 2022 года планировало увеличение производственных мощностей. В связи с этим появляется дополнительная потребность в электрической энергии в объеме 18 000 кВт.

Инициаторы проекта: ООО «ЕвразЭнергоТранс».

В рамках первого этапа строительство, в 2022 г. произведены проектно-изыскательские работы и разработан проект ООО «СибЭТС» № СибЭТС.063.22, а также выполнены работы по строительству эстакады 6кВ в объемах проекта 1 этапа.

В рамках второго этапа строительства, в 2023г на основании разработанного проекта выполнены работы по строительству эстакады 6кВ в объемах проекта 2 этапа.

В рамках третьего этапа строительства, в 2024г на основании разработанного проекта планируется выполнить работы в объемах проекта 3 этапа.

Проектные решения предусматривают исключение из ранее планируемого периода реконструкции этапа 2025г с полным завершением строительства в 2024г.

Согласно сводного сметного расчета № ССРСС 2022г итоговая стоимость реализации проекта на первом этапе в 2022 г. составляет 61 847,33728 тыс. руб. без НДС, а именно:

- ПИР составляет 12 053,020 тыс. руб. без НДС.;
- СМР составляет 43 429,31957 тыс. руб. без НДС.;
- оборудование 4 784,99771 тыс. руб. без НДС.;
- прочие затраты (ПНР) 1 580 тыс. руб. без НДС.

Согласно сводного сметного расчета № ССРСС 2023г итоговая стоимость реализации проекта на втором этапе в 2023 г. составляет 31 999,99978 тыс. руб. без НДС, а именно:

- СМР составляет 31 999,99978 тыс. руб. без НДС.;

Согласно сводного сметного расчета № ССРСС 2024г итоговая стоимость реализации проекта на третьем этапе в 2024 г. планируется 35 873,0 тыс. руб. без НДС, а именно:

- СМР составляет 35 873,0 тыс. руб. без НДС.;

Срок полного окончания строительства кабельной линии 6кВ от ПС ОП-3 НКМК - декабрь 2024г.

Итоговая стоимость строительства в период 2022-2024гг составляет 129 720,33706 тыс. руб. без НДС.

5. Реконструкция системы АИИС КУЭ

Реконструкция системы АИИС КУЭ входит в состав действующей Инвестиционной программы 2020-2024гг., утвержденной постановлением РЭК Кузбасса от 28.12.2023 г. №753.

В соответствии с изменением в законодательстве (ФЗ от 27.12.2018г №522 о внесении изменений в 35-ФЗ и 261-ФЗ (интеллектуальные системы учета)) с 2020 года сетевые организации обязаны обеспечить потребителей необходимым минимальным набором функций интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности).

Сетевые организации в ходе обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках и для оказания коммунальных услуг по электроснабжению обязаны осуществлять приобретение, установку, замену, допуск в эксплуатацию приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, а также нематериальных активов, которые необходимы для обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности), и последующую их эксплуатацию в отношении непосредственно или опосредованно присоединенных к принадлежащим им на праве собственности или ином законном основании объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (мощности), приобретающих электрическую энергию на розничных рынках, объектов по производству электрической энергии (мощности) на розничных рынках и объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, при отсутствии, выходе из строя, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, которые используются для коммерческого учета электрической энергии (мощности), в том числе не принадлежащих сетевой организации, а также при технологическом присоединении таких энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации, за исключением коллективных (общедомовых) приборов учета электрической энергии.

Расходы сетевой организации, понесенные ею для приобретения, установки и замены приборов учета электрической энергии подлежат включению в состав тарифа на услуги по передаче электрической энергии и (или) платы за технологическое присоединение в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Существующая система АИИС КУЭ ООО «ЕвразЭнергоТранс» построена в соответствии с техническими требованиями ОРЭМ, имеет в своем функционале возможность предоставления необходимого набора функций интеллектуальной системы.

Для предоставления потребителям необходимого набора функции ООО «ЕвразЭнергоТранс» необходимо выполнить следующие работы:

- расширить существующую лицензию программного обеспечения для включения в АИИС КУЭ приборов учета потребителей;
- выполнить замену существующих приборов учета потребителей на приборы учета, отвечающие требованиям для интеллектуальных систем;
- обеспечить автоматизированный сбор информации с приборов учета потребителей в АИИС КУЭ ООО «ЕвразЭнергоТранс» - установка коммутаторов GSM/GPRS.

В 2018г. ООО «ЕвразЭнергоТранс» выполнил приемку учета на 139 точках потребителей. Прогнозируем, что в последующие годы будет выполняться аналогичное число приемок точек учета.

Для одной точки учета необходима установка следующего оборудования:

- Счетчик ССТ-4ТМ.03М.09.
- Коммутатор PGC.02.

- Монтажный шкаф.

Таким образом, затраты на приобретение, установку и замену приборов учета электрической энергии составят:

2024 год – 10 083 тыс. руб. без НДС, в том числе:

- приобретение оборудования 9 286 тыс. руб.;
- выполнение СМР 796 тыс. руб.

В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость оборудования в сметном расчете, принята согласно конкурентным картам с приложением прайс-листов.

6. «Реконструкция зданий ул. Рудоконная, 4 и ул.Хлебозаводская, 2б»

Включение данного проекта в Инвестиционную программу 2024г ООО «ЕвразЭнергоТранс» обусловлено следующим: в настоящее время в зданиях собственности ООО «ЕвразЭнергоТранс», расположенных по адресу ул.Рудоконная, 4 и ул. Хлебозаводская, 2б, по результатам мониторинга состояния антитеррористической защищенности выявлено существенное нарушение:

1. ФЗ №35 от 06.03.2006г «О противодействии терроризму».
2. ИП № 1046 от 03.08.2024 «Об утверждении требований обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК».
3. ИП № 258 от 01.03.2024 «Об утверждении требований к антитеррористической защищенности объектов (территорий) промышленности, находящихся в ведении или относящихся к сфере деятельности министерства промышленности и торговли РФ, и формы паспорта безопасности этих объектов (территорий)».

а именно отсутствие на центральном входе зданий технических средств контроля, ограничивающих свободный доступ посторонних лиц, идентификацию личностей и пропускной режим.

В здании по адресу ул.Рудоконная, 4 расположено промышленное технологическое оборудование системы АСУ ТП (система сбора и передачи информации – ССИ), АСКУЭ, каналобразующее оборудование, системы связи, которое обеспечивает:

1. передачу информации в on-line режиме в адрес АО «СО ЕЭС», Кузбасского РДУ для осуществления планирования режимов потребления/генерации электрической энергии и мощности в узле ГП, а также ведения мониторинга режимов работы электросетевого оборудования находящегося в зоне ответственности ЕЭТ;
2. возможность осуществления закупок э/э и мощности с Федерального оптового рынка для ЭСО и ГП Кемеровской области;
3. возможность оперативного реагирования ДЦ различного уровня на внештатные ситуации возникающие с электрооборудованием в зоне ответственности ЕЭТ.
4. контроль и воздействие на пусковые органы оборудования в on-line режиме с возможностью удаленного управления.

В здании по адресу ул. Хлебозаводская, 2б размещено промышленное технологическое оборудование диспетчеризации и центральный диспетчерский центр (ОДС ЕЭТ) ООО «ЕвразЭнергоТранс».

В процессе своей деятельности ОДС ЕЭТ:

- осуществляет круглосуточное непрерывное оперативно-диспетчерское управление электроустановками и линиями электропередач своей операционной зоны;
- предотвращает и ликвидирует технологические нарушения при передаче и распределении электрической энергии;

- организует ремонтные и послеаварийные схемы питания потребителей;
- взаимодействует с системным оператором (Кемеровское РДУ), САЦ Минэнерго, ЕДДС г Новокузнецка, РГН.

Электросетевой комплекс ЕЭТ обеспечивает электроснабжение:

- крупного металлургического комбината АО «ЕВРАЗ ЗСМК», с многочисленными опасными производственными объектами и потребителями относящихся к 1 категории надежности, перерыв электроснабжения которых, приведет к значительным убыткам и недоотпуску готовой продукции;
- рудных и угольных предприятий Кузбасса (шахта «Есаульская», шахта «Ерунаковская», шахта «Усковская», шахта «Малиновская» и другие, перерыв электроснабжения которых, приведет к режиму ЧС на угольных шахтах;
- социально-значимых объектов г. Новокузнецка, п. Шереметь, г. Таптагола и п. Каз;
- горнолыжных курортных зон п. Шереметь и г. Таптагола.

Ограничения электроснабжения перечисленных выше объектов может привести к экономическим, экологическим, социальным последствиям.

С целью повышения уровня антитеррористической защищенности зданий ул. Рудоконная, 4 и ул. Хлебозаводская, 26, повышения уровня информационной безопасности систем связи, исключения диверсий и рисков несанкционированного вмешательства посторонних лиц в технологические процессы управляющие электрическими сетями и электроустановками ООО «ЕвразЭнергоТранс» требуется выполнить реконструкцию зданий ул. Рудоконная, 4 и ул. Хлебозаводская, 26 в 2024г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

- установить комплекс турникетов с оборудованием системы контроля удаленного доступа с передачей информации в информационную базу Дирекции по контролю с организацией пропускного режима на объекте.

Сметная стоимость работ по реконструкции зданий ул. Рудоконная, 4 и ул. Хлебозаводская, 26 по экспертной оценке составляет 3 860, 0 тыс. рублей без НДС в соответствии с ССРСС-1.30.3, в том числе:

1) В соответствии с ЛСР-1.30.1 по реконструкции здания ул. Хлебозаводская, 26:

- Выполнение проектных работ составляет 44,848 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР, ПНР, материалов и оборудования составляет 1891,152 тыс. руб. без НДС.

2) В соответствии с ЛСР-1.30.2 по реконструкции здания ул. Рудоконная, 4:

- Выполнение проектных работ составляет 46,762 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР, ПНР, материалов и оборудования составляет 1877,238 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов, СМР и ПНР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Полная стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2024 г. – 3 860,0 тыс. руб. без НДС, в том числе:
проектные работы – 91,610 тыс. руб. без НДС,
СМР, ПНР, материалы и оборудование – 3 768,39 тыс. руб. без НДС.

Стоимость мероприятия согласно ССРСС-1.30.3 (4 632,0 тыс. руб. с НДС) не превышает стоимость расчета, выполненного в соответствии с укрупненными нормативами цены (6 720,53 тыс. руб. с НДС). Мероприятие включено в инвестиционную программу со стоимостью, не превышающей укрупненные нормативы цены в соответствии с приказом № 131 от 26.02.2024 г. Министерства энергетики РФ.

7. Прочие инвестиционные проекты

7.1. Автомобиль легковой (2 312 тыс. руб.)

Эксплуатирующийся в настоящее время легковой автомобиль TOYOTA COROLLA гос.номер Е 913 ЕК 142 находится в аварийном техническом состоянии. Данное заключение получено от специализированной организации, осуществляющей ремонт и техническое обслуживание легковых автомобилей.

Учитывая наличие удаленных объектов электросетевого комплекса, при-надлежащих ООО «ЕвразЭнергоТранс», указанный автомобиль в среднем 60% времени осуществляет междугородние выезды (Таптагольский, Новокузнецкий район, г. Осинники и т.д.), что в большой степени влияет на техническое состояние и износ транспортного средства.

Согласно данных журнала учета прохождения технических осмотров и ремонтов, данный автомобиль в среднем проходит внеплановый ремонт 2-3 раза в год. За последние года произведен капитальный ремонт в части замены комплекта сцепления (выжимной подшипник, корзина сцепления, диск сцепления).

Согласно Постановление РЭК Кузбасса № 478 от 29.10.2021 замена данного автомобиля была учтена в инвестиционной программе Общества в 2022 году, но в связи с непредвиденной ситуацией на рынке срок приобретения был вынуждено перенесен на более поздний период.

Данный автомобиль является спецтехникой, используемой для обеспечения электроснабжения социально значимых объектов электроснабжения и объектов жизнеобеспечения, так как постоянно используется при проведении восстановительных работ, в том числе аварийных. Автомобиль используется для осуществления круглосуточного технического обслуживания ССИИ (системы сбора и передачи информации) объектов, находящихся в управлении Кемеровского РДУ согласно регламента взаимодействия.

Кроме того, согласно «Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности» ООО «ЕвразЭнергоТранс» обязан предоставлять бесперебойную информацию приборов учета электроэнергии администратору торговой системы АО «АТС» оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), но, учитывая расположение электросетевых объектов Общества в разных частях Кемеровской области, данное требование невозможно выполнить без использования автомобиля.

7.2. Автомобили ГАЗ Соболь (5 шт. * 1 915 тыс. руб.)

Пять автомобилей ГАЗ Соболь (гос.номера К 262 ОС 82, Т 136 ЕХ 142, Р 024 КВ 142, Т399 ЕХ 142 и Х 699 ЕМ 142) находятся в аварийном техническом состоянии. Данное заключение получено от специализированной организации, осуществляющей ремонт и техническое обслуживание легковых автомобилей.

Согласно данных журнала учета прохождения технических осмотров и ремонтов, данные автомобили в среднем проходят внеплановый ремонт 4-5 раз в год каждый, с разной длительностью времени ремонта (от 2 дней до трех недель). Только за 1 год на ремонты данных автомобилей было потрачено порядка 693 тыс. руб.

Учитывая наличие удаленных объектов электросетевого комплекса, при-надлежащих ООО «ЕвразЭнергоТранс», данные автомобили используются на междугородние выезды, а также объекты с отсутствующими автомобильными дорогами (бездорожье), что в большой степени влияет на техническое состояние и износ транспортного средства. Данные автомобили уже неоднократно подвергались капитальным ремонтам ходовой части автомобиля, двигателя внутреннего сгорания, коробки переключения передач и т.д.

Также данные автомобили ремонтировались собственным персоналом, при этом на закуп автозапчастей за год потрачено 280 тыс. руб. За последние 3 года два автомобиля из перечисленных выше (один развозит по объектам дежурный персонал в ночную смену) приходилось доставлять на СТО на эвакуаторе из-за серьезности поломок и невозможности самостоятельно продолжить движение.

Несмотря на то, что все автомобили разного года выпуска, техническое состояние каждого автомобиля оценивалось объективно, исходя из множества факторов: пробег, серьезность поломок, особенности эксплуатации, междугородние поездки и т.д.

Учитывая аварийное техническое состояние автомобилей и важность их использования, а также служебные записки руководителей структурных подразделений Общества, эксплуатирующих данные автомобили, требуется незамедлительно заменить на новые автопарк неисправных технологических машин

7.3. Мульчер прицепной (1 352 тыс. руб.)

Согласно п.543 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации утвержденных приказом Минэнерго России от 4 октября 2022 г. N1070 владельцы объектов электроэнергетики обязаны организовать прокладку и осуществлять содержание просеки вдоль ВЛ и по периметру подстанций и распределительных устройств в случае их расположения в лесных массивах и зеленых насаждениях, в безлесном состоянии, осуществлять вырубку и опиловку деревьев и кустарников, вырубку деревьев, угрожающих падением на ВЛ, для недопущения аварийных отключений ВЛ.

В соответствии с п.45. Постановления Правительства РФ от 07.10.2020 N 1614 "Об утверждении Правил пожарной безопасности в лесах» при строительстве, реконструкции и эксплуатации линий электропередачи, линий связи и трубопроводов, а также при содержании проложенных вдоль таких объектов просек обеспечиваются рубка лесных насаждений, складирование и уборка заготовленной древесины, порубочных остатков в соответствии с требованиями, предусмотренными Правилами.

Согласно п.31 Правил складирование заготовленной древесины должно производиться только на открытых местах на расстоянии 20 или 40 м в зависимости от типа леса (лиственные/хвойные).

Трассы воздушных линий ООО «ЕвразЭнергоТранс» в Таштагольском районе проходят в основном в хвойных лесах по пересеченной гористой местности с отсутствием открытых пространств на требуемом удалении, в таких случаях согласно п/п б), п.27 Правил, укладка порубочных остатков производится разбрасыванием в измельченном виде по площади места вырубки.

7.4. Снегоуборщик (162 тыс. руб.)

Приобретение снегоуборщика обусловлено необходимостью соблюдения требований Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации" с целью обеспечения исправного содержания (в любое время года) дорог, проездов и подъездов к зданиям для доступа пожарной техники к подстанциям ООО «ЕвразЭнергоТранс». Также очистка от снега необходима для соблюдения безопасности обслуживающего персонала, так как расстояние от нижней точки (пола) до токоведущих частей на ОРУ должно быть не менее 3,6 метра, в соответствии с пунктом 4.2.54 Приказа Минэнерго России от 08.07.2002 № 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок», а при значительном снежном покрове это расстояние уменьшается.

II. Инвестиционная программа ООО «ЕвразЭнергоТранс» на 2025-2029 гг.

1. Реконструкция ПС 110/6,6/6,3кВ "Ерунаковская-8"

Подстанция 110/6,6/6,3 кВ Ерунаковская-8 введена в эксплуатацию в 2008г., является основным и единственным источником электроснабжения потребителя 1 категории ООО «Шахта Ерунаковская».

Подстанция ПС 110/6,6/6,3кВ Ерунаковская-8 выполнена отдельностоящей с закрытым распределительным устройством 6,3/6,6 кВ. На ОРУ-110кВ подстанции установлено два трансформатора типа ТДГНШ-16000/110 У1.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции 110/6,6/6,3кВ Ерунаковская-8, составляет 12,926 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции 110/6,6/6,3кВ Ерунаковская-8, потребляемая мощность составляет 12,54 МВт.

В настоящее время техническое состояние оборудования ЗРУ-6кВ и ОРУ-110кВ имеет ряд замечаний:

1. ЗРУ 6кВ:

1.1. При замыканиях на «землю» на отходящих линиях 6.3кВ, 6.6кВ происходит перегорание предохранителей трансформаторов напряжения, что приводит к аварийным отключениям секций шин 6кВ и перерывам электроснабжения потребителей шахты «Ерунаковская-8» (потребители 1 категории). Попытки снижения влияния феррорезонанса на трансформаторы напряжения 3хЗНЮЛШ 6кВ (установка в цепь разомкнутого треугольника дополнительных сопротивлений 25 Ом по рекомендациям завода изготовителя) не дали положительного результата. Обследование ФБУ «Кузбасский ЦСМ» подтвердило превышение нормальной величины ёмкостного тока более 30А, что требует установки систем компенсации ёмкостных токов на подстанции.

1.2. Защита отходящих линий от замыканий на землю, выполненная на базе микропроцессорных блоков «Бреслер» и «Micom», работает с отклонениями от нормальных режимов и требует комплексной модернизации, с учётом системы компенсации ёмкостных токов.

1.3. Система телемеханики выполнена на базе контроллеров «ЭНКС» работает некорректно, постоянно требует перезагрузки и обновления ПО (ПО отсутствует).

2. ОРУ 110 кВ:

2.1. Над приводами разъединителей отсутствуют козырьки безопасности, для защиты персонала подстанции от светового и теплового воздействия электрической дуги во время производства оперативных переключений.

2.2. Отсутствует система блокировок разъединителей, для предотвращения ошибочных операций персонала во время переключений.

2.3. Существующая система освещения ОРУ-110кВ не обеспечивает норм освещенности рабочих мест.

С целью обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения потребителей «Шахты Ерунаковская», создания безопасных условий труда персонала, в соответствии с требованием правил п.5.4.3. ПТЭЭСиС, п.4.2.18 ПУЭ, п.5.4.10 ПТЭЭСиС, а также современными нормами проектирования электроустановок, выполнить реконструкцию ПС 110/6,3/6,6кВ «Ерунаковская 8» в 2025-2026 годах в объёме:

- Установить систему компенсации ёмкостных токов замыкания на землю в сети 6кВ;
- Модернизировать защиту от замыканий на землю;

- Выполнить систему телемеханики с организацией канала связи с диспетчерским центром;
- Выполнить реконструкцию системы основного и аварийного освещения помещений подстанции ЗРУ-6кВ и ОРУ-110кВ;
- Выполнить систему кондиционирования помещений;
- Выполнить систему безопасного обслуживания кровли зданий;
- Установить над приводами разъединителей козырьки безопасности;
- Выполнить систему блокировок разъединителей;
- Выполнить благоустройство территории на ОРУ-110кВ.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6,6/6,3кВ Ерунаковская-8 по экспертной оценке составляет 93 677,85 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 11 917,45 тыс. рублей без НДС;

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 24 528,12 тыс. руб. без НДС;

- Оборудование 57 232,28 тыс. руб. без НДС.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2025 г. – 22 536,32 тыс. руб. без НДС, в том числе:
проектные работы – 11 917,45 тыс. руб. без НДС,
СМР – 3 185,66 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 7 433,21 тыс. руб. без НДС.
- 2026 г. – 71 141,53 тыс. руб. без НДС, в том числе:
СМР – 21 342,46 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 49 799,07 тыс. руб. без НДС.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта, в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

Реконструкция ПС 110/6,6/6,3кВ Ерунаковская-8, с устройством системы компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 6кВ, модернизацией защиты от замыкания на землю, обеспечит повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей 1 категории надежности шахты Ерунаковская АО ОУК "Южжзбассуголь", подземные и поверхностные потребители, в т.ч. объекты жизнеобеспечения шахты (вентиляторы главного проветривания и водоотливные установки подземных и поверхностных потребителей).

Модернизация системы телемеханики и АСКУЭ повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции, принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте. Модернизация системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования, системы рабочего и аварийного освещения, повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

2. Реконструкция ПС 35/6кВ "6-ой Ствол"

Подстанция введена в эксплуатацию в 1970 г. В 2019г. проведена частичная

реконструкция, заменено модульное здание ЗРУ-35кВ, силовые трансформаторы Т-1- и Т-2-6,3МВА.

В настоящее время техническое состояние оборудования ЗРУ-6кВ и ОРУ-35кВ имеет ряд замечаний:

1. ЗРУ-6кВ:

1.1. Установлены ячейки КРУ 1966 г. выпуска с масляными выключателями ВМП, приводами ИПМ.

Высоковольтные выключатели не обеспечивают нормированное время отключения из-за значительного износа элементов приводов, блок - контактов КСА;

Устройства РЗА: срок эксплуатации более 54 лет. Блоки испытательные, ключи и переключатели, измерительные зажимы из-за процессов окисления, в значительной степени, утратили свои эксплуатационные характеристики, карболитовые клеммные ряды имеют механические повреждения;

Износ механических частей оборудования и электрических контактов составляет 70%, отсутствует дуговая защита. Запасные части отсутствуют и сняты с производства более 20 лет.

1.2. Система оперативного тока (СОТ) ЗРУ-6кВ состоит из выпрямительного устройства постоянного тока 220В и переменного тока 220В. Источники оперативного тока, для питания цепей защиты, управления, сигнализации устройств РЗА и соленоидов включения и отключения приводов, зависят от напряжения сети и заряда конденсаторных батарей. Аварийный источник в виде аккумуляторной батареи на подстанции отсутствует.

Электромеханические реле, ключи управления и коммутационные аппараты:

1.3. Питание собственных нужд подстанции организовано от двух масляных трансформаторов ТМ-100/6/0,22 кВ, которые имеют следующие нарушения:

1.3.1 Неисправны ИБВ трансформаторов, течь трансформаторного масла через уплотнения, срок службы трансформаторов более 54 лет, изоляция ниже нормативных значений.

1.3.2 На шите собственных нужд не предусмотрен АВР секционирования 1 и 2с.ш 0,22 кВ, отходящие линии защищены плавкими вставками;

1.3.3 Отсутствует фазное напряжение 220В, что не позволяет подключать современные приборы и инструмент для производства работ на подстанции.

1.4. Отсутствует системы технологического и охранного видеонаблюдения, системы контроля удаленного доступа и охранной сигнализации, пожарной сигнализации.

1.5. Отсутствует система телемеханики оборудования ЗРУ-6кВ, ЗРУ-35кВ.

1.6. В помещениях ЗРУ-6кВ, ГЩУ отсутствует приточно-вытяжная вентиляция.

1.11.6 Крышки кабельных каналов в ЗРУ-6кВ, ГЩУ деформированы и.

2. ОРУ-35кВ:

2.1. Существующая схема электроснабжения 35 кВ не позволяет вывести в ремонт оборудование 1с и 2с шин ЗРУ-35кВ без отключения воздушных линий, так как проектом не предусмотрены линейные разъединители.

С целью повышения надежности социально-значимых потребителей, запитанных с ф.6-10П и электроснабжения потребителей пахты «Осиппиковская», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, выполнить реконструкцию ПС 35/6кВ «6 ствол» в 2025г.-2026г., в соответствии с пунктами правил ПУЭ п.6.1.21, ПТЭЭС п.5.4.3, современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

- Заменить существующие ячейки КРУ-6кВ с 1 с.ш. и 2 с.ш. на новые;
- Выполнить реконструкцию существующей системы оперативного тока;
- Выполнить реконструкцию существующей системы собственных нужд подстанции;
- Выполнить реконструкцию системы технологического видеонаблюдения, пожарной сигнализации.

- Выполнить реконструкцию системы телемеханики с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ;
- Выполнить реконструкцию системы основного и аварийного освещения помещений подстанции ЗРУ-6 кВ, ОРУ-35кВ;
- Смонтировать линейные разъединители 35кВ на присоединениях воздушных линий 35кВ;
- Установить оборудование системы кондиционирования, вентиляции и обогрева воздуха в ЗРУ-6, 35кВ.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: экономия потери электроэнергии – 4496,8 кВт/ч за счет реконструкции системы освещения..

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 35/6кВ 6-ой Ствол по экспертной оценке составляет 95 360,5 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 11 917,45 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 25032,92 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 58410,14 тыс. руб. без НДС.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2025 г. – 37 016,81 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 11 917,45 тыс. руб. без НДС,

СМР – 7 529,81 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 17 569,55 тыс. руб. без НДС.

- 2026 г. – 58 343,70 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 17 503,0 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 40 841,0 тыс. руб. без НДС.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10. •

Реконструкция ПС 35/6кВ 6-ой Ствол с заменой оборудования 6кВ и устройствами РЗА, дооборудования разъединителями ЛР-35кВ, системы собственных нужд с ТСП, системы оперативного тока повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения социально-значимых потребителей, запитанных с ф.6-10П и электроснабжения потребителей шахты «Осинниковская» АО ОУК "Южкузбассуголь". Модернизация системы телемеханики и АСКУЭ повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции, принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

Модернизация системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ, системы рабочего и аварийного освещения повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

3. Реконструкция ПС 110/6,6/6,3кВ "Ульяновская"

Подстанция ПС 110/6,6/6,3кВ «Ульяновская» введена в эксплуатацию в 2000 г, является основным и единственным источником электроснабжения потребителей базовой

станции оператора сотовой связи ПАО «Вымпелком», а также потребителей 1 категории ООО «Шахта Усковская». На ОРУ-110кВ установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 типа ТДГНШ-16000/110/6,6/6,3кВ, выключатели 110кВ типа ВМГ-110Б/1000.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6,6/6,3кВ «Ульяновская», составляет 19,79 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6,6/6,3кВ «Ульяновская», потребляемая мощность составляет 19,95 МВт.

В настоящее время техническое состояние оборудования ГЩУ, ЗРУ-6кВ, ОРУ-110кВ имеет ряд замечаний и нарушений:

1. ГЩУ:

1.1. Оборудование релейной защиты трансформаторов построено на электромеханических реле. Износ электрических контактов составляет 60%. Отсутствует современная защита: от дуговых замыканий, логическая защита шин, УРОВ. Блоки испытательные, ключи и переключатели, измерительные зажимы из-за процессов окисления, в значительной степени, утратили свои эксплуатационные характеристики. Карболитовые клеммные ряды имеют механические повреждения.

1.2. Источники оперативного тока для питания цепей защиты, управления, сигнализации устройств РЗА и соленоидов включения и отключения приводов зависит от напряжения сети, что снижает надежность электроснабжения потребителей 6кВ.

1.3. Щит собственных нужд состоит из трех панелей, автоматические выключатели, электромеханические реле, ключи управления, приборы контроля и коммутационные аппараты выработали свой ресурс и требуют замены, морально и физически устарели;

1.4. Отсутствует системы технологического видеонаблюдения, охранной сигнализации;

1.5. Отсутствует система телемеханики оборудования ЗРУ-6кВ, ОРУ-110кВ;

2. ЗРУ 6 кВ:

2.1. Отсутствует аварийное и эвакуационное освещение помещений подстанции ЗРУ-6кВ. (ПУЭ п.6.1.21);

2.2. В ЗРУ-6кВ дополнительно установлены и подключены, напрямую к секциям шин №3,4 по средствам кабеля, две взрывозащищенные ячейки КРУВ-6кВ, что делает ненадежным исполнение изоляции самих секций шин, выполненных в виде шин и расположенных на опорных изоляторах;

2.3. В установке УКРМ № 2, 3 неисправны четыре конденсаторные батареи, что не позволяет достигать проектных параметров по компенсации реактивной мощности на 2 и 3 секции шин.

3. ОРУ 110 кВ:

3.1. Над приводами разъединителей отсутствуют козырьки безопасности, для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги при проведении переключений (ПУЭ п.4.2.18 (6));

3.2. Отсутствует система оперативной блокировки разъединителей, для предотвращения возможности ошибочных операций персонала, во время переключений (ПТЭЭСиС п.5.4.10);

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110/6,6/6,3кВ Ульяновская, создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2027г-2028г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

- Выполнить реконструкцию РЗА трансформаторов, панелей управления, сигнализации, блокировок;
- Выполнить реконструкцию системы оперативного тока;

- Выполнить реконструкцию системы собственных нужд подстанции;
- Смонтировать систему технологического видеонаблюдения, охранной сигнализации.
- Выполнить систему телемеханики с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ;
- Выполнить реконструкцию аварийного освещения помещений подстанции ЗРУ-6кВ;
- Выполнить реконструкцию ячеек ЯКНО, КРУВ-6кВ;
- Выполнить благоустройство территории подстанции.

Показатель энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: экономия потерей электроэнергии – 1124,2 кВт/ч за счет реконструкции системы освещения.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6,6/6,3кВ «Ульяновская» по экспертной оценке составляет 86 908,55 тыс. рублей без НДС, в том числе:

Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 13 039,07 тыс. рублей без НДС.

Укрупнённая стоимость СМР составляет 22 160,84 тыс. руб. без НДС.

Оборудование 51 708,64 тыс. руб. без НДС.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2027 г. – 49 550,74 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 13 039,07 тыс. руб. без НДС,

СМР – 10 953,50 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 25 558,17 тыс. руб. без НДС.

- 2028 г. – 37 357,81 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 11 207,34 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 26 150,47 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/6,6/6,3кВ «Ульяновская», с частичной заменой оборудования 6кВ, устройств РЗА, системы собственных нужд с ТСН, системы оперативного тока с АКБ, повлияет на повышение энергетической эффективности, передачи электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей базовой станции оператора сотовой связи ПАО «Вымпелком», а также потребителей 1 категории ООО «Шахта Усковская».

Модернизация системы телемеханики и АСКУЭ с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

Модернизация системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ, системы рабочего и аварийного освещения повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования, в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

4. Реконструкция ПС 110/6кВ "ОП-19"

На ОРУ-110кВ установлен трансформаторы с диспетчерскими наименованиями Т-1 и Т-2 типа ТДТН-31500/110/35./6кВ, год выпуска 1970г., год ввода в эксплуатацию 1971г., г. Тольятти. Последний капитальный ремонт без разборки активной части и снятия обмоток произведен в 2021г и 2013г соответственно.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-19», составляет 18,782 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-19», потребляемая мощность составляет 5,42 МВт.

В настоящее время на подстанции 110/6кВ «ОП-19» выявлены следующие замечания в работе оборудования и нарушения:

1. При визуальном осмотре трансформаторов Т-1, Т-2 ТДТН-31500/110/6 обнаружено:

1.1. установленные трансформаторы морально и физически устарели, срок эксплуатации 53 года, что превышает средний срок службы трансформаторов и требует сокращения срока периодичности ремонтов;

1.1. в местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не приводит к герметичности соединений по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

1.2. На трубчатых радиаторах системы охлаждения наблюдается капельная течь масла в местах скрытых внутренних сварных соединений труб и сборного короба.

1.3. Привод РПН типа РС-4 с приводным механизмом МЗ-4 производства Болгария, установленный на трансформаторе в неудовлетворительном состоянии. В приводном механизме наблюдается износ втулок, подшипников и шестерен.

1.4. В летние месяцы трансформаторы Т-1 и Т-2 31500кВА при нагрузке не более 20% эксплуатируются в режиме повышенного нагрева, диапазон температур составляет 60-65°C по показаниям термосигнализаторов. Повышенный нагрев трансформаторов после трех лет эксплуатации от проведенного капитального ремонта указывает на возможное разрушение межлистовой лаковой изоляции магнитопровода, спеканию стальных листов магнитопровода, а также разрушение слоев твердой изоляции обмоток. Вышеописанные дефекты твердой изоляции магнитопровода и обмоток являются необратимыми и восстановлению не подлежат при проведении капитальных ремонтов.

1.5. Согласно замерам произведенных при измерении изоляции и диэлектрических характеристик трансформаторов Т-1 и Т-2 31500кВа наблюдается снижение изоляции относительно предыдущих замеров после капитального ремонта трансформатора, что указывает на отрицательную динамику (деградацию) состояния основной изоляции трансформатора.

1.6. Трансформаторы установлены на фундаменты с применением кареток (катков) и рельс, что не соответствует современным требованиям п.4.2.206 ПУЭ по условиям сейсмостойкости.

1.7. Кабели вторичной коммутации на силовых трансформаторах Т-1 и Т-2 31500кВА в настоящее время неэкранированные, что не допустимо для работы в цепях РЗА с устройствами на микропроцессорной базе.

1.8. Кабели вторичной коммутации цепей защиты трансформатора и силовые кабели цепей обдува находятся в неудовлетворительном состоянии, а именно:

–имеются многочисленные повреждения верхней изоляции кабеля за счет работы в масляной среде.

- разрушение внутренней изоляции жил из-за старения материала.

1.9. Защита нулевой точки трансформатора 1Т-25МВА выполнена на вентильных разрядниках, которые морально и физически устарели.

1.10. Шкафы обдува трансформаторов подключены одним вводом 0,4кВ, что снижает надежность работы силового трансформатора из-за отсутствия резерва питания. Оборудование шкафа обдува трансформатора не позволяет подключить цифровые системы онлайн мониторинга температуры верхних слоев масла трансформатора для полной цифровизации технологических процессов.

1.11. снижен ИТС трансформаторов;

1.12. трансформаторы загружены на 20%;

1.13. сколы и трещины изоляторов высоковольтных и низковольтных вводов;

1.14. имеются трещины масло приёмных ям, нарушена герметизация стенок.

2) АТЗ объекта не соответствует требованиям Федерального Закона РФ №256-ФЗ от 21.06.2011г. и ЛНА ООО «ЕЭТ» «Стандарт» утвержденного 02.02.2024г. Приказом №01-30, в объеме отсутствующих средств технической защиты:

- Система охранного видеонаблюдения периметра (СВН) отсутствует.

- Система контроля удаленного доступа (СКУД) отсутствует.

- Линия связи для оперативной передачи информации в единый центр оперативного реагирования с вышеперечисленных инженерных систем отсутствует.

3) Не исправна общесистемная оперативная блокировка коммутационными аппаратами ОРУ-110кВ, ЗРУ-6кВ;

4) Наблюдаются многочисленные отказы аппаратной части системы телемеханики и АСКУЭ;

5) Отсутствует система технологического видеонаблюдения;

6) Система пожарной сигнализации морально устарела, отсутствует возможность передачи информации на ПЦН.

С целью повышения надежности социально-значимых потребителей, запитанных от ПС 110/6кВ ОП-19, повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии, создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2029г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 31500кВА на энергоэффективные, мощностью 25000кВА, с реконструкцией фундаментов и маслоприемных ям трансформаторов.

2. Реконструкцию систем охранного и технологического видеонаблюдения, системы контроля удаленного доступа.

3. Устройство линии связи для оперативной передачи информации с инженерных комплексов АТЗ;

4. Выполнить реконструкцию системы оперативной блокировки оборудования 110кВ, 6кВ;

5. Выполнить реконструкцию системы телемеханики и АСКУЭ с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ;

6. Выполнить реконструкцию системы пожарной сигнализации с передачей данных на пульт ПЦН.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии вновь устанавливаемых трансформаторов: $P_{xx}=40\text{кВт}$, снижение на 63,2кВт относительно существующего.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-19» в 2029г по экспертной оценке составляет 251 961,26 тыс. рублей без НДС, в том числе:

• Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 14 266, 25 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 71 308,5 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 166 386,5 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-19» с заменой силовых трансформаторов, на более энергоэффективные и сниженной мощности, повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения социально-значимых потребителей Заводского района г. Новокузнецка, промышленных предприятий малого и среднего бизнеса:

- подстанции смежно-сетевых компаний ООО «КЭнК», ООО «Горэлектросеть», АО «СибПСК»: РП-34, КТП ТБО, РП-17, РП-86, ТП-9, ТП-8, ТП-21, ТП-18, ТП-19;

- ООО «Кузнецкий завод литейных заготовок»;

- ООО «Кузбасс-НК»;

- ООО «ИНВЕСТПРОМСЕРВИС»;

- ООО «Жилищно-коммунальный транспорт»;

- ООО «Окси – Сервис»;

- Кооператив «Строитель-3» и ряд других потребителей.

• Реконструкция системы телемеханики и АСКУЭ, с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала, повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

• Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

• Реконструкция инженерных комплексов (охранного видеонаблюдения и СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимости оборудования, материалов и СМР будут уточнены после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования, в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

5. Реконструкция ПС 110/35/6кВ "ОП-20"

Подстанция ПС 110/35/6кВ «ОП-20» введена в эксплуатацию в 1988 г, является основным и единственным источником электроснабжения социально-значимых потребителей Заводского района г. Новокузнецка, промышленных предприятий малого и среднего бизнеса (потребители 1, 2, 3 категории надежности). На ОРУ-110кВ установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/6кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/35/6кВ «ОП-20», составляет 38,306 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/35/6кВ «ОП-20», потребляемая мощность составляет 15,078 МВт.

В настоящее время техническое состояние оборудования и помещений здания ЗРУ-6 кВ имеет следующие замечания:

1. Реакторы ввода №1 и №2:
 - 1.1. Повреждения защитного слоя бетона реакторов;
 - 1.2. Старение (растрескивание, порывы) изоляции обмоток реакторов;
 - 1.3. Сколы и трещины защитной глазури с повреждением фарфора проходных изоляторов и опорных изоляторов шинных мостов 6 кВ;
 - 1.4. Повреждения компенсаторов шинных мостов 6 кВ.
 2. ЗРУ-6 кВ:
 - 2.1. Высоковольтные выключатели типа ВМП-10 не обеспечивают нормированное время отключения из-за значительного износа элементов приводов, блок-контактов КСА;
 - 2.2. Устройства РЗА: срок эксплуатации более 36 лет. Блоки испытательные, ключи и переключатели, измерительные зажимы, из-за процессов окисления, в значительной степени утратили свои эксплуатационные характеристики, карболитовые клеммные ряды имеют механические повреждения;
 - 2.3. Панели защит и управления: срок эксплуатации (более 36 лет) устройств РЗА значительно превышает срок службы. Исполнение панелей (открытое) не соответствует ГОСТу.
 3. Оборудование ОРУ-35 кВ имеет ряд замечаний:
 - 3.1. Шкаф ШЗВ, в количестве 5 шт.: сквозная коррозия шкафа.
 - 3.2. Шкаф ШПП, в количестве 5 шт.: сквозная коррозия шкафа.
 - 3.3. Шкаф ШОВ, в количестве 5 шт.: сквозная коррозия шкафа.
 4. АТЗ объекта не соответствует требованиям Федерального Закона РФ №256-ФЗ от 21.06.2011г. и ЛНА ООО «ЕЭТ» «Стандарт» утвержденного 02.02.2024г. Приказом №01-30, в объеме отсутствующих средств технической защиты.
 5. Оборудование системы ТМ и АСКУЭ физически и морально устарело и не позволяет выдавать в диспетчерский центр сигналы о состоянии оборудования.
 6. Отсутствует система технологического видеонаблюдения.
- С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110/35/6кВ «ОП-20», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр, требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2028г-2029г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:
- Выполнить замену трансформаторов собственных нужд, токоограничивающих реакторов;
 - Выполнить Реконструкцию ячеек 1 и 2 с.ш. КРУ-6кВ повышенной степени автоматизации.
 - Выполнить Реконструкцию РЗА трансформаторов, панелей управления, панели центральной сигнализации, панели оперативной блокировки;
 - Выполнить реконструкцию системы оперативного тока и собственных нужд (дооборудование существующих систем с учетом подключения нового оборудования);
 - Выполнить реконструкцию системы технологического и охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД с организацией передачи данных на ПЦН;
 - Выполнить реконструкцию систему телемеханики и АСКУЭ с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ и автоматизированным рабочим местом;
 - Выполнить реконструкцию системы кондиционирования, вентиляции и обогрева воздуха в помещениях подстанции;
 - Выполнить замену поврежденных клеммных шкафов на ОРУ-35кВ;
 - Выполнить реконструкцию пожарной сигнализации с передачей данных на пульт

ПЦН.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/35/6кВ «ОП-20» по экспертной оценке составляет 196 576,80 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 27 277,73 тыс. рублей без НДС;

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 50 789,72 тыс. руб. без НДС;

- Оборудование 118 509,35 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2028 г. – 69 608,32 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 27 277,73 тыс. руб. без НДС,

СМР – 12 699,18 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 29 631,42 тыс. руб. без НДС.

- 2029 г. – 126 968,47 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 38 090,54 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 88 877,93 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/35/6кВ «ОП-20» с заменой оборудования 6кВ, устройств РЗА, системы собственных нужд с ТСН, токоограничивающих реакторов 6кВ повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения социально-значимых потребителей Заводского района г. Новокузнецка, промышленных предприятий малого и среднего бизнеса (потребители 1, 2, 3 категории надежности):

- Реконструкция системы телемеханики и АСКУЭ, с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала, повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте;

- Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования;

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

6. Реконструкция ПС 110/6кВ ОП-6 НКМК

Подстанция ОП-6 НКМК введена в эксплуатацию в 1980 году. Подстанция ОП-6 НКМК выполнена отдельностоящей с закрытым распределительным устройством 6 кВ и закрытым распределительным устройством 110 кВ. В камерах трансформаторов подстанции установлено два трансформатора типа ТРДН-25000/110 У1 1980-х г.в.

В ЗРУ-6 кВ установлены масляные выключатели типа ВКЭ-10 и ВМП-10 с приводом ПЭ-11. Используемые высоковольтные выключатели все чаще при проверках не обеспечивают нормированное время отключения из-за значительного износа элементов приводов, блок-контактов КСА. КРУ-6кВ не имеет быстродействующих защит от коротких замыканий внутри шкафов, что является нарушением п. 5.4.19 ПТЭЭСиС РФ. Контрольные кабели и монтажные провода имеют следы высыхания и растрескивания, оборудование ячеек КРУ-6кВ физически и морально устарело. Релейная защита оборудования реализована на электромагнитных реле.

Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» включена в инвестиционную программу утвержденную РЭК Кемеровской области с реализацией в 2023-2024гг.

Внутри помещения ЗРУ-110 кВ подстанции установлены элегазовые выключатели 110кВ, разъединители 110кВ, трансформаторы тока 110кВ, которые были введены в эксплуатацию в 2023г по результатам реконструкции, в соответствии с разработанным проектом ООО «УралЭнергоТел» № 23-035-УТРЛ (1 этап).

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК», составляет 26,222 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК», потребляемая мощность составляет 17,761МВт.

Реконструкция оборудования ЗРУ-6кВ секций шин №2, №3, №4 6кВ планируется в 2024г в соответствии с разработанным проектом ООО «УралЭнергоТел» № 23-035-УТРЛ (2 этап), сводным сметным расчетом и объемом финансирования утвержденного в ИП 2024г.

Силовые трансформаторы типа ТРДН-25 000/110/6/6:

- диспетчерское наименование 1Т-25МВА зав.№ 11370, 1983 года выпуска;
 - диспетчерское наименование 2Т-25МВА зав.№ 12063 1981 года выпуска,
- эксплуатируются более 40 лет, что превышает нормативный срок в 2 раза.

Привод РПН типа РС-4 с приводным механизмом МЗ-4 производства Болгария, установленный на трансформаторе в неудовлетворительном состоянии. В приводном механизме наблюдается износ втулок, подшипников и шестерен.

В летние месяцы трансформатор 1Т-25МВА эксплуатируются в режиме постоянно включенного дутьевого охлаждения масла, диапазон температур составляет 65-70°C, по показаниям термосигнализаторов. Повышенный нагрев трансформаторов, после трех лет эксплуатации от проведенного капитального ремонта, указывает на возможное разрушение межлистовой лаковой изоляции магнитопровода, спеканию стальных листов магнитопровода, а также разрушение слоев твердой изоляции обмоток. Вышеописанные дефекты твердой изоляции магнитопровода и обмоток являются необратимыми и восстановлению не подлежат, при проведении капитальных ремонтов.

Согласно замерам произведенных при измерениях изоляции и диэлектрических характеристик трансформатора 1Т-25МВА наблюдается снижение изоляции относительно предыдущих замеров после капитального ремонта трансформатора:

- на 30% для схем измерения обмоток ВН, НН1, НН2;
- на 70% для схемы измерения ВН+НН1+НН2 относительно корпуса,

что указывает на отрицательную динамику (деградацию) состояния основной изоляции трансформатора. Протокол испытания 1Т-25МВА №86-2023 от 06.02.2023г в Приложении №1.

На силовом трансформаторе 2Т-25 на ф.А и ф.С по стороне 110кВ установлены высоковольтные вводы 110кВ типа ГКТП-60-110/800 2007 года выпуска. На поверхности вводов наблюдаются устойчивые следы загрязнения поверхности фарфора от деятельности технологического производства ЭСПЦ-2 АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

Привод РПН типа РС-4 с приводным механизмом МЗ-4 производства Болгария,

установленный на трансформаторе в неудовлетворительном состоянии. В приводном механизме наблюдается износ втулок, подшипников и шестерен. В диапазоне ступеней регулирования с 1 по 19, на четных положениях, присутствует расхождение сопротивления постоянному току между обмотками более нормируемого значения 2%, что является нарушением п.6.8. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». Причиной вышеуказанных отклонений является механическая неисправность конструктивных элементов (тяг) привода РПН за счет потери прочности текстолита, находящегося в масле длительное время. Протокол испытания 2Т-25МВА №87-2023 от 07.02.2023г в Приложении №1.

Согласно замерам произведенных при измерении изоляции и диэлектрических характеристик трансформатора наблюдается снижение изоляции на 30% относительно предыдущих замеров, после капитального ремонта трансформатора, что указывает на отрицательную динамику (деградацию) состояния основной изоляции трансформатора. Протокол испытания 2Т-25МВА №87-2023 от 07.02.2023г в Приложении №1.

С целью повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии и обеспечения надежного электроснабжения промышленных потребителей г. Новокузнецка:

- Электросталеплавильного цеха АО «ЕВРАЗ ЗСМК»;
- Конного цеха ООО "Вторресурс-Переработка";
- ООО "Газпром газораспределение Томск";
- ООО "Экомаш";
- ООО "ПК "Вертикаль";
- ООО "Технологии рециклинга";
- ООО "ХИМКРЕКИНГ".
- и другие.

Предприятий торговли и общественного питания:

- гипермаркет Лента;
- Гипермаркет Леруа Мерлен;
- Ресторан быстрого обслуживания KFC.

требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2025г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

7. Выполнить реконструкцию ячеек КРУ-6кВ 1 с.п. повышенной степени автоматизации с микропроцессорными защитами, с оборудованием в комплекте быстродействующего АВР.

8. Выполнить замену устаревших и выработавших свой ресурс силовых трансформаторов типа ТРДН-25000/110/6кВ 1Т-25МВА и 2Т-25МВА на современные энергоэффективные.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии, суммарно в двух вновь устанавливаемых трансформаторах 25000кВА: $P_{xx}=40\text{кВт}$, снижение на 23кВт, по сравнению с заменяемыми трансформаторами. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта, в соответствии с укрупненными нормативами.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-6 НКМК» в 2025г в соответствии с сводным сметным расчетом № ССРСС-1.6 составляет 192 655,99 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Стоимость СМР составляет 14 516,03 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 168 030,48 тыс. руб. без НДС.
- Прочие затраты (ПНР) 10 109,48 тыс.руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/6 кВ ОП-6 НКМК в 2025 году повлияет на повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии и обеспечение надежного электроснабжения промышленных потребителей г. Новокузнецка:

- Электросталеплавильного цеха АО «ЕВРАЗ ЗСМК».
- Кооператива ООО "Вторресурс-Переработка".
- ООО "Газпром газораспределение Томск".
- ООО "Экомаш".
- ООО "ПК "Вертикаль".
- ООО "Технологии рециклинга".
- ООО "ХИМКРЕКИНГ" и другие.

Предприятий торговли и общественного питания:

- гипермаркет Лента.
- Гипермаркет Леруа Мерлен.
- Ресторан быстрого обслуживания KFC

7. «Реконструкция ПС 220/110/10кВ КМК-1»

Подстанция КМК-1 находится в собственности ООО «ЕвразЭнергоТранс», введена в эксплуатацию в 1980 год.

Подстанция «КМК-1» представляет собой главную понизительную подстанцию 220кВ на 110кВ, с двумя системами шин и одной обходной системой шин. На подстанции постоянно находится дежурный персонал. Подстанция находится в оперативном управлении Кемеровского РДУ и ОДС МРСК Сибири.

В настоящее время техническое состояние оборудования устройств РЗА подстанции имеет ряд значительных недостатков и нарушений:

- Срок службы составных частей панелей РЗА, реле, сигнальной арматуры составляет 45 лет, что соответствует в среднем трем срокам службы заявленным заводом изготовителем;

- При осмотре силового оборудования выявлены следующие замечания: Физически изношены механические части выключателя, не позволяющие провести регулировку времени включения и отключения выключателя;

- Часть номенклатуры запасных частей для выключателей и ячеек КРУ на данный момент не производится и не имеют аналогов. При выходе из строя их невозможно заменить;

Пожарная сигнализация в здании ПС «КМК-1» находится в неудовлетворительном состоянии, что создает значительные риски увеличения очага пожара и повреждения оборудования, в случае появления источника возгорания.

АТЗ объекта не соответствует требованиям Федерального Закона РФ №256-ФЗ от 21.06.2011г. и ЛНА ООО «ЕЭТ» «Стандарт» утвержденного 02.02.2024г. Приказом №01-30, в объеме отсутствующих средств технической защиты:

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации, на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020г № 1523-р, одной из ключевых мер по повышению надежности и качества энергоснабжения потребителей является переход оперативно-диспетчерского управления на 100-процентное автоматическое дистанционное управление режимами работы объектов электрической сети 220кВ и выше и объектов генерации 25МВт и выше в Единой энергетической системе России. Переход управления оборудованием 220кВ на дистанционное Кемеровским диспетчером РДУ в настоящее время, без выполнения реконструкции АСУ ТП и оборудования ОРУ-220кВ, невозможен.

С целью повышения надежности социально-значимых потребителей г.Новокузнецка, г.Прокопьевска, запитанных от ПС 220/110/10кВ «КМК-1», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности объекта, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр,

организации ДУ коммутационными аппаратами 220кВ требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2025г-2029г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить разработку ПИР в 2025г на 1 этапе реконструкции в объеме:

1.1. Реконструкция оборудования ОРУ-220кВ с учетом возможности дистанционного управления данным оборудованием из диспетчерских центров;

1.2. Реконструкция релейной защиты и силового оборудования ЗРУ 10кВ;

1.3. Реконструкция оперативной блокировки;

2. Выполнить в 2025г на 1 этапе следующие работы, согласно проекта:

2.1. Демонтаж и монтаж оборудования ОРУ-220кВ;

2.2. Демонтаж и монтаж оборудования ЗРУ 10кВ;

3. Выполнить в 2026г разработку ПИР на 2 этапе реконструкции в объеме:

3.1. Реконструкция релейной защиты присоединений 220кВ, 110кВ, 10кВ;

3.2. Реконструкция релейной защиты ДЗШ-110;

3.3. Реконструкция релейной защиты УРОВ-110;

3.4. Реконструкция оборудования ЗВО (ячейки АТ-1-125, АТ-2-125, СК-1, СК-2);

3.5. Регистратор аварийных событий;

3.6. Реконструкция системы телемеханики;

3.7. Реконструкция системы АСКУЭ;

3.8. Реконструкция системы дистанционного управления АСУТП;

3.9. Реконструкцию системы SCADA;

4. Выполнить в 2026г на 2 этапе следующие работы, согласно проекта:

4.1. Монтаж оборудования ЗВО (без оборудования, относящегося к СК-1, СК-2);

4.2. Монтаж системы СКУД;

4.3. Монтаж системы технологического и охранного видеонаблюдения;

4.4. Монтаж системы автоматической пожарно-охранной сигнализации;

4.5. Монтаж оборудования связи и линий связи;

5. Выполнить в 2027г на 3 этапе следующие работы, согласно проекта:

5.1. Замену оборудования РЗА ОВ-110; АТ-1-125; АТ-2-125

5.2. Замену оборудования панелей управления ГЩУ;

5.3. Замену оборудования центральной сигнализации;

5.4. Монтаж системы дистанционного управления АСУТП;

5.5. Монтаж системы телемеханики;

5.6. Монтаж системы SCADA;

5.7. Монтаж регистратора аварийных событий;

5.8. Замена оборудования РЗА ДЗШ-110;

5.9. Замена оборудования РЗА УРОВ-110;

6. Выполнить в 2028г на 4 этапе следующие работы, согласно проекта:

6.1. Замену оборудования РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1- Северный Маганак; РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-ЮКГРЭС с отпиками;

6.2. Замену оборудования РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-Опорная 3-1; РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-Опорная 6-1;

6.3. Замену оборудования РЗА ТН-1-220; ТН-2-220;

6.4. Замену оборудования РЗА ТН-1СП-110; ТН-2СП-110;

7. Выполнить в 2029г на 5 этапе следующие работы, согласно проекта:

7.1. Замену оборудования РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-Ширпотреб 1 цепь;

7.2. Замену оборудования РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-Ширпотреб 2 цепь;

7.3. Замена оборудования РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-Опорная 3-2;

7.4. Замена оборудования РЗА ВЛ 110 кВ КМК-1-Опорная 6-2;

7.5. Замену оборудования РЗА ТН-1СП-110; ТН-2СП-110;

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 220/110/10кВ «КМК-1» по

экспертной оценке составляет 309 270,79 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 36 848,74 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 81 726, 61 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 190 695,43 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2025 г. – 36 156,54 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 11 917,45 тыс. руб. без НДС,

СМР – 7 271,73 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 16 967,37 тыс. руб. без НДС.

- 2026 г. – 104 638,84 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 24 931,30 тыс. руб. без НДС,

СМР – 23 912,26 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 55 795,28 тыс. руб. без НДС.

- 2027 г. – 123 013,52 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 36 904,06 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 86 109,47 тыс. руб. без НДС.

- 2028 г. – 19 552,97 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 5 865,89 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 13 687,08 тыс. руб. без НДС.

- 2029 г. – 25 908,92 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 7 772,68 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 18 136,25 тыс. руб. без НДС.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта, в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

- Реконструкция ПС 220/110/10кВ «КМК-1» с заменой оборудования 10,110,220кВ, устройств РЗиА, системы собственных нужд с ТСН повлияет на повышение надежности электроснабжения социально-значимых потребителей г.Новокузнецка, г.Прокопьевска и ряда объектов среднего и малого бизнеса.

- Реконструкция системы АСУ ТП с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала, дистанционного управления оборудованием 220кВ от Системного оператора, повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

- Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ, пожарной сигнализации и пожаротушения повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД, наружного ограждения) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

8. Реконструкция ПС 110/6кВ "Обогащительная"

Подстанция «Обогащительная» представляет собой понизительную подстанцию, ОРУ-110кВ представлено схемой 110-4Н и имеет в своем составе две секции шин 110кВ, шесть разъединителей 110кВ, два трансформатора напряжения 110кВ, два элегазовых выключателя 110кВ и два силовых трансформатора ТРДН-40МВА. ЗРУ-6кВ подстанции «Обогащительная» представлено 4секциями шин 6кВ, щит собственных нужд 0,4кВ с двумя секциями шин 0,4кВ, панели РЗиА и управления. Комплектное распределительное устройство 6кВ состоит из ячеек двухстороннего обслуживания с вакуумными выключателями 6кВ типа ВВЭ-10М/(630-3150) с электромагнитным приводом. Устройства релейной защиты и автоматики выполнены на базе электромеханических реле.

В настоящее время техническое состояние оборудования КРУ-6кВ имеет ряд значительных недостатков и нарушений:

1. Срок эксплуатации силового оборудования КРУ-6кВ превышает средний срок эксплуатации в 1,5 раза. Запасные части для электромагнитных приводов сняты с производства, что привело к использованию элементов приводов резервных ячеек с целью восстановления работоспособности действующих. На изоляционных тягах полюсов наблюдается износ, люфты, что снижает изоляционные свойства полюса выключателя ВВЭ-10М и увеличивает переходное сопротивление контактной системы сверх нормируемых значений..

2. Для устройства релейной защиты на базе механических реле превышен средний срок эксплуатации в 1,5 раза. Комплектующие (испытательные блоки клеммники, ключи, световая аппаратура и т.д.) устройств РЗиА утратили эксплуатационные и изоляционные характеристики. Реле панелей защит имеют значительный разброс параметров по срабатыванию. Информация содержится в служебной записке от службы РЗиА ЦОПСАД № Q503/17 от 05.02.2024г в приложении №2.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110/6кВ «Обогащительная», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности объекта, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2025г-2027г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить реконструкцию системы оперативного тока с АКБ и блоком аварийного освещения БАО.
2. Выполнить замену трансформаторов собственных нужд мощностью 250кВА.
3. Выполнить реконструкцию системы собственных нужд с заменой силовых шкафов ЩСН-0,4кВ.
4. Выполнить реконструкцию системы технологического и охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД с организацией передачи данных на ПЦН.
5. Выполнить реконструкцию пожарной сигнализации и пожаротушения кабельного подвала с передачей данных на пульт ПЦН.
6. Выполнить реконструкцию разъединителей 110кВ на ОРУ-110кВ с двигательными приводами и вынесенными БУ.
7. Выполнить реконструкцию системы центральной сигнализации и оперативной блокировки.
8. Выполнить реконструкцию шкафов РЗиА трансформаторов, панелей управления.

9. Выполнить реконструкцию систему телемеханики и АСКУЭ с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ и автоматизированным рабочим местом;

10. Выполнить реконструкцию ячеек 1-4 с.ш. КРУ-6кВ повышенной степени автоматизации с микропроцессорными защитами, с оборудованием в комплекте быстродайствующего АВР.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «Обогащительная» по экспертной оценке составляет 231 311,75 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 23 834,89 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 62 243,06 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 145 233,80 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2025 г. – 60 883,24 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 23 834,89 тыс. руб. без НДС,

СМР – 11 114,50 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 25 933,84 тыс. руб. без НДС.

- 2026 г. – 65 666,18 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 19 699,85 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 45 966,32 тыс. руб. без НДС.

- 2027 г. – 104 762,34 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 31 428,70 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 73 333,64 тыс. руб. без НДС.

- Реконструкция ПС 110/6кВ «Обогащительная» с заменой оборудования 6кВ с БАВР, 110кВ, устройств РЗиА, системы собственных нужд с ТСН, системы оперативного тока повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей 2 категории надежности Абагурской фабрики Филиал Евразруда АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также многочисленных объектов среднего и малого бизнеса, расположенных вблизи промплощадки

- Реконструкция системы телемеханики и АСКУЭ с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

- Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ, пожарной сигнализации и пожаротушения повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

9. Реконструкция ПС 6кВ "РП-25Б"

Подстанция «РП-25Б» введена в эксплуатацию в 1975 году. Подстанция «РП-25Б» представляет собой распределительную подстанцию с двумя секциями шин 6кВ без постоянного дежурного персонала.

Комплектное распределительное устройство 6кВ состоит:

- из ячеек двухстороннего обслуживания с масляными выключателями 6кВ типа ВМП-10/600 с приводами ПЭ-11;
- устройства релейной защиты и автоматики выполнены на базе электромеханических реле.

В настоящее время техническое состояние оборудования в КРУ-6кВ имеет ряд значительных недостатков и нарушений:

1. Срок эксплуатации силового оборудования КРУ-6кВ превышает средний срок эксплуатации в 2,4 раза. На изоляционных тягах полюсов наблюдается износ, люфты и трещины, что снижает изоляционные свойства полюса выключателей ВМП-10 и увеличивает переходное сопротивление контактной системы сверх нормируемых значений. Шестерни, собачки приводов ПЭ-11 имеют значительную выработку, что привело к невозможности приведения регулировок привода к паспортным значениям. Информация содержится в актах ремонта и технического освидетельствования выключателей в Приложении №1.

2. Для устройств релейной защиты на базе электромеханических реле превышен средний срок эксплуатации в 4 раза. Комплектующие (испытательные блоки, клеммники, ключи, световая аппаратура и т.д.) устройств РЗиА утратили эксплуатационные и изоляционные характеристики. Реле защиты, встроенные в механизм привода, имеют значительный разброс параметров по срабатыванию. Провода и кабели цепей вторичной коммутации эксплуатируются в условиях сниженной изоляции, относительно нормативных параметров. Информация содержится в служебном письме № 17 от 07.02.2024г от организации ЗАО Завод «СЭС» в Приложении №2.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 6кВ «РП-25Б», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности объекта, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2028г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить устройство нового модульного здания для РУ-6/0,4кВ;
2. Выполнить реконструкцию системы оперативного тока с АКБ и блоком аварийного освещения БАО.
3. Выполнить установку вновь силовых трансформаторов мощностью 250кВА.
4. Выполнить реконструкцию системы собственных нужд с заменой силовых шкафов ПСН-0,4кВ и РУ-0,4кВ в составе 2 с.ш.
5. Выполнить реконструкцию системы технологического и охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД с организацией передачи данных на ПЦН.
6. Выполнить реконструкцию пожарной сигнализации с передачей данных на пульт ПЦН.
7. Выполнить реконструкцию систему телемеханики и АСКУЭ с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ и автоматизированным рабочим местом;
8. Выполнить в новом модульном здании устройство вновь ячеек 1-2 с.ш. КРУ-

6кВ повышенной степени автоматизации с микропроцессорными защитами.

9. Выполнить в новом модульном здании систему рабочего и аварийного освещения, электрического отопления, кондиционирования и вентиляции.

10. Устройство участка кабельного блока от нового модульного здания до ближайшего кабельного колодца 6кВ для перевода питания потребителей.

Сметная стоимость работ на 2028г по реконструкции ПС 6кВ «РП-25Б» по экспертной оценке составляет 152 421,19 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 13 638,87 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 41 634,70 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 97 147,63 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 6кВ «РП-25Б» с заменой оборудования 6кВ системы собственных нужд с силовыми трансформаторами, системы оперативного тока повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей части промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также многочисленных объектов среднего и малого бизнеса, расположенных вблизи промплощадки:

- Реконструкция системы телемеханики и АСКУЭ с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

- Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, пожарной сигнализации повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

- Реконструкция ПС 6кВ «РП-25Б» с заменой оборудования 6кВ системы собственных нужд с силовыми трансформаторами, системы оперативного тока повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей части промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также многочисленных объектов среднего и малого бизнеса, расположенных вблизи промплощадки:

- Реконструкция системы телемеханики и АСКУЭ с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

- Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, пожарной сигнализации повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

10. Реконструкция ПС 110/6кВ "ОП-3 НКМК"

Подстанция ПС 110/6кВ «ОП-3 НКМК» введена в эксплуатацию в 1987 г. Подстанция «Опорная-3» представляет собой понизительную подстанцию с двумя разъединителями 110кВ, короткозамыкателями 110кВ, и двумя силовыми трансформаторами ТРДН-40МВА, имеет 4секции шин 6кВ, щит собственных нужд 0,4кВ, панели РЗиА и управления. Собственные нужды подстанции запитаны с двух трансформаторов ТМ-250кВА. Оперативные цепи запитаны с БПНС и УКП. Пожарная сигнализация выполнена по всему зданию, в подвале расположена система пожаротушения.

Комплектное распределительное устройство 6кВ состоит:

- из ячеек двухстороннего обслуживания с масляными выключателями 6кВ типа ВМПЭ-10/(630-3150) с электромагнитными приводами ПЭ-11.
- устройства релейной защиты и автоматики выполнены на базе электромеханических реле.

В настоящее время техническое состояние оборудования КРУ-6кВ имеет ряд значительных недостатков и нарушений:

1. Срок эксплуатации силового оборудования КРУ-6кВ превышает средний срок эксплуатации в 1,5 раза. Запасные части для электромагнитных приводов сняты с производства, что привело к использованию элементов приводов резервных ячеек с целью восстановления работоспособности действующих. 2. Для устройства релейной защиты на базе механических реле превышен средний срок эксплуатации в 3 раза. Комплектующие (испытательные блоки клеммники, ключи, световая аппаратура и т.д.) устройств РЗиА утратили эксплуатационные и изоляционные характеристики. Реле панелей защит имеют значительный разброс параметров по срабатыванию. Провода и кабели цепей вторичной изоляции эксплуатируются в условиях сниженной изоляции, относительно нормативных параметров. Информация содержится в служебном письме от ЗАО Завод«СибЭнергоСила» от 08.02.2024г в приложении №2.

Схема питания подстанции Опорная-3 с короткозамыкателями на стороне 110кВ не соответствует современным требованиям защиты оборудования. Замена на элегазовые выключатели 110кВ позволит значительно снизить время протекания токов короткого замыкания в месте повреждения и уменьшит негативное влияние повреждений на подстанции ОП-3 на схему электроснабжения головной подстанции ГПП 220/110кВ «КМК-1».

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-3», составляет 38,5 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-3», потребляемая мощность составляет 11,831 МВт.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110/6кВ «ОП-3 НКМК», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности объекта, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2026г-2028г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить реконструкцию системы оперативного тока с АКБ и блоком аварийного освещения БАО.
2. Выполнить реконструкцию системы технологического и охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД с организацией передачи данных на

ПЦН.

3. Выполнить реконструкцию пожарной сигнализации и пожаротушения кабельного подвала с передачей данных на пульт ПЦН.

4. Выполнить замену трансформаторов собственных нужд мощностью 250кВА.

5. Выполнить реконструкцию системы собственных нужд с заменой силовых шкафов ПСН-0,4кВ.

6. Выполнить реконструкцию здания технологического вспомогательного назначения.

7. Выполнить реконструкцию оборудования 1 и 2 с.п. в ЗРУ-110кВ, ОРУ-110кВ с устройством разъединителей 110кВ с двигательными приводами и вынесенными БУ, ОПН-110кВ, выключателей элегазовых 110кВ, элегазовых трансформаторов тока 110кВ, с устройством порталов 110кВ и заменой ошиновки 110кВ.

8. Выполнить реконструкцию системы центральной сигнализации и оперативной блокировки.

9. Выполнить реконструкцию шкафов РЗА трансформаторов, панелей управления.

10. Выполнить реконструкцию систему телемеханики и АСКУЭ с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ и автоматизированным рабочим местом;

11. Выполнить реконструкцию ячеек 1-4 с.п. КРУ-6кВ с вакуумными выключателями, повышенной степени автоматизации с микропроцессорными защитами и технологическим видеонаблюдением.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-3 НКМК» по экспертной оценке составляет 279 045,95 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 24 931,30 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 82 498,54 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2026 г. – 87 572,75 тыс. руб. без НДС, в том числе:

проектные работы – 24 931,30 тыс. руб. без НДС,

СМР – 25 056,58 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 37 584,87 тыс. руб. без НДС.

- 2027 г. – 81 509,87 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 24 452,96 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 57 056,91 тыс. руб. без НДС.

- 2028 г. – 109 963,33 тыс. руб. без НДС, в том числе:

СМР – 32 989,0 тыс. руб. без НДС,

Оборудование – 76 974,33 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-3 НКМК» с заменой оборудования 6кВ на современное с вакуумными быстродействующими выключателями, быстродействующими микропроцессорными устройствами РЗА, элегазовым оборудованием 110кВ, системы собственных нужд с ТСН, системы оперативного тока повлияет на повышение надежности электроснабжения потребителей 1, 2 и 3 категории ООО «Энерготранзит», ООО «Эрликид», АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также объектов среднего и малого бизнеса, расположенных вблизи промплощадки.

- Реконструкция системы телемеханики и АСКУЭ с созданием автоматизированного рабочего места оперативного персонала повысит уровень автоматизации подстанции и предоставит оперативному персоналу и диспетчерскому

центру ОДС ЦУС удаленный доступ к состоянию схемы электроснабжения подстанции для принятия оперативных решений по ликвидации аварийных положений на объекте.

- Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6кВ, пожарной сигнализации и пожаротушения повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

11. Реконструкция КЛ-6кВ ОП-6 – РП-611, РП-610 – ТП-15,20

Кабельные линии вводов №1 и №2 ОП-6 – РП-611:

Ввод №1 выполнен кабелем АСБГ-3/150 6 кВ, длиной 4000 м.

Ввод №1 выполнен 2 параллельными кабелями.

- Кабель №1 поврежден, восстановление невозможно. Состояние изоляции кабеля не позволяет провести поиск поврежденного участка.

- Кабель №2 в работе, состояние изоляции не позволяет проводить высоковольтные испытания, что нарушает требования п.29.2.2. РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

- На кабельной линии установлено 14 соединительных муфт.

- По данным замеров наблюдается ухудшение изоляции кабеля.

- Ввод №2 выполнен кабелем ААШВ-3/150 6 кВ, длиной 4000 м.

- Ввод №2 выполнен 2 параллельными кабелями.

- Кабель №1 поврежден, восстановление невозможно. Состояние изоляции кабеля не позволяет провести поиск поврежденного участка.

- Кабель №2 в работе, состояние изоляции не позволяет проводить высоковольтные испытания, что нарушает требования п.29.2.2. РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

- По данным замеров наблюдается ухудшение изоляции кабеля.

- 3 км кабельной трассы проложено по энергоэстакаде. Отсутствует доступ для подъезда АГП при необходимости ремонта кабеля.

- Частично сломаны кабеленесущие конструкции (стойки, полки).

- Кабели 6кВ проложены по энергоэстакаде. На выведенной из эксплуатации энергоэстакаде отсутствуют трубопроводы, в том числе не действующие, возможен демонтаж энергоэстакады собственником (Энергопех АО «ЕВРАЗ ЗСМК»).

- На участке от энергоэстакады до РП-611 имеется перепад высот около 8 метров, исключая доступ АГП для ремонта кабеля.

- Кабельная линия 6кВ от ПС РП-610 до ТП-20 и от ТП-20 до ТП-15 проложены по большей части в земле и имеют многочисленные повреждения, частично проложены по энергоэстакаде совместно с КЛ-6кВ ОП-6 – РП-611.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС РП-610, РП-611,

ТП-15, ТП-20, создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, требуется выполнить реконструкцию КЛ-6кВ с переходом на ВЛ-6кВ в 2028г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

Выполнить устройство ВЛ-6кВ от ПС ОП-6 до ПС РП-610, РП-611 с отпайками на ТП-15, ТП-20.

На ВЛ в местах отпайки установить коммутационные аппараты для безопасности обслуживающего персонала и возможности оперативного отключения ТП от основной ВЛ-6кВ.

На ВЛ в местах отпайки установить индикаторы КЗ с устройством передачи данных для оперативного определения поврежденного участка ВЛ и ликвидации аварийного режима.

Сметная стоимость в 2028г работ по реконструкции КЛ-6кВ ОП-6-РП-611, РП-610 – ТП-15,20 по экспертной оценке составляет 19 309 тыс. рублей без НДС, в том числе:

Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 2 727 тыс. рублей без НДС.

Укрупнённая стоимость оборудования составляет 16 582 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция кабельной линии 6кВ от ПС 110/6кВ «ОП-6» до подстанции 6кВ «РП-611» и от подстанции 6кВ «РП-610» до подстанций «ТП-15, ТП-20» позволит ООО «ЕвразЭнергоТранс» в 2028 году повысить надежность электроснабжения следующих потребителей :

- ТП-61015 АО «ЕВРАЗ ЗСМК»;
- ТП-2017 ООО «Химкрекинг»;
- ТП-2011 ООО «Технология рециклинга»;
- ООО «Экомап»;

- Полигон твердых отходов АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также повысить уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении оперативных переключений и ремонтных работах на ВЛ-6кВ.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

12. Реконструкция ПС 10/0,4кВ КТП-107А

Подстанция 10/0,4кВ КТП-107А с трансформатором 1000кВА запитана с ПС «ОП-10» одним кабельным вводом 6кВ, второй ввод отсутствует. Введена в эксплуатацию в 1985.

По стороне 10кВ в КТП-107А отсутствует коммутационный аппарат, что не позволяет безопасно выполнять ремонтные работы обслуживающему персоналу.

В помещении ТМХ система пожаротушения и пожарной сигнализации находится в работоспособном состоянии::

1. Установка водяного пожаротушения СВГТ-5 (дата ввода в эксплуатацию 1985г.), смонтирована в здании баппи ТМХ, в котором производятся ремонты трансформаторов и хранится трансформаторное масло в больших объемах.

- строительный объем защищаемых помещений здания баппи ТМХ с

подвалом составляет: 56 138м³;

- размер здания 72х24м;
- высота здания 29м.

2. На данный момент времени установка не работает из-за вывода из эксплуатации оборотного цикла водоснабжения №1 отделения №2 кислородного производства АО ЕВРАЗ ЗСМК. Подача холодной воды прекращена, в связи с реконструкцией кислородного производства. Работа водяной станции пожаротушения СВПГ-5 невозможна. Пожаротушение в здании баппи ТМХ отсутствует.

3. Пожарная сигнализация в здании баппи ТМХ не смонтирована

В помещении здания мастерских, АБК и КТП-107А система пожаротушения и пожарной сигнализации находится в неработоспособном состоянии:

1. В помещении здания мастерских пожарная сигнализация выполнена на приборе ИПС-1, который физически и морально устарел и снят с производства.

2. В помещениях здания АБК пожарная сигнализация и система оповещения при пожаре отсутствует полностью с момента ввода здания в эксплуатацию 1985г.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 10/0,4кВ «КТП-107А», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня пожарной безопасности при выполнении ремонтных работ с масломонаполненным оборудованием требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2029г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

3. Работы по реконструкции оборудования в ЗРУ-10кВ ПС 110/10кВ ОП-10 ЗСМК:

3.1 заменить оборудование существующих ячеек №31В, 5А в РУ-10кВ.

3.2 выполнить прокладку силового кабеля 10 кВ от ячейки 5А до КТП-107А по существующим конструкциям и сооружениям;

4. Работы по реконструкции оборудования ПС 10/0,4кВ КТП-107А ЗСМК:

4.1 выполнить установку КТПСН на свободном месте подстанции.

4.3 выполнить замену всех отходящих силовых кабелей 0,4 кВ от КТПСН до существующих распределительных пунктов.

4.4 предусмотреть замену распределительных пунктов, установленных в помещении КТП-107А на новые (4шт.);

4.5 предусмотреть на входе кабельной линии 10кВ до трансформаторов, установку вводных разъединителей с ручным приводом (2шт.) на стене помещения КТП-107А;

4.6 выполнить демонтаж старого оборудования (трансформатор ТМЗ-1000-1шт., КТП-10/0,4, разъединитель РВ-10 -1шт.)

5. Выполнить реконструкцию системы автоматической пожарной сигнализации, тушения и оповещения о пожаре (АПС) в помещениях подстанции КТП-107А, баппе ТМХ, мастерских, АБК:

6. Выполнить реконструкцию системы телемеханики и АИИС КУЭ по ячейкам 5А и 31В на ПС ОП-10.

Сметная стоимость работ на 2029г по реконструкции ПС 10/0,4кВ «КТП-107А» по экспертной оценке составляет 59 596,29 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 5 706,50 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 16 166,94 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 37 722,85 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 10/0,4кВ КТП-107А ООО «ЕвразЭнергоТранс» в 2029 году повлияет на надежность электроснабжения потребителей производственной технологической базы Цеха сетей и подстанций строительного проката ООО «ЕвразЭнергоТранс», предназначенной для выполнения всех видов ремонтных работ по ремонту высоковольтного оборудования, силовых трансформаторов:

- Трансформаторно-масляное хозяйство (ТМХ);
- Производственные мастерские;
- Административно-бытовой корпус ЦСП СП., а также создаст безопасные условия труда ремонтного персонала при проведении работ с масломонаполненным оборудованием в ТМХ.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

13. Техническое перевооружение: ПС 110/6кВ "Казская-110"

Подстанция ПС 110/6кВ «Казская-110» введена в эксплуатацию в 1980г. В качестве источника питания собственных нужд на подстанции установлены два масляных трансформатора 6/0,4кВ мощностью 100кВА с диспетчерским наименованием ТСН-1 и ТСН-2, которые являются единственным источником питания всех инженерных вспомогательных систем силового оборудования подстанции.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-100 6/0,4 кВ ТСН-1 Казская-110 составляет 44 года при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние оборудования и силового трансформатора ТСН-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

1. Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

2. Сопротивление изоляции обмоток трансформатора измеренное в эксплуатации 54 - 65 Мом, что значительно ниже нормативного значения (300 МОМ)

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-100 6/0,4 кВ ТСН-2 Казская-110 составляет 44 года при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние оборудования и силового трансформатора ТСН-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Минимальное сопротивление изоляции обмоток трансформатора, измеренное в эксплуатации 285 Мом, что ниже нормативного значения (300 МОМ)

Трансформаторы по срокам эксплуатации и характеристикам морально и физически устарели, не являются энергоэффективными относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 2 категории надежности Казкой шахты и дробильно-обогадательной фабрики Филиал Евразруда АО «ЕВРАЗ

ЗСМК», Базовой станции сотовой связи №88 поселка Каз, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр требуется выполнить техническое перевооружение ПС 110/6кВ «Казская-110» в 2025г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-100кВА 6/0,4кВА на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 100кВА 6/0,4кВА на существующие фундаменты.
2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.
3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов
4. Выполнить замену опорной изоляции, опиновки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.
5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силовых трансформаторов.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,217\text{кВт}$, снижение на $0,053\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2025г по техническому перевооружению ПС 110/6кВ «Казская-110» по экспертной оценке составляет 1 625,35 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 476,7 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 344,6 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 804,06 тыс. руб. без НДС.
- Техническое перевооружение ПС 110/6кВ «Казская-110» с заменой трансформаторов собственных нужд 6/0,4кВ повлияет на обеспечение надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 2 категории надежности Казкой шахты и дробильно-обогатительной фабрики Филиал Евразруда АО «ЕВРАЗ ЗСМК», Базовой станции сотовой связи №88 поселка Каз, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

14. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "РП-318"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «РП-318» введена в эксплуатацию в 1965г в составе РУ-6кВ из двух секций шин 6кВ, двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 1000кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-1000 6/0,4 кВ Т-1 РП-318 составляет 59 лет при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время

техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-1000 6/0,4 кВ Т-2 РП-318 составляет 59 лет при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ РП-318, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ РП-318 в 2025г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-1000кВА 6/0,4кВа на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 1000кВА 6/0,4кВА на существующие фундаменты.

2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.

3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов

4. Выполнить замену опорной изоляции, ошиновки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.

5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силовых трансформаторов.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,955\text{кВт}$, снижение на $1,495\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2025г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ РП-318 по экспертной оценке составляет 7 645,88 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 794,5 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 2 055,42 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 4 795,97 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ РП-318 повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации малого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ООО «ЗапсиблифтСервис»;
- ФЛ Романов В.Д.;
- ФЛ Порядин А.В.;
- ФЛ Поляков В.В.;
- ГПО «Автомат»;

- Базовая станция оператора сотовой связи МТС;
а также электроустановки цеха связи автоматизации (ЦГД) АО «ЕВРАЗ ЗСМК», пожарно-спасательная часть ПСЧ №7 ГУ МЧС России по Кемеровской области, в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

15. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "ТП-37"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «ТП-37» введена в эксплуатацию в 1983г в составе РУ-6кВ из одной секции шин 6кВ, одного трансформатора 6/0,4кВ 400кВА, РУ-0,4кВ из одной секции шин 0,4кВ.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-400 6/0,4 кВ Т-1 ТП-37 составляет 41 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Трансформатор по сроку эксплуатации и характеристикам морально и физически устарел, не являются энергоэффективным относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителям, запитанных с ПС 6/0,4кВ ТП-37, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-37 в 2026г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующего масляного трансформатора ТМ-400кВА 6/0,4кВа на сухой энергоэффективный трансформатор мощностью 400кВА 6/0,4кВА на существующие фундаменты.
2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.
3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов
4. Выполнить замену опорной изоляции, ошиновки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.
5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силового трансформатора.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери

электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=1,08\text{кВт}$, снижение на $0,515\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2026г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ ТП-37 по экспертной оценке составляет 3 691,93 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 498,63 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 957,99 тыс. руб. без НДС

- Оборудование 2 235 тыс. руб. без НДС

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-37 повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей ПС РП-25Б, которая транзитом запитана с РУ-6кВ ТП-37, а именно предприятия и организации мелкого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ТП-ЦРСД; ТП БХУ; ТП-23; РП-ТП-11; Копейский машиностроительный завод; ТП-39; КТП АГНКС (Газовая заправочная станция); ЧП Владимир Иванович;

а также электроустановки ТП ИВИЦ (инженерно-вычислительный центр) ТП-39Б (Центр сервисных решений), УЖДТ ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК», в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

16. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "ТП-39"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «ТП-39» введена в эксплуатацию в 1983г в составе РУ-6кВ из одной секции шин 6кВ, двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 400кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-400 6/0,4 кВ Т-1 ТП-39 составляет 41 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-400 6/0,4 кВ Т-2 ТП-39 составляет 41 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Трансформаторы по срокам эксплуатации и характеристикам морально и

физические устарели, не являются энергоэффективными относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ ТП-39, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-39 в 2027г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-400кВА 6/0,4кВ на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 400кВА 6/0,4кВ на существующие фундаменты.
2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.
3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов
4. Выполнить замену опорной изоляции, оплировки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.
5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силовых трансформаторов.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,565\text{кВт}$, снижение на $0,515\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2027г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ ТП-39 по экспертной оценке составляет 6 371,20 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 521,56 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 1 754,89 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 4 095 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-39 повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации малого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ООО «Запсибэлектромонтаж»;
- ФЛ Баранова Н.В.;
- Базовая станция оператора сотовой связи МТС;
- Остановочный павильон по ул.Курако;

а также электроустановки центра сервисных решений (ЦСР), типография АО «ЕВРАЗ ЗСМК», в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019

17. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "ТП-ЦРСД"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «ТП-ЦРСД» введена в эксплуатацию в 1993г в составе двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 630кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-ЦРСД», составляет 0,679 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-ЦРСД», потребляемая мощность составляет 0,379 МВт.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-630 6/0,4 кВ Т-1 ТП-ЦРСД составляет 31 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-630 6/0,4 кВ Т-2 ТП-ЦРСД составляет 31 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Трансформаторы по срокам эксплуатации и характеристикам морально и физические устарели, не являются энергоэффективными относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ ТП-ЦРСД, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-ЦРСД в 2029г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-630кВА 6/0,4кВ на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 630кВА 6/0,4кВ на существующие фундаменты.

2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.

3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов

4. Выполнить замену опорной изоляции, ошиновки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.

5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силовых трансформаторов.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,565\text{кВт}$, снижение на 0,515кВт относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2029г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ ТП-ЦРСД по экспертной оценке составляет 8 637,70 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 951,08 тыс. рублей без НДС.

- Увеличенная стоимость СМР составляет 2 305,99 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 5 380,63 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-ЦРСД повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации

мелкого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ООО «ИнвестЦентр» Торговый дом Доминго;
- ИП Корзинкин В.А.;
- Склад магазин «Картель»;
- ФЛ Уфимцев А.Ю. Стройремонтпром;
- ИП Мозжухин;
- ООО «Картель»;
- ФЛ Миллер А.Ф.;
- ООО «Тринити» ТринитиТрапсГаз;
- ИП Романов А.В. Магазин Тепломир;
- ООО «Галис»,

в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

18. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "ТП-23"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «ТП-23» введена в эксплуатацию в 1992г в составе РУ-6кВ из двух секций шин 6кВ, двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 1000кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-23», составляет 2,056 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-23», потребляемая мощность составляет 1,012 МВт.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-1000 6/0,4 кВ Т-1 ТП-23 составляет 32 года при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-1000 6/0,4 кВ Т-2 ТП-23 составляет 32 года при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Трансформаторы по срокам эксплуатации и характеристикам морально и физически устарели, не являются энергоэффективными относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ ТП-23, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-23 в 2028г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-1000кВА 6/0,4кВ на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 1000кВА 6/0,4кВ на существующие фундаменты.
2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.
3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов
4. Выполнить замену опорной изоляции, оплиновки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.
5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силовых трансформаторов.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,955\text{кВт}$, снижение на $1,495\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2028г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ ТП-23 по экспертной оценке составляет 8 750,30 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 909,26 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 2 352,31 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 5 488,73 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-23 повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации мелкого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ИПП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ООО «ПОРФ»;
- ООО «Майнтек Машинери»;
- ФЛ Белякова С.М.;
- ООО «СибЭлмап»;
- ИП Пострехин И.В.;
- ИП «Зык»;
- ФЛ Кабаков В.П.,

в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических

решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

19. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "ТП-23А"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «ТП-23А» введена в эксплуатацию в 1993г в составе РУ-6кВ из двух секций шин 6кВ, двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 630кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-23А», составляет 0,295 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-23А», потребляемая мощность составляет 0,035 МВт.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-630 6/0,4 кВ Т-1 ТП-23А составляет 31 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Переключатель ПБВ не исправен и запущен, трансформатор работает без возможности регулирования напряжения.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-630 6/0,4 кВ Т-2 ТП-23А составляет 31 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Трансформаторы по срокам эксплуатации и характеристикам морально и физически устарели, не являются энергоэффективными относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ ТП-23А, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-23А в 2028г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-630кВА 6/0,4кВ на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 630кВА 6/0,4кВ на существующие фундаменты.

2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,696\text{кВт}$, снижение на 0,864кВт относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2028г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ

ТП-23А по экспертной оценке составляет 8 001,80 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 909,26 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 2 127,76 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 4 964,78 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-23А повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации мелкого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящиеся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ООО «МИК»;
- ООО «Юнител-НК»;
- ООО Траст, Администрация ИМР;
- ФЛ Горшков С.В.;
- ГУЗ «ННД» ОМС-Новокузнецк;
- Магазин (ИП Бурачук И.М.);
- ИП Кудрин К.А.,

в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

20. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "РП-ТП-11"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «РП-ТП-11» введена в эксплуатацию в 1991г в составе РУ-6кВ из двух секций шин 6кВ, двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 1000кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 6/0,4кВ «РП-ТП-11», составляет 0,343 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 6/0,4кВ «РП-ТП-11», потребляемая мощность составляет 0,251 МВт.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-1000 6/0,4 кВ Т-1 РП-ТП-11 составляет 33 года при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Трансформатор не годен к эксплуатации согласно протоколу испытаний №1244-2023 от 03.11.2023 «ФБУ «Кузбасский ЦСМ»» превышение допустимого сопротивления обмоток постоянному току.

Фиксируется нагрев контактных соединений вводов 0,4 кВ, зачистка контактов и протяжка соединений проблему не устраняют.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-1000 6/0,4 кВ Т-2 РП-ТП-11 составляет 33 года при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Минимальное измеренное в процессе эксплуатации сопротивление изоляции обмоток составляет 360 МОм, что близко к нижней границе допустимого сопротивления изоляции (300 МОм).

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ РП-ТП-11, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ РП-ТП-11 в 2029г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-1000кВА 6/0,4кВА на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 1000кВА 6/0,4кВА на существующие фундаменты.

2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.

3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов

4. Выполнить замену опорной изоляции, опиновки по стороне 6кВ и 0,4кВ в камере трансформаторов.

5. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силовых трансформаторов.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,955\text{кВт}$, снижение на $1,495\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2029г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ РП-ТП-11 по экспертной оценке составляет 9 152,81 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 951,08 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 2 460,52 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 5 741,21 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ РП-ТП-11 повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации мелкого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- ТП-3111 ТСО Сибирь;
- ТП-19А АО «ЕВРАЗ ЗСМК»;
- ООО «НовокузнецкТрастСтрой»
- Станция Узловая АО «ЕВРАЗ ЗСМК»;
- Гараж УРБ ООО ЧОП Интерлок II;
- ООО «Новолеск»; Офисное здание ООО «ЕЭТ»

в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

21. Техническое перевооружение: ПС 6/0,4кВ "ТП-33"

Распределительная подстанция ПС 6/0,4кВ «ТП-33» введена в эксплуатацию в 1993г в составе РУ-6кВ из двух секций шин 6кВ, двух трансформаторов 6/0,4кВ Т-1 и Т-2 400кВА, РУ-0,4кВ из двух секций шин 0,4кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-33», составляет 0,698 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 6/0,4кВ «ТП-33», потребляемая мощность составляет 0,513 МВт.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-400 6/0,4 кВ Т-1 ТП-33 составляет 31 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-1 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Срок эксплуатации трансформатора ТМ-400 6/0,4 кВ Т-2 ТП-33 составляет 31 год при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет. В настоящее время техническое состояние силового трансформатора Т-2 имеет ряд недостатков и нарушений:

Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

Трансформаторы по срокам эксплуатации и характеристикам морально и физически устарели, не являются энергоэффективными относительно современных силовых трансформаторов.

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей, запитанных с ПС 6/0,4кВ ТП-33, а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, требуется выполнить техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-33 в 2029г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующих масляных трансформаторов ТМ-400кВА 6/0,4кВ на сухие энергоэффективные трансформаторы мощностью 400кВА 6/0,4кВ на существующие фундаменты.

2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.

3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,565\text{кВт}$, снижение на $0,515\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2029г по техническому перевооружению ПС 6/0,4кВ ТП-33 по экспертной оценке составляет 7 351,27 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 951,08 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 1 920,05 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 4 480,13 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 6/0,4кВ ТП-33 повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации мелкого и среднего бизнеса Центрального района г. Новокузнецка, находящихся вблизи промплощадки ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК»:

- Театр Metallургов;
- ООО Гермес и К;
- Центральный архив АО «ЕВРАЗ ЗСМК»;
- Дренажный насос ООО «Горэлектросеть»;
- Транзитное питание ТП Центрального района г. Новокузнецка,

в том числе на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

22. Техническое перевооружение: ПС 35/6кВ Шереш-3

На подстанции ПС 35/6кВ «Шереш-3» в качестве источника питания потребителей по стороне 0,4кВ установлена металлическая комплектная трансформаторная подстанция с масляным трансформатором 6/0,4кВ мощностью 1000кВА типа FTDO-1000кВА 1968 года выпуска. Срок эксплуатации трансформатора FTDO-1000 6/0,4 кВ и КТП 6/0,4кВ составляет 60 лет при гарантированном безопасном сроке эксплуатации 25 лет.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к шинам 0,4кВ КТП ПС 35/6кВ «Шереш-3», составляет 1,079 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к шинам 0,4кВ КТП ПС 35/6кВ «Шереш-3», потребляемая мощность составляет 1,027 МВт.

В настоящее время техническое состояние оборудования и силового

трансформатора FTDO-1000 кВА и имеет ряд недостатков и нарушений:

1. Состояние уплотнений и навесного оборудования. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

2. Минимальное измеренное в процессе эксплуатации сопротивление изоляции обмоток составляет ШПРЕГЕШ-3 470 МОм, что близко к нижней границе допустимого сопротивления изоляции (300 МОм), восстановление сопротивления изоляции невозможно.

3. Металлический каркас КТП за длительный срок эксплуатации находится в неудовлетворительном состоянии, на боковых стенках и кровле многочисленные следы коррозии, в результате чего наблюдаются течи на электрооборудование.

4. В составе КТП по стороне 6кВ отсутствует коммутационный аппарат, что не обеспечивает безопасные условия труда обслуживающего персонала при выполнении ремонтных работ, т.к. отсутствует видимый разрыв.

5. ЛТЗ объекта не соответствует требованиям Федерального Закона РФ №256-ФЗ от 21.06.2011г. и ЛНА ООО «ЕЭТ» «Стандарт» утвержденного 02.02.2024г. Приказом №01-30, в объеме отсутствующих средств технической защиты:

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации мелкого и среднего бизнеса пгт. Шереметьево и Шереметьевской пахты Филиал Евразруда АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, повышение уровня антитеррористической защищенности ПС 35/6кВ «Шереметьево-3» требуется выполнить техническое перевооружение ПС 35/6кВ «Шереметьево-3» в 2029г, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

1. Выполнить замену существующей металлической КТП с масляным трансформатором 1000кВА 6/0,4кВ на КТП блочно-модульного исполнения с сухим энергоэффективным трансформатором мощностью 1000кВА и коммутационным аппаратом по стороне 6кВ.

2. Выполнить устройство системы контроля за состоянием температуры обмоток трансформатора и магнитопровода и передачи данных в систему телемеханизации и панель центральной сигнализации подстанции.

3. Выполнить устройство системы автоматической приточно-вытяжной вентиляции в камерах трансформаторов

4. Выполнить замену питающих кабельных линий 6кВ от РУ-6кВ до силового трансформатора.

5. Выполнить устройство системы охранного видеонаблюдения периметра (СВИ).

6. Выполнить устройство системы контроля удаленного доступа (СКУД).

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии одного вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=0,955\text{кВт}$, снижение на $1,495\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ в 2029г по техническому перевооружению ПС 35/6кВ «Шереметьево-3» по экспертной оценке составляет 21 573,60 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 2 853,25 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 5 616,11 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 13 104,25 тыс. руб. без НДС.

Техническое перевооружение ПС 35/6кВ «Шерегеш-3» повлияет на повышение надежности электроснабжения и энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей 3 категории надежности, а именно предприятия и организации малого и среднего бизнеса пгт. Шерегеш и Шерегешской шахты Филиал Евразруда АО «ЕВРАЗ ЗСМК», а также на повышение уровня автоматизации процессов и передачи информации в диспетчерский центр, повышение уровня антитеррористической защищенности ПС 35/6кВ «Шерегеш-3».

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

23. Реконструкция ССПИ ОДС СП

В настоящее время на объектах электроснабжения ПС 110кВ Малиновская; ПС 35кВ Капитальная Новая; ПС 110кВ Ерунаковская-VIII функционирующие системы ССПИ отсутствуют, что не позволяет осуществлять расширение функциональных возможностей систем управления энергообъектами по сравнению с существующими, за счет использования возможностей микропроцессорной техники, и повышения на этой основе надежности электроснабжения потребителей.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110кВ Малиновская, ПС 35кВ Капитальная Новая, ПС 110кВ Ерунаковская-VIII, создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности объекта, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2025г-2027г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно: на каждом этапе

- согласование и утверждение технического задания;
- разработка проектной документации на систему управления;
- поставка оборудования;
- разработка пользовательского программного обеспечения;
- выполнение монтажных и пусконаладочных работ, в соответствии с проектной документацией и действующей нормативно-технической документацией;
- проведение подготовки персонала Заказчика;
- разработка эксплуатационной документации;
- проведение предварительных испытаний;
- опытно-промышленная эксплуатация;
- проведение присоединительных испытаний и ввод системы в постоянную промышленную эксплуатацию.

Сметная стоимость работ по реконструкции ССПИ ОДС СП по экспертной оценке составляет 48 987 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 4 767 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 13 266 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 30 954 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2025 г. – 17 911 тыс. руб. без НДС, в том числе:
проектные работы – 4 767 тыс. руб. без НДС,
СМР – 3 943 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 9 201 тыс. руб. без НДС.
- 2026 г. – 20 404 тыс. руб. без НДС, в том числе:
СМР – 6 121 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 14 283 тыс. руб. без НДС.
- 2027 г. – 10 671 тыс. руб. без НДС, в том числе:
СМР – 3 201 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 7 470 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ССПИ ОДС СП позволит в 2025-2027 годах поэтапно ПС 110 кВ Малиновская, ПС 35кВ Капитальная Новая, ПС 110 кВ Ерунаковская VIII реализовать:

- автоматизированный контроль и управление режимами электроснабжения;
- сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы и состоянии коммутационного оборудования средствами телемеханики;
- организацию передачи данных на ДП с использованием современных протоколов обмена данными по реализуемым каналам связи для передачи данных;
- обеспечение работы телемеханических устройств в структуре автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ООО «ЕвразЭнергоТранс», что позволит улучшить электроснабжение потребителей 1 категории надежности ООО «Шахта Алардинская», ООО «Шахта Осипниковская», ООО «Шахта Ерунаковская» АО ОУК «Южкузбассуголь».

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

24. Реконструкция ССПИ ОДС РП

В настоящее время на объектах электроснабжения ПС 110кВ Хвостохрапилице; ПС35кВ Шереш-3; ПС 110 кВ Шереш-1 функционирующие системы ССПИ отсутствуют, что не позволяет осуществлять расширение функциональных возможностей систем управления энергообъектами по сравнению с существующими, за счет использования возможностей микропроцессорной техники, и повышения на этой основе надежности электроснабжения потребителей.

Система охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД на вышеперечисленных объектах отсутствуют, что не позволяет удаленно контролировать периметр подстанции, увеличивается риск проникновения посторонних лиц в электроустановку, снижается уровень защищенности объекта электроэнергетики.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110 кВ

Хвостохранилище; ПС 35кВ Шерегеш-3; ПС 110 кВ Шерегеш-1, создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности объекта, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2026г-2027г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно: на каждом этапе

- согласование и утверждение технического задания;
- разработка проектной документации на систему управления;
- поставка оборудования;
- разработка пользовательского программного обеспечения;
- выполнение монтажных и пусконаладочных работ, в соответствии с проектной документацией и действующей нормативно-технической документацией;
- проведение подготовки персонала Заказчика;
- разработка эксплуатационной документации;
- проведение предварительных испытаний;
- опытно-промышленная эксплуатация;
- проведение присоединительных испытаний и ввод системы в постоянную промышленную эксплуатацию.

Сметная стоимость работ по реконструкции ССПИ ОДС РП по экспертной оценке составляет 50 280 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 4 986 тыс. рублей без НДС.
- Увеличенная стоимость СМР составляет 13 588 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 31706 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2026 г. – 28 937 тыс. руб. без НДС, в том числе:
проектные работы – 4 986 тыс. руб. без НДС,
СМР – 7 185 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 16 766 тыс. руб. без НДС.
- 2027 г. – 21 343 тыс. руб. без НДС, в том числе:
СМР – 6 403 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 14 940 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ССПИ ОДС РП позволит в 2026-2027 годах поэтапно на ПС 110 кВ «Хвостохранилище», ПС 35кВ «Шерегеш-3», ПС 110 кВ «Шерегеш-1» реализовать:

- автоматизированный контроль и управление режимами электроснабжения;
- сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы и состоянии коммутационного оборудования средствами телемеханики;
- организацию передачи данных на ДП с использованием современных протоколов обмена данными по реализуемым каналам связи для передачи данных;
- обеспечение работы телемеханических устройств в структуре автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ООО «ЕвразЭнергоТранс», что позволит улучшить электроснабжение социально-значимых потребителей (многоквартирные дома, больницы, д/сады, котельные), горно-лыжного курорта поселка Шерегеш, Шерегешской шахты и Абагурской фабрики ГРА АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

- Реконструкция инженерных систем (охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объектов.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость

инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

25. Реконструкция автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) центра управления сетями (ЦУС)

В настоящее время в собственности ООО «ЕвразЭнергоТранс» отсутствуют АСТУ и современные системы коллективного отображения информации. В качестве отображения информации в ОДС РП размещен мозаичный мнемонит установленный в 1983г в объеме комплекса ТМ-301, в ОДС СП мозаичный мнемонит установленный в 1978г в объеме комплекса ТМ-300. В ОДС ЕЭТ отсутствует система коллективного отображения информации. В настоящее время системы телемеханизации ООО «ЕвразЭнергоТранс» располагают большим объемом телеметрической информации: ТС-5363шт, ТИ-12583шт, ТУ-464шт. Имеющиеся мозаичные мнемониты не позволяют отображать существующий объем, а так же наращивать объем отображаемой сигнальной информации поступающей с объектов управления а так же отсутствует техническая возможность отображения измеряемых величин, что не позволяет контролировать режимы электроснабжения потребителей. Существующие системы отображения информации ЕЭТ не позволяют использовать системы технологического видеонаблюдения.

Электросетевой комплекс ЕЭТ обеспечивает электроснабжение крупных металлургических комбинатов имеющих много опасных производственных объектов, организует электроснабжение рудных и угольных предприятий Кузбасса а так же муниципальных образований с множеством социально-значимых объектов и горнолыжных курортных зон. Ограничения электроснабжения перечисленных выше объектов может привести к экономическим, экологическим, социальным последствиям.

С целью повышения надежности, стабильности, безопасности и эффективности управления электрическими сетями и электроустановками ООО «ЕвразЭнергоТранс» требуется выполнить реконструкцию системы АСТУ в 2026г-2028г., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

Проектирование полного комплекса АСТУ включающего в себя: ОДС ЦУС, ОДС РП на ПС «ОП-3» и ОДС СП на ПС «ОП-10».

Оформление заказных спецификаций на поставку оборудования и материалов на каждом из трех этапов.

Поставка необходимого оборудования и материалов на каждом из трех этапов.

Выполнить реконструкцию АСТУ в ОДС ЕЭТ.

Выполнить реконструкцию АСТУ в ОДС РП на ПС «ОП-3».

Выполнить реконструкцию АСТУ в ОДС СП на ПС «ОП-10».

Выполнение работ по наладке оборудования на каждом этапе

Сметная стоимость работ по реконструкции АСТУ ЦУС по экспертной оценке составляет 202 313,35 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 12 465,65 тыс. рублей без НДС.
- Укрупнённая стоимость СМР составляет 56 954,31 тыс. руб. без НДС.
- Оборудование 132 893,39 тыс. руб. без НДС.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации.

Стоимость выполнения работ по годам составит:

- 2026 г. – 36 788,62 тыс. руб. без НДС, в том числе:
проектные работы – 12 465,65 тыс. руб. без НДС,
СМР – 7 296,89 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 17 026,08 тыс. руб. без НДС.
- 2027 г. – 111 565,75 тыс. руб. без НДС, в том числе:
СМР – 33 469,72 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 78 096,02 тыс. руб. без НДС.
- 2028 г. – 53 958,99 тыс. руб. без НДС, в том числе:
СМР – 16 187,70 тыс. руб. без НДС,
Оборудование – 37 771,29 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция АСТУ ЦУС с установкой системы коллективного отображения информации повысит надежность, стабильность, безопасность и эффективность управления электрическими сетями за счет достижения следующих эффектов:

1. Снижение технологических и коммерческих потерь электроэнергии за счет использования расчетных комплексов, позволяющих оптимизировать конфигурацию сети по критерию минимума потерь, а также выявлять точки несанкционированного отбора мощности;
2. Повышения безопасности управления электрическими сетями за счет применения программно-технических компонентов.
3. Снижение недоотпуска электроэнергии за счет уменьшения аварийности, сокращения времени ликвидации аварийных отключений, уменьшения зоны погашения, удаленного автоматизированного восстановления электроснабжения потребителей;
4. Снижения длительности аварийных отключений потребителей;
5. Снижения времени устранения аварий за счет точности и оперативности;
6. Повышения точности определения места возникновения аварий;
7. Оптимизации количества выездов персонала для проведения ремонтов/контроля работы оборудования;
8. Снижения операционных затрат за счёт удаленного мониторинга показателей основного оборудования;
9. Формирования отчетности и аналитики работы оперативных служб ЕЭТ.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

26. Реконструкция ПС 110/6кВ ОП-5

Подстанция ПС 110/6кВ «ОП-5» введена в эксплуатацию в 1988 г, является основным и единственным источником электроснабжения социально-значимых потребителей 1 категории надежности г. Новокузнецка, промышленных предприятий малого и среднего бизнеса (2, 3 категории надежности). На ОРУ-110кВ установлены два

силовых трансформатора Т-1 и Т-2 типа ТДН-25000/110/6кВ.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-20», составляет 15,47 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-5», потребляемая мощность составляет 12,145 МВт.

Электромеханические реле, ключи управления и коммутационные аппараты на щите собственных нужд, щите постоянного тока выработали свой ресурс и требуют замены, контактные группы имеют глубокие выработки, пружины прослаблены, срок эксплуатации более 36 лет;

Капитальный ремонт и модернизация щитов управления, панели центральной сигнализации и оперативной блокировки, панелей РЗиА трансформаторов 25МВА не производились.

Электромеханические реле, ключи управления и коммутационные аппараты выработали свой ресурс.

Риск ложного срабатывания зашит, отказов и отключения оборудования подстанции с нарушением электроснабжения потребителей.

Отсутствуют в схемных решениях трансформаторы напряжения по стороне 110кВ, в связи с чем, не возможно реализовать защиту от минимального напряжения по стороне 110кВ, контроль за наличием напряжения по стороне 110кВ, коммерческий учет.

С целью повышения надежности потребителей, запитанных от ПС 110/6кВ «ОП-5», создания безопасных условий труда обслуживающего персонала, повышения уровня антитеррористической защищенности, повышения уровня автоматизации процессов и передачи информации на ведомственные органы и диспетчерский центр требуется выполнить реконструкцию подстанции в 2026., в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

Выполнить установку трансформаторов напряжения по стороне 110кВ.

Реконструкцию РЗиА трансформаторов, панелей управления, панели центральной сигнализации, панели оперативной блокировки.

Выполнить реконструкцию системы оперативного тока и собственных нужд.

Выполнить реконструкцию системы технологического и охранного видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД с организацией передачи данных на ПЦН.

Выполнить реконструкцию систему телемеханики и АСКУЭ с организацией канала передачи данных в диспетчерский центр ЕЭТ и автоматизированным рабочим местом с учетом вновь установленного оборудования;

Выполнить реконструкцию внешнего периметра ОРУ-110кВ.

Сметная стоимость работ в 2026 году по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-5» по экспертной оценке составляет 46 171,11 тыс. рублей без НДС, в том числе:

Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 4 986,26 тыс. рублей без НДС.

Укрупнённая стоимость СМР составляет 12 355,46 тыс. руб. без НДС.

Оборудование 28 829,40 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-5» с установкой ТН-110кВ, устройств РЗиА, системы собственных нужд, системы оперативного тока повлияет на повышение надежности электроснабжения социально-значимых потребителей г. Новокузнецка, промышленных предприятий малого и среднего бизнеса;

Реконструкция системы технологического видеонаблюдения, системы оперативной блокировки оборудования 6-110кВ повысит уровень безопасности обслуживающего персонала при выполнении технического обслуживания электрооборудования.

Реконструкция внешнего ограждения, инженерных систем (охранного

видеонаблюдения, охранной сигнализации, СКУД) повысит уровень антитеррористической защищенности объекта.

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

27. Реконструкция ПС 110/6кВ ОП-4 НКМК

На ОРУ-110кВ ПС 110/6кВ «ОП-4 НКМК» установлен трансформатор с диспетчерским наименованием 1Т-40 типа ТДН-110/6кВ год выпуска 1988г. Последний капитальный ремонт без разборки активной части и снятия обмоток произведен в 2016г.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-4 НКМК» составляет 23,0 МВт. По результатам контрольных замеров электрических нагрузок оборудования, присоединенного к подстанции ПС 110/6кВ «ОП-4 НКМК», потребляемая мощность составляет 10,708 МВт.

В настоящее время техническое состояние силового трансформатора 1Т-40МВА имеет ряд значительных недостатков и нарушений:

1.1. В местах соединения навесного оборудования с баком трансформатора наблюдаются течи масла, протяжка уплотнений не дает результата по причине деформации фланцев труб системы охлаждения; по периметру основного бака в местах сварки наблюдаются следы отпотевания масла по причине деформации (трещин) сварных швов.

1.2. На трубчатых радиаторах системы охлаждения наблюдается капельная течь масла в местах скрытых внутренних сварных соединений труб и сборного короба.

1.3. На силовом трансформаторе 1Т-40МВА на ф.С по стороне 110кВ установлен высоковольтный ввод 110кВ типа ГТГБ 60-110/800 1987 года выпуска, срок эксплуатации которого составляет 37 лет, что превышает средний срок службы. На поверхности ввода наблюдаются сколы фарфоровой изоляции.

1.4. Привода РПН типа РС-4 с приводным механизмом МЗ-4 производства Болгария, установленные на трансформаторах в неудовлетворительном состоянии, наблюдается износ втулок и шестерен; переключения РПН производятся только в ручном режиме в связи с отсутствием фиксации положения переключателя с помощью автоматики (выбег за конечное положение).

1.5. В летние месяцы трансформатор 1Т-40МВА эксплуатируются в режиме постоянно включенного дутьевого охлаждения масла, диапазон температур составляет 65-70°C по показаниям термосигнализаторов. Повышенный нагрев трансформаторов указывает на возможное разрушение межлистовой лаковой изоляции магнитопровода, спеканию стальных листов магнитопровода, а также разрушение слоев твердой изоляции обмоток. Вышеописанные дефекты изоляции магнитопровода и обмоток являются необратимыми; восстановление изоляционных характеристик обмоток трансформатора не возможно при проведении капитальных ремонтов.

1.6. Трансформаторы установлены на фундамент с применением кареток (катков) и рельс, что не соответствует современным требованиям п.4.2.206 ПУЭ по

условиям сейсмостойкости.

1.7. Срок эксплуатации силового трансформатора 1Т-40МВА составляет 36 лет, что превышает нормативный срок эксплуатации в 2 раза.

По результатам проведенной с 01-14.11.2023г диагностики трансформатора 1Т-40МВА относительно ранее проводимых обследований выявлены развивающиеся дефекты и отрицательная динамика в параметрах, а именно:

1. Снижение измеренных значений сопротивления изоляции по схеме III1-(ВН+III2+К) и ВН+III1+III2 – К свыше 50% от значений предыдущих измерений.

2. Измеренные значения $\tan \delta$ при схеме III1-(ВН+III2+К) и ВН+III1+III2 – К превышают предельно допустимую норму 1%.

3. Наличие продуктов коррозии на крышке бака, следы потеков масла на крышке бака.

4. Увлажнение силикагеля воздухоосушительного фильтра.

5. Загрязнение фарфора вводов ВН и III.

Вышеуказанные замечания и дефекты отражены в Техническом отчете комплексного обследования от 08.12.2023г выполненного ООО «Сибэнергодиагностика».

С целью обеспечения надежного электроснабжения и повышения энергетической эффективности передачи электрической энергии потребителей турбокомпрессорной станции и рельсобалочного производства ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК», предназначенного для выпуска готовой продукции (рельсы разного сортамента) требуется выполнить реконструкцию ПС 110/6кВ «ОП-4 НКМК» в 2025г. с заменой трансформатора 1Т-40МВА, в соответствии с современными нормами проектирования электроустановок, а именно:

- Выполнить замену силового трансформатора 1Т- 40000кВА на энергоэффективный мощностью 40000кВА с реконструкцией фундамента и маслоприемной ямы трансформатора.

- Заменить кабели вторичной коммутации, шиннопровод 6кВ с опорными изоляторами 1Т-40МВА.

Показатели энергоэффективности вновь устанавливаемого оборудования: потери электроэнергии вновь устанавливаемого трансформатора: $P_{xx}=35\text{кВт}$, снижение на $11,8\text{кВт}$ относительно существующего.

Сметная стоимость работ по реконструкции ПС 110/6кВ «ОП-4 НКМК» в 2025г по экспертной оценке составляет 111 472,12 тыс. рублей без НДС, в том числе:

- Выполнение проектных работ реконструкции ПС составляет 5 041,77 тыс. рублей без НДС.

- Укрупнённая стоимость СМР составляет 21 286,07 тыс. руб. без НДС.

- Оборудование 85 144,28 тыс. руб. без НДС.

Реконструкция ПС 110/6кВ «ОП-4 НКМК» с заменой силового трансформатора на более энергоэффективный повлияет на повышение энергетической эффективности передачи электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей турбокомпрессорной станции и рельсобалочного производства ПРП АО «ЕВРАЗ ЗСМК», предназначенного для выпуска готовой продукции (рельсы разного сортамента).

Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. Стоимость проекта не превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Стоимость оборудования, материалов и СМР будет уточнена после получения проектно-сметной документации. В качестве обоснования сметной стоимости представлен локальный сметный расчет. Стоимость материалов и оборудования в сметном расчете, принята согласно сборникам «Укрупненные нормативные цены типовых технологических решений капитального строительства объектов энергетики в части объектов

электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10.

28. Прочие инвестиционные проекты

Инвестиционная программа ООО «ЕвразЭнергоТранс» на территории Кемеровской области на 2025-2029гг. предусматривает приобретение следующих основных средств, не требующих монтажа:

1. Автомобиль легковой – 4 шт.
2. Автомобиль грузопассажирский полноприводный – 4 шт.
3. Автомобиль пассажирский полноприводный – 2 шт.
4. Автогидроподъемник – 2 шт.
5. Автомобиль грузовой бортовой, до 10 т – 1 шт.
6. Вольтамперфазометр – 1 шт.
7. Многофункциональное лазерное цветное устройство (принтер, сканер, копир) АЗ – 2 шт.
8. Погрузчик – 1 шт.
9. Прибор контроля высоковольтных выключателей – 2 шт.
10. Прицеп для генератора – 1 шт.
11. Прицеп легковой – 1 шт.
12. Промышленная сплит-система – 2 шт.
13. Сканер широкоформатный – 1 шт.
14. Снегоболотоход/мотовездеход – 1 шт.
15. Снегоуборщик – 3 шт.
16. Снегоход – 1 шт.
17. Телевизор – 1 шт.

Для обоснования стоимости объектов представлены конкурсные процедуры аналогичных закупок в приложение №2.

Необходимость приобретения обусловлена следующим:

Легковые автомобили.

Имеющиеся в распоряжении Общества легковые автомобили интенсивно используются для доставки технических специалистов (отдела автоматизации систем коммерческого учета электроэнергии, отдела капитального строительства и ремонтов, производственно-технического отдела, отдела охраны труда и промышленной безопасности, ГО и ЧС и так далее) на объекты электросетевого хозяйства, основная часть которых находится в Таптагольском районе. Необходимо участие представителей Общества в судебных заседаниях в г.Кемерово, г.Таптагол, г.Новосибирск, г.Томск. Поездки на дальние расстояния способствуют высокой степени износа автомобиля.

Большая часть автомобилей используется сверх нормативных значений эксплуатации как по сроку, так и по пробегу. Для поддержания работоспособности автомобилей потребуется тратить значительные денежные средства на капитальный ремонт (ремонт двигателя и ходовой части, ремонт кузова и т.д.). Из-за значительного износа двигателя расход ГСМ увеличился по сравнению с базовой нормой расхода топлива на 10-12%. Также, высокий срок службы автомобилей повлияет на снижение уровня безопасности во время эксплуатации.

Таким образом, эксплуатация имеющихся автомобилей Общества после 2025 года не отвечает в полной мере требованиям безопасности и влечет за собой значительные затраты.

В период 2025-2029гг. Общество планирует приобрести 4 легковых автомобиля.

Стоимость автомобиля в 2024г. составит 2 978,3 тыс. руб. без НДС, так как приобретение автомобилей планируется в 2025-2029 гг., то к стоимости автомобилей применен ИПЦ 2025г. – 1,0416 и ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 в соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов», разработанным Минэкономразвития России в сентябре 2023г.

Соответственно с учетом ежегодного применения ИПЦ в инвестиционной программе учтена следующая стоимость приобретения одного легкового автомобиля:

В 2025г. – 3102,4 тыс.руб без НДС

В 2026г. – 3 097,8 тыс.руб. без НДС

В 2027г. – 3 097,8 тыс.руб. без НДС

В 2029г. – 3 097,8 тыс.руб. без НДС

Автомобиль грузопассажирский и пассажирский полноприводный.

Грузопассажирские и пассажирские полноприводные автомобили используются для доставки специалистов и инструмента (оборудования) на обслуживаемые объекты в Таптагольском и Новокузнецком районе.

Большая часть автомобилей используется сверх нормативных значений эксплуатации как по сроку, так и по пробегу. Для поддержания работоспособности автомобилей потребуются тратить значительные денежные средства на капитальный ремонт (ремонт двигателя и ходовой части, ремонт кузова и т.д.). Из-за значительного износа двигателя расход ГСМ увеличился по сравнению с базовой нормой расхода топлива на 10-12%. Также, высокий срок службы автомобилей повлияет на снижение уровня безопасности во время эксплуатации.

Таким образом, эксплуатация имеющихся автомобилей Общества после 2025 года не отвечает в полной мере требованиям безопасности и влечет за собой значительные затраты на эксплуатацию. В период 2025-2029гг. Общество планирует приобрести автомобиль грузопассажирский полноприводный в количестве 4 шт. и автомобиль пассажирский полноприводный в количестве 2 шт.

Стоимость данных автомобилей в 2024г. составит 2273,9 тыс.руб. без НДС. Приобретение автомобилей планируется с 2025-2029гг., соответственно к стоимости автомобилей применен ИПЦ 2025г. – 1,0416 и ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 в соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», разработанным Минэкономразвития России в сентябре 2023г.

Соответственно с учетом ежегодного применения ИПЦ в инвестиционной программе учтена следующая стоимость приобретения одного автомобиля:

В 2025г. – 2 368,7 тыс.руб. – 3 шт.

В 2026г. – 2 365,1 тыс.руб. – 1 шт.

В 2027г. – 2 365,1 тыс.руб. – 1 шт.

В 2028г. – 2 365,1 тыс.руб. – 1 шт.

Автогидроподъемник.

В 2024 году Общество использует в производственной деятельности 2 автогидроподъемника, один из них KIA Bongo III 2013 года выпуска, эксплуатируется сверх нормативных значений как по сроку, так и по пробегу. Ввиду этого учащаются случаи внеплановых и капитальных ремонтов, что приводит к повышенной эксплуатации второго автогидроподъемника, соответственно, он работает с повышенным износом.

Стоимость автогидроподъемника взамен изношенного в 2024 году составит 8 770,7 тыс. руб. без НДС. Приобретение автомобилей планируется в 2028 году и в 2029 году, соответственно к стоимости автомобилей применен ИПЦ 2025г. – 1,0416 и ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 в соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», разработанным Минэкономразвития

России в сентябре 2023г.

Соответственно с учетом применения ИПЦ в инвестиционной программе учтена следующая стоимость приобретения одного автогидроподъемника:

В 2028г. – 9 122,4 тыс.руб.

В 2029г. – 9 122,4 тыс.руб

Автомобиль грузовой бортовой, до 10 т.

Автомобиль ГАЗ С42В33 грузопассажирский 2016 г.в. используется Обществом для перевозки персонала и грузов при проведении плановых по графику ППР и аварийно-восстановительных работ на объектах электросетевого комплекса.

К 2028 году пробег указанного транспортного средства составит более 100 тыс. км, возраст более 10 лет, автомобиль бортовой неоднократно подвергался ремонту, его эксплуатация после 2028 года будет невозможна.

Стоимость грузового бортового автомобиля до 10 т в 2024г. составит 6 622 тыс. руб. без НДС. Приобретение автомобиля планируется в 2028 году, соответственно к стоимости автомобилей применен ИПЦ 2025г. – 1,0416 и ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 в соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», разработанным Минэкономразвития России в сентябре 2023г. Соответственно с учетом применения ИПЦ в инвестиционной программе на 2028г. учтена стоимость в размере 7 107,3тыс.руб.

Вольтамперфазометр

Вольтамперфазометр (Ретометр-М2) необходим в связи с модернизацией оборудования на ПС110 Таптагольская, ПС35 Казская, ПС110 Казская, ПС 110 Обогагительная, ПС 110 Хвостохранилище при обслуживании систем РЗА и ПА и для снятия более точных параметров векторных диаграмм при малых токах нагрузки, а также из-за выработки срока службы (более 10 лет) имеющегося вольтамперфазометра ПАРМА-ВАФ-А завод. №8962, 2007г. выпуска.

Стоимость составит 560 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2025г. – 1,0416 стоимость приобретения оборудования в 2025г. составит 583,3 тыс.руб. без НДС.

Многофункциональное лазерное цветное устройство (принтер, сканер, копир)

А3

МФУ формата А3 планируется приобрести для сотрудников диспетчерской службы и и производственно-технического отдела (2 шт), использующих технику в работе для актуализации и разработки нормальных, временных схем электрических соединений электроустановок, схем для опробования рабочим напряжением вновь вводимого или реконструированного оборудования согласно ГОСТ 56303-2014, а также для подготовки документов по запросам государственных и контролирующих структур.

Стоимость многофункционального лазерного цветного устройства (принтер, сканер, копир) А3 в 2024 г. составит 949,26 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2025г. – 1,0416 стоимость приобретения оборудования в 2025г. составит 988,8 тыс.руб. без НДС.

Погрузчик

В работе на центральном складе Общества используется вилочный автопогрузчик Димекс Кар D-35 2003 г.в., согласно сроку нормативной эксплуатации он подлежал замене в 2013г., но эксплуатируется до настоящего времени. В течение последних лет участились случаи внеплановых выходов из строя электронных блоков, узлов и агрегатов вилочного автопогрузчика, которые приводят к длительным остановкам на ремонт и срывам плановых поставок ТМЦ на центральный склад.

Стоимость погрузчика в 2024 г. составит 1 800,0 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ

2025г. – 1,0416 стоимость приобретения в 2025г. составит 1 875,0 тыс. руб. без НДС.

Прибор контроля высоковольтных выключателей

В Обществе в эксплуатации с октября 2012 года находится прибор контроля выключателей типа ПКВ/М6Н зав.№22. Т.к. срок службы прибора превысил 10 лет, начиная с 2023 года наблюдается развитие ряда существенных отклонений в показаниях, что не дает возможности выполнить контроль работы оборудования. Также учитывая, что одновременное обслуживание и выполнение работ 1 прибором на разных удаленных площадках невозможно, имеется необходимость приобретения второго прибора, что позволит оперативно реагировать на неудовлетворительную работу выключателей и предотвратить прерывание электроснабжения потребителей.

На основе вышеуказанного и для реализации требования статьи закона ФЗ №35 и в соответствии с РД 34.45-51.300-97 (Объем и нормы испытаний электрооборудования) необходима замена 1 существующего прибора и приобретение нового в 2028 г.

Стоимость прибора контроля высоковольтных выключателей в 2024 г. составит 1 637,7тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 стоимость приобретения в 2028г. составит 1 703,4 тыс. руб. без НДС.

Прицеп для генератора

В собственности Общества имеется передвижной генератор для обеспечения бесперебойного питания оборудования и потребителей в случае аварийных отключений электроэнергии. На текущий момент на предприятии отсутствует прицеп для мобильного перемещения генератора, поэтому для его погрузки/выгрузки и перевозки привлекается спецтехника сторонних организаций, что влечет к дополнительным затратам времени и не обеспечивает оперативность производства восстановительных работ при авариях и инцидентах.

Стоимость прицепа для генератора в 2024 г. составит 425 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2025г. – 1,0416 стоимость приобретения в 2025г. составит 442,5тыс. руб. без НДС.

Прицеп легковой

В Обществе эксплуатируется прицеп для участка ВВЛ-35-220кВ (Таптагольский район), который активно используется для доставки мототехники к месту проведения работ по обслуживанию высоковольтных линий, устранения аварийных ситуаций и их последствий. Учитывая пробег на дальние расстояния, срок и частоту эксплуатации, в том числе по бездорожью, наблюдается существенный износ конструктивных частей прицепа и непригодное состояние рамы, что требует срочной замены изношенной автотехники.

Стоимость прицепа в 2024 г. составит 116,7 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2025г. – 1,0416 стоимость приобретения в 2025г. составит 121,5 тыс. руб. без НДС.

Промышленная сплит-система

На подстанциях 110/35/6 кВ «Таптагольская» и 110/6 кВ «Казская» установлена релейная защита, ПЦПТ, ЗВУ1, ЗВУ2 на базе микропроцессоров, но отсутствуют системы кондиционирования.. В летний период температура в помещении повышется до +35 градусов, что негативно влияет на нормальную работу оборудования и может привести к отказу релейной защиты на подстанциях, которые питают электроэнергией объекты критической инфраструктуры Таптагольского района.

Стоимость промышленной сплит-системы в 2024 г. составит 609,8тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 стоимость приобретения 2 штук в 2026г. составит 634,3 тыс. руб. без НДС за штуку.

Сканер широкоформатный

Для реализации проектно-конструкторской деятельности и актуализации технической документации при выполнении работ по эксплуатации и реконструкции оборудования, зданий и сооружений имеется необходимость в специализированной оргтехнике, позволяющей сканировать широкоформатные схемы различной погонной длины. В настоящее время такая техника отсутствует в Обществе и приходится заказывать услугу у сторонних организаций, что занимает много времени и влечет дополнительные затраты.

Стоимость сканера широкоформатного в 2024 г. составит 913,6 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 стоимость приобретения в 2026г. составит 950,2 тыс. руб. без НДС.

Снегоболотоход/мотовездеход

В ООО «ЕвразЭнергоТранс» имеется снегоболотоход на участке ВВЛ-35-220кВ (Таштагольский район) который активно используется для проведения работ по устранению аварийных ситуаций и их последствий, а также обслуживанию высоковольтных линий, трассы которых проходят по сложному рельефу местности, не имеющему автомобильных дорог. Согласно паспорту срок службы снегоболотохода составляет 6 лет при пробеге, не превышающему 8000 км.

Практика показала, что увеличение пробега из-за большой протяженности воздушных линий электропередачи и эксплуатация снегоболотохода по бездорожью увеличила частоту и характер повреждений подвески, кузова, трансмиссии и силового агрегата. Все это в комплексе не позволяет своевременно провести ремонты ВЛ, выполнить работы по обслуживанию высоковольтных воздушных линий и увеличивает сроки устранения аварий.

Стоимость снегоболотохода в 2024 г. составит 775,89 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 стоимость приобретения в 2029г. составит 807,0 тыс. руб. без НДС

Снегоуборщик

Приобретение снегоуборщиков в количестве 3 штук обусловлено необходимостью соблюдения пунктов 55, 75 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме" с целью обеспечения исправного содержания (в любое время года) дорог, проездов и подъездов к зданиям для доступа пожарной техники к подстанциям ООО «ЕвразЭнергоТранс». Также очистка от снега необходима для соблюдения безопасности обслуживающего персонала, так как расстояние от нижней точки (пола) до токоведущих частей на ОРУ должно быть не менее 3,6 метра, в соответствии с пунктом 4.2.54 Приказа Минэнерго России от 08.07.2002 № 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок», а при значительном снежном покрове это расстояние уменьшается.

Снегоуборщики приобретается на подстанций 110/35/6кВ «Шерегеш-1», «Шерегеш-3» и 110/6кВ «Казская» для замены снегоуборщиков, эксплуатирующихся с 2018 года. Срок использования заменяемых снегоуборщиков к 2026-2027г. составит 9-10 лет, что превысит максимальный срок эксплуатации.

Стоимость снегоуборщика в 2024 г. составит 238,3 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 стоимость приобретения в 2026-2027гг. :

В 2026г. – 247,8 тыс.руб. – 2 шт.

В 2027г. – 247,8 тыс.руб. – 1 шт.

Снегоход

В ООО «ЕвразЭнергоТранс» на участке ВВЛ-35-220кВ (Таштагольский район)

имеется снегоход 2019 г.в., который активно используется в зимний период для проведения работ по обслуживанию высоковольтных линий, устранения аварийных ситуаций и их последствий, Согласно паспорту срок службы 6 лет при пробеге, не превышающим 8000 км.

В процессе эксплуатации снегохода были выявлены множественные недостатки и поломки, а именно повреждения подвески, кузова, трансмиссии и силового агрегата. В 2023 году был проведен капитальный ремонт на сумму 100 тыс. руб., но техника продолжает выходить из строя. В комплексе это ведет к переносу срока ремонтов, невозможности выполнению работ по обслуживанию высоковольтных воздушных линий и затягиванию устранения аварий в зимний период.

Стоимость снегохода в 2024 г. составит 834,1 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2026-2029гг. – 1,0401 стоимость приобретения в 2027 г. составит 867,6 тыс. руб. без НДС

Тепловизор

При обслуживании систем РЗиА и ПА на ПС110 Таптагольская, ПС35 Казская, ПС110 Казская, ПС 110 Обогагительная, ПС 110 Хвостохранилище по регламенту производится тепловизионное обследование электрического оборудования с применением тепловизора в настоящее время с помощью прибора FLUKE Ti25 (завод. № Ti25-11100474, 10\21\2011г. выпуска). Паспортный срок службы тепловизора составляет 10 лет, поэтому начиная с 2023 года наблюдается развитие ряда существенных отклонений и погрешностей, что не дает возможности полноценно выполнить контроль работы систем.

Стоимость тепловизора в 2024 г. составит 998,333 тыс. руб. без НДС, с учетом ИПЦ 2025г. – 1,0416 стоимость приобретения в 2025г. составит 1039,9 тыс. руб. без НДС.

Приложения:

1. ИТОО и паспорта по производственным объектам инвестиционной программы 2024 г. (пункты 1,3,4,5,6 части I пояснительной записки в электронном приложении 1.28 -1.31)
2. ИТОО по производственным объектам инвестиционной программы 2025-2029 гг (пункты 1-27 части II пояснительной записки в электронном приложении 1.1-1.27).
3. Обоснование прочих инвестиционных объектов 2024 г. (пункт 7 части I пояснительной записки в электронном приложении 1.32).
4. Обоснование прочих инвестиционных объектов 2025-2029 гг. (пункт 1.28 части II пояснительной записки в электронном приложении 1.32).

Генеральный директор



И.Н. Беспалов