

Утверждено:

Директор филиала

ООО «ЕвразЭнергоТранс»



Матяш К.С.

«23» апреля 2024г.

Программа энергосбережения и повышения
энергетической эффективности
ООО «ЕвразЭнергоТранс»
Свердловская область
2024-2029 гг.

1. Описание целей и задач программы

Цели программы:

- внедрение энергоэффективных технологий за счет освоения существующего потенциала энергосбережения и создание системы управления энергосбережением;
- разработка и выполнение комплекса мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности при передаче электрической энергии по электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс».

Целевой показатель эффективности программы - технологические потери электроэнергии при ее передаче, % к отпуску в сеть.

Задачи программы:

- обновление основных производственных фондов предприятия на основе новых ресурсосберегающих технологий и оборудования;
- повышение энергетической эффективности процесса передачи электрической энергии, снижение потерь;
- сокращение объемов потребления электрической энергии на собственные нужды организации.

2. Анализ состояния и перспективы развития, краткое описание технологического процесса

Основным видом деятельности ООО «ЕвразЭнергоТранс» являются услуги по передаче и распределению электрической энергии, технологическое присоединение (подключение) к электросетям, обеспечение работоспособности сетей (монтаж, ремонт и техническое обслуживание распределительных линий электропередачи и электротехнического оборудования). Данный вид деятельности является регулируемым государством, поэтому основные параметры функционирования предприятия, в том числе и экономическая составляющая, определяются органом Государственного регулирования.

В зоне ответственности организации находятся электросетевые комплексы, включающие в себя ПС 110 кВ в количестве 15 шт., ПС 35 кВ в количестве 4 шт., мачтовая (столбовая) ТП в количестве 1 шт., однотрансформаторная ТП в количестве 70 шт., двухтрансформаторная ТП в количестве 68 шт. Протяженность линий электропередач составляет 419,580 км, в том числе кабельных линий 0,4 кВ – 49,819 км, воздушных линий 0,4 кВ – 163,524 км, кабельных линий 6 кВ – 60,620 км, воздушных линий 6 кВ – 112,077 км, кабельных линий 35 кВ - 2,476 км, воздушных линий 110 кВ – 31,064 км.

В перспективе планируется:

- реконструкция ПС 110 кВ Коксовая;
- реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая;
- реконструкция ПС 35 кВ Горная;
- реконструкция ПС 110 кВ Обогащительная;
- реконструкция ПС 110 кВ Евстюниха;
- реконструкция ПС 110 кВ Магнетитовая;

- реконструкция ПС 110 кВ №3.

3. Анализ потребления энергетических ресурсов за предшествующий период регулирования

№ п/п	Наименование энергоресурса	Ед. изм.	2023г.
1	2	3	4
1.	Поступление электрической энергии в сеть	Млн. кВт·ч	1 188,6
2.	Полезный отпуск электрической энергии	Млн. кВт·ч	1 156,2
3.	Потери электрической энергии в сетях	Млн. кВт·ч	32,4
4.	Величина потерь электрической энергии при ее передаче	% к отпуску в сеть	2,726489
5.	Нормативные потери электрической энергии	%	1,276378
6.	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств	%	75

4. Основные направления программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, их обоснование

Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии:

в связи с длительной эксплуатацией и износом оборудования и на основании результатов технического освидетельствования электрооборудования.

5. Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации программы

№ п/п	Целевой показатель	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Экономия электрической энергии	тыс. кВт·ч	0,853	2,533	2,782	18,102	36,361	29,875	90,506

№ п/п	Показатель энергетической эффективности	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	
1.	Динамика величины потерь электрической энергии при ее передаче	% к поступлению эл. энергии в сеть	2,716451	2,716240	2,716007	2,71449	2,711461	2,708968

6. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с указанием ожидаемого эффекта в натуральном и стоимостном выражении на 2024-2029 гг.

№ п/п	Наименование мероприятия программы	Потребность в финансовых ресурсах, тыс. руб.						Ожидаемый эффект											
								Натуральное выражение, тыс. кВт*ч						Стоимостное выражение, тыс. руб.					
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2	Реконструкция ПС 110 кВ №3	9 202						0,853	2, 533					2,874	8,528				
3	Реконструкция ПС 110 кВ Коксовая			95 260						2,782	8,255					9,366	27,794		
4	Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая				65 543						2,782	8,255					9, 366	27,794	
5	Реконструкция ПС 35 кВ Горная						18 947						1,766						5,947
6	Реконструкция ПС 110 кВ Обогагательная				60 409						7,142	21					24,046	70,850	
7	Реконструкция ПС 110 кВ Евстюкова					40 208						7,065	20,966					23,787	70,591
8	Реконструкция ПС 110 кВ Магнитовая						41 816						7,065						23,789
Итого:		9 202	0	95 260	125 952	40 208	60 763	0,853	2, 533	2,782	18, 179	36,32	29,797	2,874	8,528	9,366	61, 206	122,431	100,328

* для оценки стоимостного эффекта от выполнения мероприятий принят тариф покупки потерь, утвержденный на 2024 год (Приложение №10 к выпуску №37 от 29.12.2023г) с применением ИПЦ, установленного прогнозом Минэкономразвития РФ на 2025г., в сентябре 2023г. (3,23125*1,042=3,36696 руб/ кВт*ч)

** Пункт 14.2 Требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Свердловской области" №100-ПК от 25.08.2010г.

*** Пункт 11.1 Требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Свердловской области" №100-ПК от 25.08.2010г.

Обоснование мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
1	Реконструкция ПС 110 кВ №3	<p>ПС 110 кВ №3 является главной понизительно-распределительной подстанцией и предназначена для питания потребителей электроэнергии Качканарского городского округа. Приемники электроэнергии, получающие питание от ПС 110 кВ №3 относятся к социально-важным потребителям. Социальная обстановка в городе во многом зависит от стабильности и качества поставляемой электроэнергии.</p> <p>В рамках технического освидетельствования электрооборудования было проведено комплексное обследование трансформаторов тока ТТ-110 (ТФНД-110), установленных на ПС 110 кВ №3.</p> <p>По результатам обследования состояние трансформаторов тока оценивается как опасное из-за значительного снижения диэлектрических свойств как бумажной, так и масляной изоляции. В дальнейшей эксплуатации высок риск аварийного выхода из работы из-за пробоя изоляции.</p>
2	Реконструкция ПС 110 кВ Коксовая	<p>Потребителями ПС 110 кВ Коксовая являются приёмники электрического тока Кислородно-конвертерного цеха № 1, цеха водоснабжения, ТЭЦ, КХП АО «ЕВРАЗ НТМК». Потребители ПС 110 кВ Коксовая относятся к приёмникам электрической энергии 1-ой, 2-ой категории.</p> <p>С целью снижения рисков простоя производства при аварийно-восстановительных, плановых ремонтных работах необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Коксовая. Реконструкция ПС 110 кВ Коксовая позволит обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение основных технологических агрегатов цехов и производств АО «ЕВРАЗ НТМК»</p> <p>Электрооборудование Щита собственных нужд (ЩСН) и Щита постоянного тока (ЩПТ) ПС 110 кВ Коксовая введено в эксплуатацию в 1995 году. Коммутационные аппараты, установленные на ЩСН и ЩПТ, выработали свой коммутационный ресурс, отсутствуют запасные части для ремонта данного электрооборудования.</p> <p>Электрооборудование 35 кВ, установленное в ячейках ввода 35 кВ от Т-2, ячейках ФКУ-1 и ФКУ-2, введено в работу в 2001 году. В настоящее время вакуумные выключатели 35 кВ, разъединители присоединений В 35 кВ Т-2, ФКУ-1, ВКУ-2 выработали свой</p>

		<p>коммутационный ресурс, физически и морально устарели, отсутствуют запасные части для ремонта данного оборудования. Устройства РЗА присоединений 35 кВ выполнены на электромеханических реле, морально и физически устарели, не обладают быстродействием. Шкафы зажимов (3 шт.) имеют неудовлетворительное состояние. На ОПУ морально и физически устарели приборы контроля и измерения электрических величин.</p> <p>В ЗРУ 110 кВ установлены ТН 110 кВ № 1, № 2 типа НКФ. Данные ТН не являются антирезонансными. Необходима замена на антирезонансные ТН 110 кВ. Шкафы ТН имеют неудовлетворительное состояние. Установлены были в 1995 году.</p> <p>ТСН-1, ТСН-2 ПС 110 кВ Коксовая установлены в 1995 году. Наблюдаются течи масла, которые невозможно устранить в период текущих ремонтов. Устройства релейной защиты присоединений 6 кВ ТСН-1, ТСН-2 выполнены на электромеханических реле и не являются быстродействующими, морально и физически устарели.</p> <p>Опорная изоляция 1 и 2 систем шин 110 кВ, обходной системы шин 110 кВ ПС 110 кВ Коксовая введена в работу в 1995 году. На изоляторах присутствуют сколы и трещины, изоляторы выработали свой эксплуатационный ресурс. В связи с близким расположением ПС Коксовая к Коксохимическому производству АО «ЕВРАЗ НТМК» опорные изоляторы находятся в неблагоприятных условиях повышенного загрязнения и наличие трещин снижает надежность работы данного элемента ПС 110 кВ Коксовая.</p> <p>Необходимо проведение реконструкции электрооборудования ЦПТТ, ЦСН с ТСН-1, ТСН-2, ЗРУ 110 кВ, ОПУ, ЗРУ 35 кВ ПС 110 кВ Коксовая.</p>
3	Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая	<p>ПС 110 кВ Обжиговая является главной понизительно-распределительной подстанцией напряжением 110/6 кВ, и выполняет функции основного источника электроснабжения потребителей Цеха обжига известняка АО «ЕВРАЗ НТМК» в городе Кушва.</p> <p>Электрооборудование присоединения Т-1 (выключатель 110 кВ, разъединители 110 кВ, трансформаторы тока 110 кВ, панели релейных защит) и электрооборудование ЗРУ 6 кВ, цепи релейной защиты и цепи управления коммутационных аппаратов в ЗРУ 6 кВ, установлено на ПС 110 кВ Обжиговая в 1999 году.</p> <p>На маслonaполненных колоннах выключателя 110 кВ Т-1 типа ВМТ присутствуют подтеки масла и запотевание в армировочных швах, на фарфоровой изоляции наблюдаются микротрещины и подтеки масла. На фундаменте выключателя имеются сколы и трещины. Привод выключателя имеет износ подвижных частей, что не дает возможности регулировать привод. Отсутствуют запасные части для ремонта данного электрооборудования. Разъединители 110 кВ Т-1, линейный разъединитель ВЛ 110 кВ, разъединители ремонтной переемычки имеют сколы опорной изоляции, люфты шарнирных соединений. Трансформаторы тока и напряжения 110 кВ не обеспечивают точность коммерческого учета потребления электроэнергии. На панелях релейных защит Т-1 установлены электромеханические реле, которые морально и физически устарели, что приводит к отказам и ложным срабатываниям защиты. Требуется замена на современные микропроцессорные терминалы. В ЗРУ 6 кВ установлены выключатели типа ВКЭ и реализована релейная защита на электромеханических реле. Оборудование морально и физически устарело. На выключателях 6 кВ наблюдаются подтеки масла, отсутствуют запасные части для ремонта.</p> <p>При текущем техническом состоянии вышеуказанное электрооборудование не может обеспечивать надежность электроснабжения потребителей и поддерживать высокий уровень работы защит и точность учета электроэнергии.</p> <p>С целью снижения рисков простоя производства при аварийно-восстановительных, плановых ремонтных работах необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Обжиговая. Реконструкция подстанции Обжиговая позволит обеспечить необходимое надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей при возникновении ненормальных схем в сети 110/6 кВ, создать возможность проведения качественного ремонта оборудования подстанции.</p>
4	Реконструкция ПС 35 кВ Горная	<p>Выключатели ВМД-35 в присоединении 1 секции 35кВ ПС 35 кВ Горная введены в эксплуатацию в 1968 году, за время эксплуатации капитальные ремонты не проводились, оборудование выработало свой ресурс, морально и физически устарело. Выключатели ВМД-35 в настоящее время сняты с производства, отсутствует резерв запасных частей к ним. Из баков фаз и маслоуказательных стекол выключателей ВМД-35 наблюдается течь масла, наблюдаются микротрещины, сколы фарфоровой изоляции и разрушение армировки вводов выключателей. Износ подвижных частей выключателей, люфт в тягах фаз выключателя от привода, затрудняет выполнение работ по регулировке выключателя. Износ подвижных частей привода ШПС 10, износ механизмов сцепления и расцепления, отключающей собачки, роликов, блок контакты КСА привода изношены, затрудняет выполнение работ по регулировке привода и обеспечения его надежности.</p> <p>Основным потребителем являются социально значимые объекты жилого массива, при выходе из строя которого может повлечь за собой опасность для жизни людей. Необходимо проведение реконструкции масляных выключателей с заменой на вакуумные.</p>

		<p>На ПС 35 кВ Горная защита силового трансформатора Т-1 3,2 МВА реализована на электромеханических реле, что приводит к отказам и ложным срабатываниям. Оборудование релейной защиты морально устарело. Необходимо проведение реконструкции защиты силового трансформатора Т-1 3,2 МВА с выполнением дифференциальной защиты на базе микропроцессорных терминалов.</p> <p>На ПС 35 кВ Горная по нормальной схеме установлены трансформаторы собственных нужд с питанием от ВЛ 35кВ. После разрушения концевой опоры ВЛ 35кВ Районная-Горбуново трансформатор ТСН-1 типа ТМ 400кВА 35/0,4кВ вышел из строя. Трансформатор ТСН-2 типа ТМ 400 35/0,4кВ введен в эксплуатацию в 1968 году, за время эксплуатации капитальные ремонты не проводились, оборудование выработало свой ресурс, морально и физически устарело. Из бака трансформатора и маслоуказательных стекол наблюдается течь масла, наблюдаются микротрещины, сколы фарфоровой изоляции и разрушение армировки высоковольтных вводов, микротрещины на вводах 0,4кВ. Для восстановления нормальной работы схемы собственных нужд ПС Горная необходима реконструкция с заменой трансформатора ТСН-2 и установкой трансформатора ТСН-1.</p>
5	Реконструкция ПС 110 кВ Обогагительная	<p>ПС 110 кВ Обогагительная является основным источником электроснабжения ПС «Шахта – 13» ствола вентиляционной шахты ш. «Магнетитовая», которая относится к потребителям I категории, так же потребителями подстанции являются основные цеха переработки, обогащения и отгрузки готовой продукции Высокогорского обогагительного цеха участка магнитного обогащения ОАО «ВГОК».</p> <p>Баковые масляные выключатели на ОРУ-110кВ ПС 110 кВ Обогагительная типа МКП-110Б-630-20У1 с приводом ШПЭ-33, установленные на подстанции в 1984г., в настоящее время сняты с производства, выработали свой ресурс, морально и физически устарели. Отсутствует резерв запасных частей к ним. На фарфоровой изоляции высоковольтных вводов 110кВ присутствуют микротрещины, что ослабляет показатели изоляции вводов. Баки выключателей имеют подтеки масла из сварных соединений и в местах фланцевых соединений. Износ подвижных частей привода ШПЭ-33, механизмов сцепления и расцепления, износ блок контактов КСА привода, что затрудняет выполнение работ по регулировке привода и обеспечения его надежности. Трансформаторы тока встроенные в бак выключателя за период эксплуатации ни разу не подвергались капитальному ремонту, наблюдается снижение их параметров, что может привести к отказам в работе релейных защит. Необходимо установка современных измерительных трансформаторов тока 110кВ. Требуется замена баковых масляных выключателей 110кВ на элегазовые.</p> <p>На ПС 110 кВ Обогагительная защита силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 10МВА реализована на электромеханических реле, что приводит к отказам и ложным срабатываниям. Оборудование релейной защиты морально устарело. Необходимо проведение реконструкции релейных защит силовых трансформаторов на базе микропроцессорных терминалов.</p> <p>Выключатели в выкатных элементах ячеек ЗРУ-6кВ ПС 110 кВ Обогагительная установлены в 1984г., выработали свой ресурс, физически и морально устарели, и не могут обеспечивать достаточную надежность при эксплуатации. Наблюдается течь масла из фланцев цилиндров фаз масляных выключателей и маслоуказательных стекол. Микротрещины в фарфоровой изоляции опорных изоляторов выключателей, микротрещины и люфт фарфоровой изоляции тяги фаз. Износ подвижных частей выключателей ВМПЭ-10, износ поверхности дугогасящих камер, люфт в тягах фаз выключателя от привода, что затрудняет выполнение работ по регулировке выключателя. Износ подвижных частей приводов ПЭ-11 и ПЭВ-12, механизмов сцепления и расцепления, отключающей собачки, роликов, блок контакты КСА привода изношены, что затрудняет выполнение работ по регулировке привода и обеспечения его надежности. Имеются следы оплавления ламелей, ослабление прижимных пружин контактной системы выключателей, подвижного и розеточного контакта.</p> <p>Защиты выключателей реализованы на электромеханических реле, что часто приводит к отказам и ложным срабатываниям, оборудование релейной защиты морально устарело. Необходимо проведение реконструкции (замены) электрооборудования и защит ЗРУ-6 кВ ПС 110 кВ Обогагительная.</p>
6	Реконструкция ПС 110 кВ Евстюниха	<p>ПС 110 кВ Евстюниха является основным источником для питания потребителей шахты «Евстюнинская» ОАО ВГОК, которые относятся к потребителям I категории, так же потребителями подстанции являются социально значимые объекты пос. Евстюниха (котельная, насосные) и детские центры отдыха.</p> <p>Баковые масляные выключатели на ОРУ-110кВ ПС 110 кВ Евстюниха типа У-110-2000-40У1 с приводом ШПЭ-44, установленные на подстанции в 1976г., в настоящее время сняты с производства, выработали свой ресурс, морально и физически устарели. Отсутствует резерв запасных частей к ним. На фарфоровой изоляции высоковольтных вводов 110кВ присутствуют микротрещины, что ослабляет показатели изоляции вводов. Баки выключателей имеют подтеки масла из сварных соединений и в местах фланцевых соединений. Износ подвижных частей привода ШПЭ-44, механизмов сцепления и</p>

		расцепления, износ блок контактов КСА привода, что затрудняет выполнение работ по регулировке привода и обеспечения его надежности. Трансформаторы тока встроенные в бачке выключателя за период эксплуатации ни разу не подвергались капитальному ремонту, наблюдается снижение их параметров, что может привести к отказам в работе релейных защит. Необходима установка современных измерительных трансформаторов тока 110кВ. Требуется замена баковых масляных выключателей 110кВ на элегазовые.
7	Реконструкция ПС 110 кВ Магнетитовая	<p>ПС 110 кВ Магнетитовая является основным источником для питания потребителей шахты «Магнетитовая» и Высокогорского аглоцеха ОАО ВГОК, которые относятся к потребителям I категории.</p> <p>Баковые масляные выключатели на ОРУ-110кВ ПС 110 кВ Магнетитовая типа МКП-110М-1000-20У1 с приводом ШПЭ-33, установленные на подстанции в 1977г., в настоящее время сняты с производства, выработали свой ресурс, морально и физически устарели. Отсутствует резерв запасных частей к ним. На фарфоровой изоляции высоковольтных вводов 110кВ присутствуют микротрещины, что ослабляет показатели изоляции вводов. Баки выключателей имеют подтеки масла из сварных соединений и в местах фланцевых соединений. Износ подвижных частей привода ШПЭ-33, механизмов сцепления и расцепления, износ блок контактов КСА привода, что затрудняет выполнение работ по регулировке привода и обеспечения его надежности. Трансформаторы тока встроенные в бачке выключателя за период эксплуатации ни разу не подвергались капитальному ремонту, наблюдается снижение их параметров, что может привести к отказам в работе релейных защит. Необходима установка современных измерительных трансформаторов тока 110кВ. Требуется замена баковых масляных выключателей 110кВ на элегазовые.</p> <p>На ПС 110 кВ Магнетитовая защита силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 25МВА реализована на электромеханических реле, что приводит к отказам и ложным срабатываниям. Оборудование релейной защиты морально устарело. Необходимо проведение реконструкции релейных защит силовых трансформаторов на базе микропроцессорных терминалов.</p>

7. Расчет ожидаемого эффекта в натуральном выражении от реализации мероприятий, расчет ожидаемого экономического эффекта

№ п/п	Наименование мероприятия	Ожидаемый эффект по годам	Удельная энергоэффективность оборудования*, кВт/шт.	Продолжительность периода, час	Количество устанавливаемого оборудования*, шт.	Экономия электрической энергии, кВт*ч	Экономический эффект, руб.
1	Реконструкция ПС 110 кВ №3	4 кв 2024	0,1289	2 208	3	853,8	2 874
2	Реконструкция ПС 110 кВ №3	1-3 кв 2025	0,1289	6 552	3	2 533	8 528
3	Реконструкция ПС 110 кВ Коксовая	4 кв 2026	1,26	2 208	1	2 782	9 366,88
4	Реконструкция ПС 110 кВ Коксовая	1-3 кв 2027	1,26	6 552	1	8 255	27 794
5	Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая	4 кв 2027	1,26	2 208	1	2 782	9 366,88
6	Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая	1-3 кв 2028	1,26	6 552	1	8 255	27 794
7	Реконструкция ПС 35 кВ Горная	4 кв 2029	0,8	2 208	3	1 766,4	5 947
8	Реконструкция ПС 110 кВ Обогажительная	4 кв .2027	3,2	2 208	1	7 065	24 046
9	Реконструкция ПС 110 кВ Обогажительная	1-3 кв 2028	3,2	6 552	1	20 966	70 850

10	Реконструкция ПС 110 кВ Евстюниха	4 кв 2028	3,2	2 208	1	7 140	23 787,5
11	Реконструкция ПС 110 кВ Евстюниха	1-3 кв 2029	3,2	6 552	1	21 043	70 591,6
12	Реконструкция ПС 110 кВ Магнетитовая	4 кв 2029	3,2	2 208	1	7 065,6	23 789,5

* - удельная энергоэффективность на единицу оборудования определена опытным путем, как снижение расхода электрической энергии на собственные нужды, за счет применения при реконструкции (замене) электрооборудования с более высоким классом энергоэффективности.

** - в соответствии с предварительным технико-экономическим обоснованием по мероприятию.

7.1 Мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ №3».

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ №3, мы получим экономию электрической энергии за 4 квартал 2024 г. в размере 853,8 кВт*ч, и за 1-3 квартал 2025 г. 2 533 кВт*ч

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономию электрической энергии) после реконструкции ПС 110 кВ. №3 составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

$P_{\text{уд}}$ – удельная энергоэффективность электрооборудования = 0,1289 кВт/шт;

N - количество электрооборудования, установленного на ПС 110 кВ. №3 = 3 шт.;

T - продолжительность периода работы электрооборудования в году = 2208, 6552 ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 0,1289_{\text{кВт}} * 3_{\text{шт}} * 2208_{\text{ч}} = 853,8_{\text{кВт*ч}}$$

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 0,1289_{\text{кВт}} * 3_{\text{шт}} * 6552_{\text{ч}} = 2 533_{\text{кВт*ч}}$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции ПС 110 кВ. №3 составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

$T_{\text{р}}$ – тариф покупки потерь утвержденный на 2024 год – 3,36696 руб./кВт*ч.

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 853,8_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 2 874 \text{ руб. (2,874 тыс. руб.)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 2 533_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 8 528 \text{ руб. (8,528 тыс. руб.)}$$

7.2 Мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ Коксовая».

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Коксовая, мы получим экономию электрической энергии за 4 квартал 2026 г. в размере 2 782 кВт*ч, и за 1-3 квартал 2027 г. 8 255 кВт*ч

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономию электрической энергии) после реконструкции ПС 110 Коксовая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

$P_{\text{уд}}$ – удельная энергоэффективность электрооборудования = 1,26 кВт/шт;

N - количество электрооборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ Коксовая = 1 шт.;

T- продолжительность периода работы электрооборудования в году = 6552 ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 1,26_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 6552_{\text{ч}} = 8\,255_{\text{кВт*ч}} \text{ (8,255 тыс. кВт*ч)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 1,26_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 2208_{\text{ч}} = 2\,782_{\text{кВт*ч}}$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции ПС 110 Коксовая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

*T_р –тариф покупки потерь утвержденный на 2024 год – 3,36696 руб./кВт*ч.*

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 8\,255_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 27\,794 \text{ руб. (27,7 тыс. руб.)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 2\,782_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 9\,366,88 \text{ руб. (9,3 тыс. руб.)}$$

7.5 Мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая.

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Обжиговая, мы получим экономию электрической энергии за 4 квартал 2027 г. в размере 2 782 кВт*ч, и за 1-3 квартал 2028 г. 8 255 кВт*ч

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономию электрической энергии) после реконструкции ПС 110 кВ Обжиговая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

P_{уд} –удельная энергоэффективность электрооборудования = 1,26 кВт/шт;

N- количество электрооборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ Обжиговая=1 шт.;

T- продолжительность периода работы электрооборудования в году = 6 552 ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 1,26_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 6552_{\text{ч}} = 8\,255_{\text{кВт*ч}} \text{ (8,255 тыс.кВт*ч)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 1,26_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 2208_{\text{ч}} = 2\,782_{\text{кВт*ч}}$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции ПС 110 кВ Обжиговая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

*T_р –тариф покупки потерь утвержденный на 2025 год – 3,36696 руб./кВт*ч.*

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 8\,255_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 27\,794 \text{ руб. (27,7 тыс. руб.)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 2\,782_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 9\,366,88 \text{ руб. (9,3 тыс. руб.)}$$

7.5 Мероприятие «Реконструкция ПС 35 кВ Горная.

При выполнении реконструкции на ПС 35 кВ Горная, мы получим экономию электрической энергии в размере 1 766,4 кВт*ч.

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономия электрической энергии) после реконструкции на ПС 35 кВ Горная составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

$P_{\text{уд}}$ – удельная энергоэффективность электрооборудования = 0,8 кВт/шт;

N – количество электрооборудования, устанавливаемого на ПС 35 кВ Горная - 1 шт.;

T – продолжительность периода работы электрооборудования в году = 2 208 ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 0,8_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 2\,208_{\text{ч}} = 1\,766,4_{\text{кВт*ч}} (1,7 \text{ тыс. кВт*ч})$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции на ПС 35 кВ Горная составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

$T_{\text{р}}$ – тариф покупки потерь утвержденный на 2025 год – 3,36696 руб./кВт*ч.

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 1\,766,4_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 5\,947_{\text{руб.}} (5,9 \text{ тыс. руб.})$$

7.7 Мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ Обогащительная».

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Обогащительная, мы получим экономию электрической энергии за 4 квартал 2027 г. в размере 7 142 кВт*ч, и за 1-3 квартал 2028 г. 21 043 кВт*ч

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономия электрической энергии) после реконструкции ПС 110 кВ Обогащительная составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

$P_{\text{уд}}$ – удельная энергоэффективность электрооборудования = 3,2 кВт/шт;

N – количество электрооборудования, устанавливаемого на ПС 110 Обогащительная - 1 шт.;

T – продолжительность периода работы электрооборудования в году = 6 576 и 2 232 ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 3,2_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 6\,576_{\text{ч}} = 21\,043_{\text{кВт*ч}} (21 \text{ тыс. кВт*ч})$$

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 3,2_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 2\,232_{\text{ч}} = 7\,142_{\text{кВт*ч}} (7,1 \text{ тыс. кВт*ч})$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции на ПС 110 кВ Обогащительная составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

$T_{\text{р}}$ – тариф покупки потерь утвержденный на 2025 год – 3,36696 руб./кВт*ч.

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 21\,043 * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 70\,850_{\text{руб.}} (70,850 \text{ тыс. руб.})$$

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 7\,142 * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 24\,046_{\text{руб.}} (24 \text{ тыс. руб.})$$

7.8 Мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ Евстюниха».

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Евстюниха, мы получим экономию электрической энергии за 4 квартал 2028 г. в размере 7 065 кВт*ч, и за 1-3 квартал 2029 г. 20 966 кВт*ч

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономия электрической энергии) после реконструкции ПС 110кВ Евстюниха составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

$P_{\text{уд}}$ – удельная энергоэффективность электрооборудования = 3,2 кВт/шт;

N – количество электрооборудования, устанавливаемого ПС 110кВ Евстюниха = 1 шт.;

T – продолжительность периода работы электрооборудования в году = ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 3,2_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 6\,552 = 20\,966_{\text{кВт*ч}} \text{ (20,9 тыс. кВт*ч)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 3,2_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 2\,208 = 7\,065_{\text{кВт*ч}} \text{ (7,1 тыс. кВт*ч)}$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции ПС 110кВ Евстюниха составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

$T_{\text{р}}$ – тариф покупки потерь утвержденный на 2025 год – 3,36696 руб./кВт*ч.

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 20\,966_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 70\,591,6 \text{ руб. (70,6 тыс. руб.)}$$

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 7\,065_{\text{кВт*ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт*ч}} = 23\,787,5 \text{ руб. (23,8 тыс. руб.)}$$

7.9 Мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ Магнетитовая».

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Магнетитовая, мы получим экономию электрической энергии в 4 квартале 2029 года в размере 7 065 кВт*ч.

Ожидаемый эффект в натуральном выражении (экономия электрической энергии) после реконструкции ПС 110 кВ Магнетитовая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = P_{\text{уд}} * N * T, \text{ где}$$

$P_{\text{уд}}$ – удельная энергоэффективность электрооборудования = 3,2 кВт/шт;

N – количество электрооборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ Магнетитовая = 1 шт.;

T – продолжительность периода работы электрооборудования в году = 2 208 ч.

$$\mathcal{E}_{\text{нат}} = 3,2_{\text{кВт}} * 1_{\text{шт}} * 2\,208 = 7\,065_{\text{кВт*ч}} \text{ (7 тыс. кВт*ч)}$$

Ожидаемый экономический эффект после реконструкции ПС 110 кВ Магнетитовая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = \mathcal{E}_{\text{нат}} * T_{\text{р}}, \text{ где}$$

$T_{\text{р}}$ – тариф покупки потерь утвержденный на 2025 год – 3,36696 руб./кВт*ч.

$$\text{Э}_{\text{ЭК}} = 7\,065_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} * 3,36696_{\text{руб./кВт}\cdot\text{ч}} = 23\,789,5_{\text{руб.}} \text{ (23,7 тыс. руб.)}$$

8. Расчет потребности в финансовых ресурсах на реализацию мероприятий программы

Документы, обосновывающие необходимость проведения работ и расчет их стоимости на основании коммерческих предложений будут размещены на официальном сайте ООО «ЕвразЭнергоТранс» <https://eetrans.evraz.com/> в установленные законодательством сроки (до 30.04.2024г.) Окончательные суммы по реконструкциям определяются проектом и сметной документацией на этапе проектирования и производства работ. Далее представлен расчет стоимости мероприятий:

- 1) Мероприятие реконструкция ПС 110 кВ Коксовая
Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию составляет 95 260 тыс. руб.:
2026 год – 95 260 тыс. руб. в т.ч.: предпроектное обследование, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 5 809 тыс. руб., приобретение оборудования и материалов – 74 349 тыс. руб., выполнение комплекса СМР, прочее – 15 102 тыс. руб.
- 2) Мероприятие реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая
Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию составляет 65 543 тыс. руб.:
2027 год – 65 543 тыс. руб. в т.ч.: предпроектное обследование, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 4 833 тыс. руб., приобретение оборудования и материалов – 50 743 тыс. руб., выполнение комплекса СМР, прочее – 9 967 тыс. руб.
- 3) Мероприятие реконструкция ПС 35 кВ Горная
Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию составляет 16 197 тыс. руб.:
2029 год – 18 947 тыс. руб. в т.ч.: предпроектное обследование, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 2 613 тыс. руб., приобретение оборудования и материалов – 13 067 тыс. руб., выполнение комплекса СМР, прочее – 3 267 тыс. руб.
- 4) Мероприятие реконструкция ПС 110 кВ Обогащительная
Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию составляет 60 409 тыс. руб.:
2027 год – 60 409 тыс. руб. в т.ч.: предпроектное обследование, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 6 041 тыс. руб., приобретение оборудования и материалов – 42 286 тыс. руб., выполнение комплекса СМР, прочее – 12 082 тыс. руб.
- 5) Мероприятие реконструкция ПС 110 кВ Евстюниха
Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию составляет 40 208 тыс. руб.:

2028 год – 40 208 тыс. руб. в т.ч.: предпроектное обследование, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 3 769 тыс. руб., приобретение оборудования и материалов – 30 156 тыс. руб., выполнение комплекса СМР, прочее – 6 283 тыс. руб.

6) Мероприятие реконструкция ПС 110 кВ Магнетитовая
Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию составляет 41 816 тыс. руб.:

2029 год – 41 816 тыс. руб. в т.ч.: предпроектное обследование, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 3 920 тыс. руб., приобретение оборудования и материалов – 32 016 тыс. руб., выполнение комплекса СМР – 5 880 тыс. руб.

7) Мероприятие Реконструкция ПС 110 кВ №3

Потребность в финансовых ресурсах по данному мероприятию в 2024г. составляет– 9202 тыс.руб. в т.ч.: предпроектное обследование, техническое задание, проектные работы, экспертиза и согласование проекта – 500 тыс. руб.; приобретение оборудования и материалов – 5181 тыс. руб.; выполнение комплекса СМР – 3 521 тыс. руб.

Стоимость проекта по технико-коммерческому предложению ООО «Энергопроммонтаж» от 30.01.2023г составляет $10\,550 \cdot 1,047 = 11\,046$ тыс. руб., что превышает стоимость инвестиционного проекта в соответствии с укрупненными нормативами. Поэтому стоимость Реконструкции ПС 110кВ №3 в инвестиционной программе принята в размере 9201,68 тыс. руб. (на уровне стоимости по укрупненным нормативам).

9. Информация об источниках финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Период реализации программы	Потребность в финансовых ресурсах на реализацию мероприятий программы, тыс. руб.	Источник финансирования
1	2	3
2024	9 202	Тариф на содержание сетей, прибыль, амортизация
2025	0	
2026	95 260	
2027	125 952	
2028	40 208	
2029	60 763	
Итого:	331 385	

10. Прогноз передачи электрической энергии (мощности)

Показатель целевой	Ед. изм.	Период					
		2024*	2025*	2026*	2027*	2028*	2029
Поступление электроэнергии в сеть *	млн. кВт.ч	1188,6	1188,6	1188,6	1188,6	1188,6	1188,6
Полезный отпуск электрической энергии	млн. кВт.ч	1156,200	1156,203	1156,206	1156,224	1156,259	1156,289
Экономия электрической энергии	тыс. кВт.ч	0,853	2,533	2,782	18,102	36,361	29,875
Норматив потерь	млн. кВт.ч	32,544	32,542	32,539	32,521	32,485	32,455
	%	2,716451	2,716240	2,716007	2,71449	2,711461	2,708968

*- объем поступления электроэнергии в сеть на 2024-2029гг. принят на уровне фактических показателей за 2023 г.

11. Механизм реализации, система мониторинга, управления и контроля за ходом выполнения программы

Организацией выполнения мероприятий Программы осуществляется производственно-технической службой Общества.

Мониторинг достижения значения целевого показателя сокращения технологического расхода электрической энергии при её передаче по электрическим сетям осуществляется службой реализации Общества.

Реализация достижения значений целевых показателей сокращения расхода энергоресурсов при эксплуатации зданий, сооружений, находящихся в собственности Общества и имеющих отношение к услугам по передаче электрической энергии, осуществляется технической дирекцией Общества.

По итогам работы Общества ежеквартально составляется отчет о фактических потерях электрической энергии в электрических сетях, производится анализ исполнения программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Годовой отчет о фактическом исполнении программы направляется в Региональную энергетическую комиссию Свердловской области не позднее 1 февраля года, следующего за отчетным.

Ответственный за контроль над выполнением мероприятий по программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности начальник технической службы НТФ ООО «ЕвразЭнергоТранс» В.Д. Бутюгов