

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	11
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	18
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	18
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	18
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	31
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	31
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	31
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	31
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	32

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	33
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	33
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	35
3.3	Прогноз потребления мощности.....	36
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	37
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	40
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	40
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Свердловской области	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	44
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	46
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	48
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	49
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	50
7.1	Основные подходы	50
7.2	Исходные допущения.....	51
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	54
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	55
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	62

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	67
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха

ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Свердловской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Свердловской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ и обслуживает территорию Свердловской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Свердловской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Свердловское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Свердловской области;

– филиал ПАО «Россети Урал» – «Свердловэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Свердловской области;

– АО «Екатеринбургская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории г. Екатеринбург;

– АО «Облкоммунэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Свердловской области;

– структурные подразделения филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Горьковская и Свердловская дирекции по энергообеспечению – предприятия, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Свердловской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Свердловской области связана с энергосистемами:

– Пермского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;

– Челябинской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Курганской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Свердловской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Свердловской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД» в границах Свердловской области	294,5
АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»	271,1
АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат»	229,7
АО «Кузбассэнерго» (Рефтинская ГРЭС)	192,9
АО «Первоуральский новотрубный завод»	191,4
АО «Серовский завод ферросплавов»	183,8
АО «ПромСорт-Урал» г. Ревда	172,6
АО «Северский трубный завод»	166,2
АО «Уральский электрохимический комбинат»	159,8
ПАО «Надеждинский металлургический завод»	128,1
ПАО «ЭЛ5-Энерго» (Среднеуральская ГРЭС)	124,1
АО «Концерн Росэнергоатом» (Белоярская АЭС)	120,9
ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»	108,6
Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс» (Ново-Свердловская ТЭЦ, Нижнетуринская ГРЭС, Академическая ТЭЦ)	103,6
Более 50 МВт	
АО «РУСАЛ Урал» филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»	93,0
АО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» (Верхнетагильская ГРЭС)	90,1
г. Ревда промзона СУМЗ	87,5
ООО «ВИЗ-Сталь»	80,7
АО «Транснефть-Сибирь», АО «Транснефть-Прикамье» в границах Свердловской области	79,9
ПАО «Ураласбест»	69,7
АО «НПК «Уралвагонзавод»	67,5
АО «Севуралбокситруда»	66,9
ООО «СЛК Цемент» филиал «Сухоложскцемент»	66,2
АО «Синарский трубный завод»	58,1
АО «РУСАЛ Урал» филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	56,9
АО «Уралэлектромедь»	56,4
ООО «Праксэа Рус»	53,1
Более 10 МВт	
ОАО «Высокогорский ГОК»	45,1
АО «Невьянский цементник»	43,5
АО «ПромСорт-Урал» г. Березовский	35,0
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	35,0
АО «Святогор»	34,8
ПАО «ОГК-2» (Серовская ГРЭС)	29,9
ООО «РУСАЛ Кремний Урал»	29,0
АО «ПромСорт-Урал» г. Нижние Серги	28,5
ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	27,2
Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский» (Красногорская ТЭЦ)	24,4
АО «Богословское рудоуправление»	21,7

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ПАО «Ключевский завод ферросплавов»	21,7
Филиал «ППМ» АО «Уралэлектромедь»	18,1
АО «Уральская фольга»	19,3
ОАО «КУМЗ»	19,0
ООО «КриоГаз»	14,7
АО «Золото Северного Урала»	11,8

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 01.01.2024 составила 10605,2 МВт, в том числе: АЭС – 1485,0 МВт, ГЭС – 7,0 МВт, ТЭС – 9113,2 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	10591,5	–	–	–	13,7	10605,2
АЭС	1485,0	–	–	–	–	1485,0
ГЭС	7,0	–	–	–	–	7,0
ТЭС	9099,5	–	–	–	13,7	9113,2

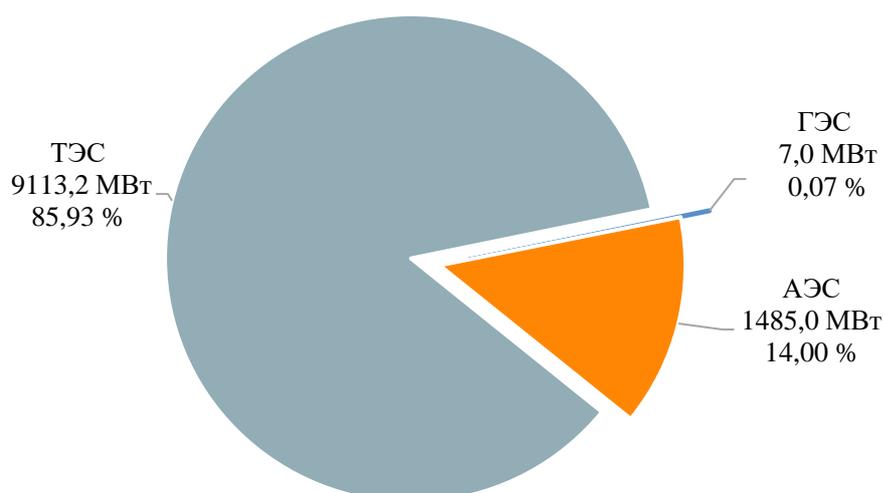


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Свердловской области в 2023 году составило 57799,4 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 8509,5 млн кВт·ч, ГЭС – 8,1 млн кВт·ч, ТЭС – 49281,8 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Свердловской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	56240,3	56417,0	56671,1	56772,8	57799,4
АЭС	9778,7	10831,1	7806,0	9491,2	8509,5
ГЭС	19,8	21,6	13,4	13,8	8,1
ТЭС	46441,8	45564,3	48851,7	47267,8	49281,8

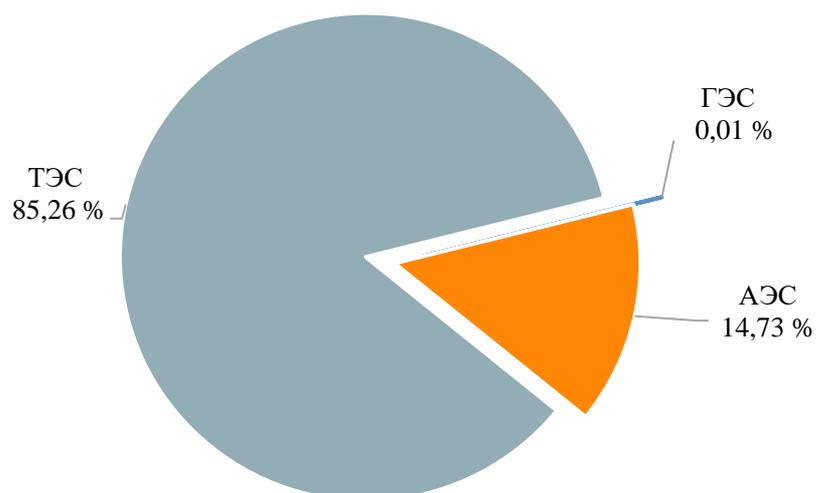


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Свердловской области в 2023 году

1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	43079	41347	43005	43208	43186
Годовой темп прироста, %	-0,95	-4,02	4,01	0,47	-0,05
Максимум потребления мощности, МВт	6456	6013	6408	6343	6643
Годовой темп прироста, %	1,69	-6,86	6,57	-1,01	4,73
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6673	6876	6711	6812	6501
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	07.02 09:00	29.01 08:00	25.02 09:00	02.12 10:00	12.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,1	-21,9	-22,2	-22,2	-31,5

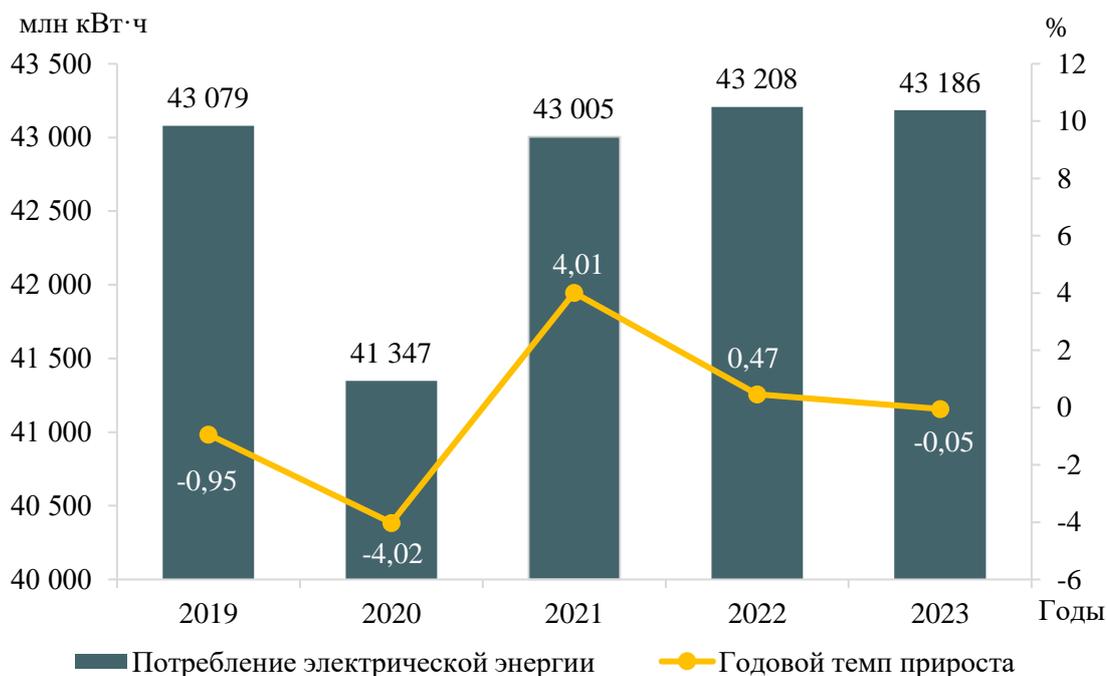


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста

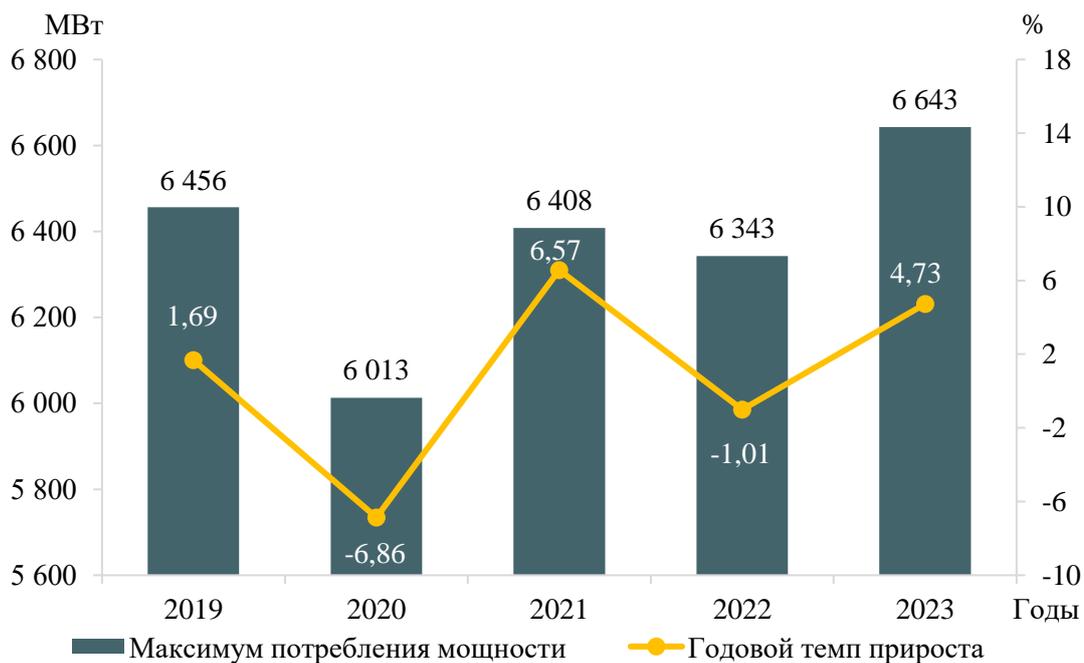


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Свердловской области снизилось на 304 млн кВт·ч и составило в 2023 году 43186 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,14 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,01 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 4,02 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области вырос на 294 МВт и составил 6643 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,91 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,57 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления на предприятиях металлургического производства; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 6,86 %, что было обусловлено влиянием карантинных ограничений.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области был зафиксирован в 1989 году в размере 7713 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями обрабатывающих производств: рост потребления в металлургическом производстве и снижение потребления в производстве химических веществ;
- ростом потребления в сфере услуг;
- снижением потребления объектами железнодорожного транспорта и трубопроводного транспорта;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Свердловской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Свердловской области приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Кемпинг от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Школьная с отпайками	ПАО «Россети Урал»	2019	3,46 км
2	220 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ РММЗ от КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз II цепь с отпайкой на ПС Ревда	АО «НЛМК-Урал»	2019	0,81 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	220 кВ	КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз I цепь с отпайкой на ПС Ревда. Вынос участка ЛЭП от опор № 2 и № 3 на новую опору № 2а (отпаечную) для строительства отпайки на вновь строящуюся ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2019	1,08 км
4	220 кВ	КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз II цепь с отпайкой на ПС Ревда. Вынос участка ЛЭП от опор № 2 и № 3 на новую опору № 2а (отпаечную) для строительства отпайки на вновь строящуюся ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2019	1,08 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Известь от ВЛ 110 кВ Кадниковская – Свобода	ПАО «Россети Урал»	2020	2,08 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Кемпинг от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками	ПАО «Россети Урал»	2020	3,46 км
7	220 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ РММЗ от КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз I цепь с отпайкой на ПС Ревда	АО «НЛМК-Урал»	2020	0,77 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полиметалл от ВЛ 110 кВ Краснотурьинск – Воронцовский ГОК с отпайками	ПАО «Россети Урал»	2021	2,2 км
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полиметалл от ВЛ 110 кВ Серов – Воронцовский ГОК с отпайками	ПАО «Россети Урал»	2021	2,15 км
10	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сибирская – Новокольцовская с отпайкой на ПС Лечебная. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Новокольцовская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Сибирская – Новокольцовская с отпайкой на ПС Лечебная и КВЛ 110 кВ Южная – Новокольцовская с отпайкой на ПС Загородная	ПАО «Россети Урал»	2022	10,61 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	КВЛ 110 кВ Южная – Новокольцовская с отпайкой на ПС Загородная. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Новокольцовская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Сибирская – Новокольцовская с отпайкой на ПС Лечебная и КВЛ 110 кВ Южная – Новокольцовская с отпайкой на ПС Загородная	ПАО «Россети Урал»	2022	10,61 км
12	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь №2	АО «Уралэлектромедь»	2023	3,08 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Качканар	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2019	40 МВА
3	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Горный Щит	АО «ЕЭСК»	2020	25 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Известь	ООО «Известь Сысерти»	2020	16 МВА
5	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Калья	ПАО «Россети Урал»	2020	2×25 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кемпинг	ПАО «Россети Урал»	2020	10 МВА
7	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2020	40 МВА
8	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Горный Щит	АО «ЕЭСК»	2021	2×40 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Полиметалл	ПАО «Россети Урал»	2021	2×10 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Центральная котельная	ПАО «Россети Урал»	2021	25 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Шпагатная	ПАО «Россети Урал»	2021	25 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Первомайская	ПАО «Россети»	2021	25 МВА
13	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Коксовая	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	2021	63 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Арти	ПАО «Россети Урал»	2021	16 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Сибирская	АО «ЕЭСК»	2021	25 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ЦРП БАЗа	АО «РУСАЛ Урал»	2022	16 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Кожевино	ПАО «Россети Урал»	2022	6,3 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Новокольцовская	ПАО «Россети Урал»	2022	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
19	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Пластмасс	ПАО «Россети Урал»	2023	15 МВА
20	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Свобода	ПАО «Россети Урал»	2023	16 МВА
21	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Шпагатная	ПАО «Россети Урал»	2023	2×40 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Свердловской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и внеочередного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-6,5
	19.06.2019	16,0
2020	16.12.2020	-7,2
	17.06.2020	17,6
2021	15.12.2021	-5,3
	16.06.2021	24,2
2022	21.12.2022	-16,8
	15.06.2022	18,8
2023	11.12.2023 ¹⁾	-31,8
	20.12.2023	-3,2
	21.06.2023	7,8

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день внеочередного замера.

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Урал»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Урал» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Тугулым	110	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	6,3	1972	82	3,53	3,52	2,74	2,76	3,60	2,93	0,94	1,39	1,06	1,63	0
		10			3,53				3,52	2,74	2,76	3,60	2,93	0,94	1,39	1,06	1,63		
		110	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	10	1973	86	5,19	5,58	5,24	5,77	5,57	1,26	1,89	2,92	3,36	3,50	
		10			5,19				5,58	5,24	5,77	5,57	1,26	1,89	2,92	3,36	3,50		
2	ПС 110 кВ Свобода	110	Т-1 ²⁾	ТДТН-10000/110/35/10	110	10	1966	77	8,00	8,14	8,05	9,02	0 ¹⁾	4,18	4,15	4,70	5,00	5,93	0
		10			8,00				8,14	8,05	9,02	0 ¹⁾	4,18	4,15	4,70	5,00	1,64		
		110	Т-2 ³⁾	ТДН-16000/110/10	110	10	2005	96	–	–	–	–	12,23 ¹⁾	–	–	–	–	–	0
		10			–				–	–	–	12,23 ¹⁾	–	–	–	–	–		
3	ПС 110 кВ Сысерть	110	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	10	1986	87	7,19	7,69	7,79	8,03	9,30 ¹⁾	4,72	4,67	4,61	4,81	5,60	0
		10			7,19				7,69	7,79	8,03	9,30 ¹⁾	4,72	4,67	4,61	4,81	1,68		
4	ПС 110 кВ Логиново	110	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	10	1989	77	4,73	6,82	5,24	6,15	6,49	2,80	2,79	0	3,26	3,60	0
		10			4,73				6,82	5,24	6,15	6,49	2,80	2,79	0	3,26	3,60		
		110	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	10	1991	78	6,51	6,69	6,52	7,67	8,44	3,02	2,60	6,48	2,60	4,19	
		10			6,51				6,69	6,52	7,67	8,44	3,02	2,60	6,48	2,60	4,19		
5	ПС 110 кВ Монтажная	110	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	16	1987	73	3,62	3,17	0	4,78	6,23 ¹⁾	2,35	2,00	2,23	8,59	3,82	0 / 1,07 ⁴⁾
		10			3,62				3,17	0	4,78	6,23 ¹⁾	2,35	2,00	2,23	8,59	3,82		
		110	Т-2	ТДН-16000/110/10	110	16	1987	68	8,21	9,29	14,08	11,75	14,20 ¹⁾	5,10	4,71	5,26	0	7,59	
		10			8,21				9,29	14,08	11,75	14,20 ¹⁾	5,10	4,71	5,26	0	7,59		

Примечания

- ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день внеочередного замера.
- ²⁾ Трансформатор Т-1 в нормальной схеме находится в резерве.
- ³⁾ Трансформатор Т-2 установлен временно, в нормальной схеме находится в работе.
- ⁴⁾ Приведены объемы перевода нагрузки до и после реконструкции ПС 110 кВ Волна и распределительной сети 10 кВ.

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Тугулым	Т-1	ТМН-6300/110/10	1972	82	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1973	86	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Свобода	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1966	77	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	2005	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Сысерть	Т-1	ТДН-10000/110/10	1986	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Логиново	Т-1	ТДН-10000/110/10	1989	77	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1991	78	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Монтажная	Т-1	ТДН-16000/110/10	1987	73	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1987	68	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Тугулым	2023 / зима	9,17	ПС 110 кВ Тугулым	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,01	0	–	0,001	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171
2	ПС 110 кВ Свобода	2023 / зима	12,23	ПС 110 кВ Свобода	ТУ на ТП менее 670 кВт (78 шт.)			2025	3,236	0,208	–	0,303	12,55	12,55	12,55	12,55	12,55	12,55
3	ПС 110 кВ Сысерть	2023 / зима	9,3	ПС 110 кВ Сысерть	ТУ на ТП менее 670 кВт (36 шт.)			2025	1,496	0,185	–	0,131	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44	9,44

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
4	ПС 110 кВ Логиново	2023 / зима	14,93	ПС 110 кВ Логиново	ООО «АБСК-Системы утепления»	12.07.2022	5400062280	2025	1,9	1,0	10	0,72	15,94	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95
				ПС 110 кВ Логиново	ТУ на ТП менее 670 кВт (113 шт.)			2025	2,244	0,053	–	0,219						
				ПС 110 кВ Логиново	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2026	0,15	0	0,4	0,015						
5	ПС 110 кВ Монтажная	2023 / зима	20,43	ПС 110 кВ Монтажная	АО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	8500010372	26.04.2019	2025	4,0	0	10	2,8	25,27	25,35	25,35	25,35	25,35	25,35
				ПС 110 кВ Монтажная	ООО «Эс-Вэ-Икс Лоджистикс»	5400054829	15.07.2021	2025	1,2	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Монтажная	ООО «Эс-Вэ-Икс Лоджистикс»	5400069766	02.08.2023	2025	1,2	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Монтажная	ТУ на ТП менее 670 кВт (41 шт.)			2025	5,495	0,479	–	0,502						
				ПС 110 кВ Монтажная	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2026	0,865	0,17	–	0,07						

ПС 110 кВ Тугулым.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 9,17 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 124,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,0011 МВА). Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1) перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,17 + 0,0011 + 0 - 0 = 9,1711 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 124,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тугулым ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Тугулым расчетный объем ГАО составит 1,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,17 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Свобода, ПС 110 кВ Сысерть.

Электроснабжение потребителей города Сысерти и прилегающих территорий осуществляется от двух взаиморезервируемых ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть.

По данным ПАО «Россети Урал», трансформатор Т-2 ПС 110 кВ Свобода установлен временно на период подготовки и проведения закупочных процедур по приобретению оборудования для снижения рисков отключения потребителей в осенне-зимний период. Параллельная работа трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Свобода допустима только на время перевода электроснабжения нагрузки с одного трансформатора на другой. В нормальной схеме на ПС 110 кВ Свобода в работе находится трансформатор Т-2.

Согласно данным в таблицах 8, 9, суммарная фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть за отчетный период выявлена во внеочередной зимний замер 2023 года (11.12.2023) и составила 21,53 МВА (нагрузка ПС 110 кВ Свобода – 12,23 МВА, нагрузка ПС 110 кВ Сысерть – 9,3 МВА). При отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки на данной ПС. Отключенную нагрузку на ПС 110 кВ Сысерть возможно оперативно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода. Перевод нагрузки между ПС 110 кВ Сысерть и ПС 110 кВ Свобода возможен только в полном объеме. Загрузка временно установленного Т-2 ПС 110 кВ Свобода в таком случае составит 107,7 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Свобода. При отключении на ПС 110 кВ Свобода трансформатора Т-2 и включении трансформатора Т-1 загрузка Т-1 ПС 110 кВ Свобода составит 101,9 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора, загрузка Т-1 ПС 110 кВ Сысерть составит 77,5 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 ПС 110 кВ Свобода и Т-1 ПС 110 кВ Сысерть при ТНВ -29 °С (для Полевского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Свобода при аналогичных условиях составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. Перевод нагрузки между ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть возможен только в полном объеме, частичный перевод нагрузки между ПС 110 кВ невозможен.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Свобода планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,24 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,32 МВА), к ПС 110 кВ Сысерть – 1,5 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов (Т-1 или временно установленного Т-2, не работающих параллельно) ПС 110 кВ Свобода согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 12,23 + 0,32 + 0 - 0 = 12,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении на ПС 110 кВ Свобода трансформатора Т-2 и включении трансформатора Т-1 нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Свобода составит 104,6 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора ПС 110 кВ Сысерть согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,3 + 0,14 + 0 - 0 = 9,44 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов (Т-1 или временно установленного Т-2, не работающих параллельно) ПС 110 кВ Свобода с учетом переведенной нагрузки ПС 110 кВ Сысерть согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,23 + 0,32 + 9,44 - 0 = 21,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Свобода с учетом переведенной нагрузки ПС 110 кВ Сысерть составит 110,0 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Свобода.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть расчетный объем ГАО составит 1,99 МВА, в случае отключения на ПС 110 кВ Свобода трансформатора Т-2 и включения Т-1 – 9,99 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть взамен временно установленного трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Свобода рекомендуется установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода мощностью не менее 12,55 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, а также реконструкция РУ 10 кВ ПС 110 кВ Свобода для обеспечения возможности параллельной работы трансформаторов Т-1 и Т-2. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Свобода рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,55 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода мощностью 16 МВА и замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Логиново.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 14,93 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося

в работе трансформатора составит 128,0 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,29 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 1,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,93 + 1,02 + 0 - 0 = 15,95 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Логиново ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Логиново расчетный объем ГАО составит 4,29 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,95 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Монтажная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена во внеочередной зимний замер 2023 года (11.12.2023) и составила 20,43 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,4 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29 °С (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. После реконструкции ПС 110 кВ Волна в 2024 году с заменой трансформаторов мощностью 2×16 МВА на 2×25 МВА и реконструкции распределительной сети 10 кВ, обеспечивающей возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Волна

на смежный центр питания – ПС 110 кВ Патруши, возможен перевод нагрузки ПС 110 кВ Монтажная в объеме 1,07 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,76 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,43 + 4,92 + 0 - 1,07 = 24,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Монтажная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Монтажная расчетный объем ГАО составит 5,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.1.2 АО «Екатеринбургская электросетевая компания»

Рассмотрены предложения АО «Екатеринбургская электросетевая компания» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Алмазная	110	Т-1	ТМН-6300/110/10	115	6,3	1987	84	4,70	4,31	5,11	4,15	5,05 ¹⁾	2,93	2,76	2,97	3,22	3,21	0,43
		10			10,5	6,3			4,70	4,31	5,11	4,15	5,05 ¹⁾	2,93	2,76	2,97	3,22	3,21	
		110	Т-2	ТМН-6300/110/10	115	6,3	1987	77	4,41	4,68	3,5	5,32	6,33 ¹⁾	3,82	2,60	3,72	3,20	4,50	
		10			10,5	6,3			4,41	4,68	3,5	5,32	6,33 ¹⁾	3,82	2,60	3,72	3,20	4,50	
2	ПС 110 кВ Керамик	110	Т-1	ТДНГ-10000/110/6	115	10	1988	75	4,84	5,76	6,09	6,16	7,31 ¹⁾	4,41	2,58	4,36	5,50	5,13	0,32
		6			6,3	10			4,84	5,76	6,09	6,16	7,31 ¹⁾	4,41	2,58	4,36	5,50	5,13	
		110	Т-2	ТДН-10000/110/6	115	10	1985	76	7,46	7,29	7,32	5,88	7,64 ¹⁾	6,74	4,75	6,18	5,54	5,62	
		6			6,3	10			7,46	7,29	7,32	5,88	7,64 ¹⁾	6,74	4,75	6,18	5,54	5,62	

Примечание – ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день внеочередного замера.

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Алмазная	Т-1	ТМН-6300/110/10	1987	84	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1987	77	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Керамик	Т-1	ТДНГ-10000/110/6	1988	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/6	1985	76	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Алмазная	2023 / зима	11,38	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «СЗ «АртСтрой»	25.08.2023	56743	2025	6,95133	0	0,4	2,7805	14,59	14,59	16,69	16,69	16,69	16,69
				ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Нижнеисетский пруд»	29.12.2020	42521	2027	4,5072	0	10	1,8029						
				ПС 110 кВ Алмазная	МКУ «Управление капитального строительства города Екатеринбурга»	15.06.2023	56131	2025	0,9	0	0,4	0,18						
				ПС 110 кВ Алмазная	АО «Корпорация «Атомстройкомплекс»	07.02.2014	13448	2027	0,8767	0,5054	10	0,1485						
				ПС 110 кВ Алмазная	ТУ на ТП менее 670 кВт (25 шт.)			2025	0,706	0	–	0,0706						
2	ПС 110 кВ Керамик	2023 / зима	14,95	ПС 110 кВ Керамик	ООО «СЗ «РИВЬЕРА-ИНВЕСТ-Екб»	12.12.2022	44780	2026	4,8511	2,0	6	1,1404	17,3	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
				ПС 110 кВ Керамик	ОАО спецмонтажных работ на объектах агрокомплекса «Агроспецмонтаж»	26.01.2024	59397	2026	4,2	0	6	1,68						
				ПС 110 кВ Керамик	ОАО по механизации работ на транспортном строительстве «Трансстроймеханизация»	08.11.2019	31652	2025	4,0	0	6	1,60						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Керамик	ООО «ГК Виктория» смена заявителя по ДС 12.12.2019 ООО «СЗ «Виктория Эстейт»	17.08.2021	35240	2025	1,18	0,63	6	0,22						
				ПС 110 кВ Керамик	ТУ на ТП менее 670 кВт (120 шт.)			2025	3,671	0	–	0,367						
				ПС 110 кВ Керамик	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2026	0,56	0	–	0,056						

ПС 110 кВ Алмазная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена во внеочередной зимний замер 2023 года (11.12.2023) и составила 11,38 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20 °С (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,43 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 10,95 МВА (144,8 % от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,94 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,38 + 5,31 + 0 - 0,43 = 16,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 215,1 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алмазная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Алмазная расчетный объем ГАО составит 8,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,26 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Екатеринбургская электросетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Керамик.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена во внеочередной зимний замер 2023 года (11.12.2023) и составила 14,95 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,32 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 14,63 МВА (121,9 % от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,46 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 2,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,45 МВА).

Согласно информации от АО «Екатеринбургская электросетевая компания» в соответствии с ТУ на ТП ОАО спецмонтажных работ на объектах агрокомплекса «Агроспецмонтаж» (от 26.01.2024 № 218-206-8-2024 заявленной мощностью 4,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,95 + 5,45 + 0 - 0,32 = 20,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 167,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Керамик ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Керамик расчетный объем ГАО составит 8,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,08 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Екатеринбургская электросетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории Свердловской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Свердловской области, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Свердловской области приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Свердловской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	1×250 МВА	2025	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТГ1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	1×250 МВА	2025	ПАО «Россети»
3	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ, АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый, АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	3×125 МВА	2026	ПАО «Россети»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	1×40 МВА	2024	ПАО «Россети Урал»

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Свердловской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Свердловской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	АО «Святогор» (расширение производства)	АО «Святогор»	5,0	44,0	110	2024	ПС 500 кВ Тагил ПС 110 кВ Верхняя Тура
2	Металлургическое производство	ООО «Формат-ЕК»	0,0	34,5	110	2024	ПС 110 кВ Алапаевск
3	Жилой квартал 16 в планировочном районе «Академический» города Екатеринбурга	АО Специализированный Застройщик «РСГ-Академическое»	0,0	19,1	0,4	2024 2029	ПС 220 кВ Рябина
4	АО «ЕВРАЗ НТМК»	АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат»	81,5	16,0	110	2025	ПС 110 кВ ПВС ПС 110 кВ НТМК
5	Жилой квартал «Екатеринбург-Сити»	АО «СЗ «УГМК-Макаровский»	0,0	12,5	10	2024 2026 2027 2029	ПС 110 кВ ВИЗ
6	Металлургическое производство	АО «Верхнетуринский машиностроительный завод»	5,5	10,4	110	2024	ПС 110 кВ Ролик

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	43117	45140	46016	46806	47212	47412	47670
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2023	876	790	406	200	258
Годовой темп прироста, %	–	4,69	1,94	1,72	0,87	0,42	0,54

Потребление электрической энергии по энергосистеме Свердловской области прогнозируется на уровне 47670 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,42 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 2023 млн кВт·ч или 4,69 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 200 млн кВт·ч или 0,42 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области представлено на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области обусловлена следующими основными факторами:

- развитием действующих предприятий обрабатывающей промышленности, наибольший прирост потребления ожидается в металлургическом и машиностроительном производствах;
- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	6563	6646	6760	6850	6884	6943	6984
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	83	114	90	34	59	41
Годовой темп прироста, %	–	1,26	1,72	1,33	0,50	0,86	0,59
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6570	6792	6807	6833	6858	6829	6826

Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области к 2030 году прогнозируется на уровне 6984 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,72 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 114 МВт или 1,72 %, что обусловлено ростом электропотребления в металлургическом производстве и строительстве, наименьший прирост мощности ожидается в 2028 году и составит 34 МВт или 0,50 %.

На перспективу прогнозируется незначительное уплотнение годового режима потребления электрической энергии, что объясняется вводом объектов с полунепрерывным и непрерывным циклом работы. Число часов использования максимума прогнозируется к 2030 году на уровне 6826 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

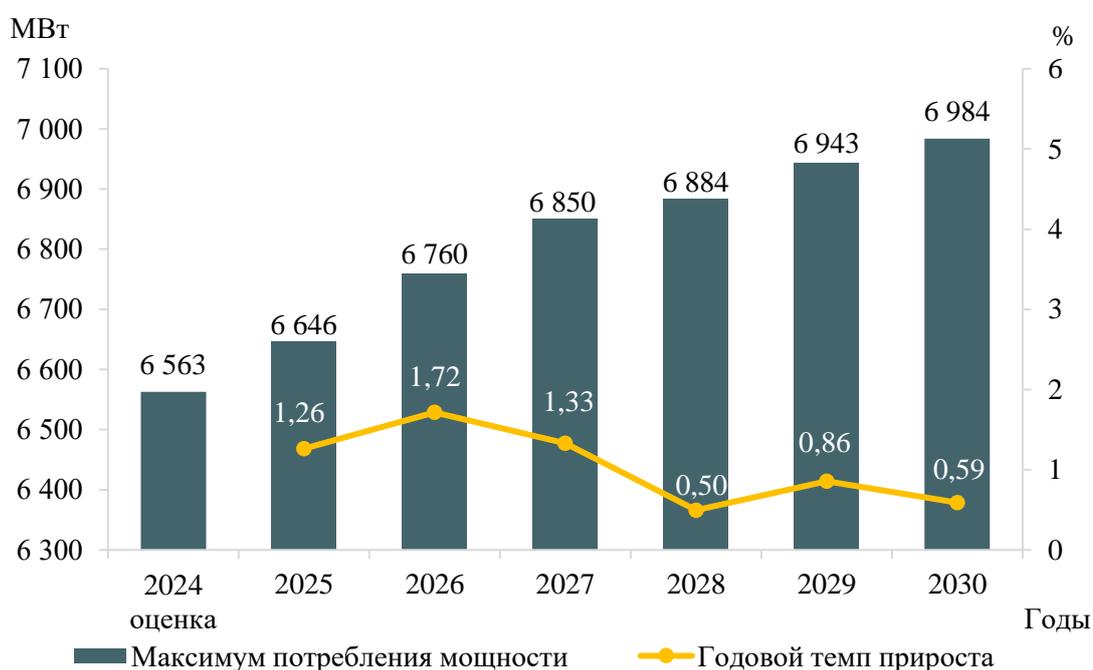


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области в 2024 году ожидаются в объеме 19,9 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Свердловской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	19,9	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	19,9	–	–	–	–	–	–	–

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 50 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области в 2030 году составит 10672,4 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Свердловской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области представлена в таблице 19. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области представлена на рисунке 7.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	10622,4	10642,4	10657,4	10672,4	10672,4	10672,4	10672,4
АЭС	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
ТЭС	9130,4	9150,4	9165,4	9180,4	9180,4	9180,4	9180,4

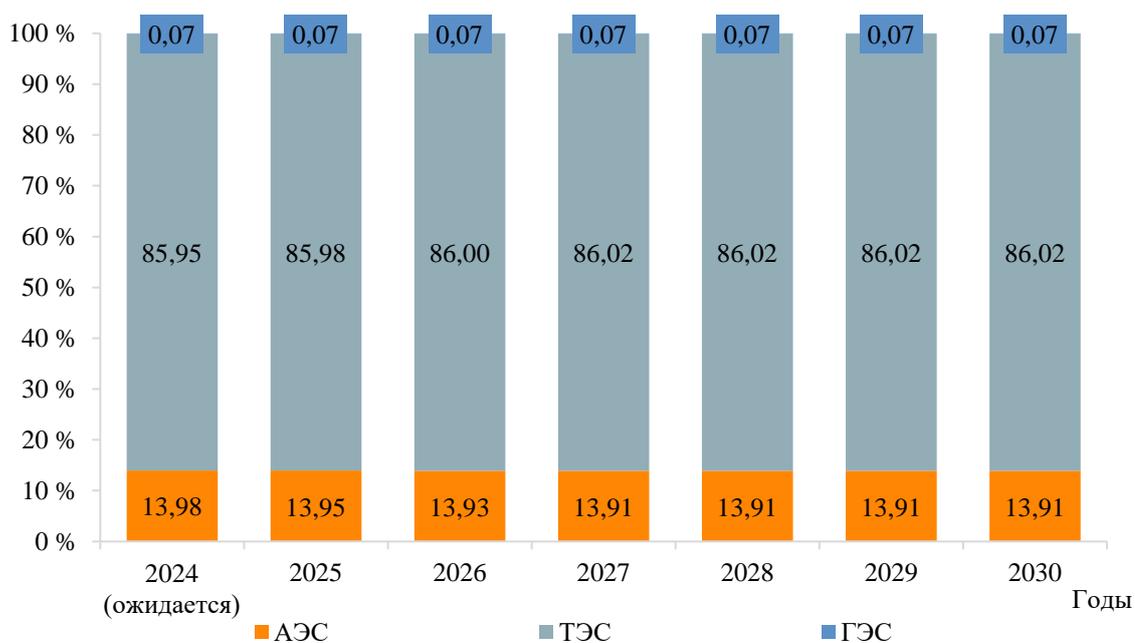


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Свердловской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Свердловской области не требуются.

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Свердловской области

В таблице 20 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Свердловской области.

Таблица 20 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Свердловской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Реконструкция ПС 110 кВ Пышма с переносом ПС на новое место размещения и заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ, Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на три трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 1,088 км	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	3×40	–	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Уралэлектромедь»	АО «Уралэлектромедь»	21,63	0
				км	1,088	–	–	–	–	–	1,088					
2	Реконструкция ПС 110 кВ Подволошная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 3,151 км	ОАО «РЖД» ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СТИЛ»	АО «СТИЛ»	2,36	6,64
				км	3,151	–	–	–	–	–	3,151					
3	Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь с включением в работу второй цепи	ПАО «Россети Урал», ОАО «РЖД»	110	км	0,06	–	–	–	–	–	–	0,06	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	72,24	2,5
4	Реконструкция ПС 110 кВ Волковская с переносом ПС на новое место размещения и заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Святогор»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Святогор»	АО «Святогор»	5,0	44,0
				км	2×7,315	–	–	–	–	–	14,63					
5	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ В.Тура – Тагил 1, 2 с отпайками до ПС 110 кВ Волковская ориентировочной протяженностью 7,315 км каждая		110	км	2×7,315	–	–	–	–	–	–	14,63				
6	Строительство ПС 110 кВ Сфера с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Формат-ЕК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Формат-ЕК»	ООО «Формат-ЕК»	–	34,5
7	Строительство двух КВЛ 110 кВ Алапаевск – Сфера ориентировочной протяженностью 3 км каждая		110	км	2×2,2 2×0,8	–	–	–	–	–	–	6,0				
8	Строительство участка ВЛ 110 кВ 132 км – Алапаевск с отпайкой на ПС Деевская до ПС 110 кВ Сфера ориентировочной протяженностью 2,63 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	2,55 0,08	–	–	–	–	–	–	2,63				
9	Строительство ПС 110 кВ ПС-19 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	АО «ЕВРАЗ КГОК»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ЕВРАЗ КГОК»	АО «ЕВРАЗ КГОК»	23,6	2,2
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 9, 10 до ПС 110 кВ ПС-19 ориентировочной протяженностью 8,9 км каждая		110	км	2×8,9	–	–	–	–	–	–	17,8				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
11	Реконструкция ПС 110 кВ Переходная с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «ЦЖС», физ. лицо, АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-Урал», ООО «СЗ «ФОРТИС 1», ООО «СЗ «Астра-Запад 2», ООО «СЗ «Инициатива»	ООО «СЗ «ЦЖС», физ. лицо, АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-Урал», ООО «СЗ «ФОРТИС 1», ООО «СЗ «Астра-Запад 2», ООО «СЗ «Инициатива»	–	4,9
12	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская-1, 2 до ПС 110 кВ Переходная ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая		110	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4				4,8
13	Реконструкция ПС 220 кВ Рябина с заменой трансформаторов ТЗ 110/20 кВ и Т4 110/20 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×63	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СЗ «РСГ-Академическое»	АО «СЗ «РСГ-Академическое»	–	19,066	
14	Реконструкция ПС 110 кВ Сибирская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «ЕЭСК»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Деловой Квартал Девелопмент», ООО «ГрадСтрой», ООО «СЗ «Астон. Реформа», ООО «СЗ «База Куйбышева», ООО «СЗ «Деловой Квартал Девелопмент», ООО «СЗ «Страна Е Маяковского»	ООО «СЗ «Деловой Квартал Девелопмент», ООО «ГрадСтрой», ООО «СЗ «Астон. Реформа», ООО «СЗ «База Куйбышева», ООО «СЗ «Деловой Квартал Девелопмент», ООО «СЗ «Страна Е Маяковского»	–	4,99	
15	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО специмонтажных работ на объектах агрокомплекса «Агроспецмонтаж»	ОАО специмонтажных работ на объектах агрокомплекса «Агроспецмонтаж»	2,328	4,2	
16	Реконструкция ПС 110 кВ Волна с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Сима-Инвест», ИП Симановский Андрей Моисеевич	ООО «Сима-Инвест», ИП Симановский Андрей Моисеевич	–	4,9	
																	4,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Н.Исетская – Южная 1, 2 с отпайками (на участке от ПС 500 кВ Южная до отпайки на ПС 110 кВ Волна) ориентировочной протяженностью 1,05 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Урал»	110	км	–	–	2×1,05	–	–	–	–	2,1	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Сима-Инвест»	ООО «Сима-Инвест»	–	4,9

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТГ1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	Реновация основных фондов
3	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ, АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый, АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	Реновация основных фондов
4	Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Реновация основных фондов

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Логиново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Монтажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО спецмонтажных работ на объектах агрокомплекса «Агроспецмонтаж»

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Свердловской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утверждённых приказом Минэнерго России от 16.11.2023 № 4@ инвестиционной программы ПАО «Россети Урал» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Урал», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 26@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Урал» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 18.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 24@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Екатеринбургская электросетевая компания» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 02.12.2019 № 17@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 36@;

6) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Екатеринбургская электросетевая компания» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 02.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Свердловской области осуществляют свою деятельность 22 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Урал» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 67 % в суммарной НВВ сетевых организаций Свердловской области) и АО «Облкоммунэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 12 % в суммарной НВВ сетевых организаций Свердловской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Свердловской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Постановления Региональной энергетической комиссии Свердловской области от 27.12.2019 № 274-ПК, от 29.12.2020 № 272-ПК и от 29.12.2023 № 266-ПК.

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

В соответствии с основным методом регулирования отдельных основных ТСО НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11 % и сроков возврата инвестиций – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год постановлением региональной энергетической комиссии Свердловской области от 28.11.2022 № 240-ПК «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Свердловской области» (в редакции от 29.12.2023 № 267-ПК) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Свердловской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Свердловской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Свердловской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Свердловской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	4,5 %	1,9 %	1,6 %	0,9 %	0,4 %	0,5 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Свердловской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Свердловской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	4558	4663	4306	3597	3201	3201
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	130	581	604	396	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	3657	4352	6491	3268	3268	3268

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 26 и на рисунке 8.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	55,4	59,5	63,2	66,3	69,2	72,4
НВВ	млрд руб.	57,4	63,5	66,7	67,2	68,2	68,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,0	4,01	3,5	0,9	-1,0	-3,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,29	2,42	2,53	2,63	2,73	2,84
Среднегодовой темп роста	%	–	106	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,38	2,58	2,67	2,66	2,69	2,70
Среднегодовой темп роста	%	–	109	103	100	101	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,08	0,16	0,14	0,03	-0,04	-0,14

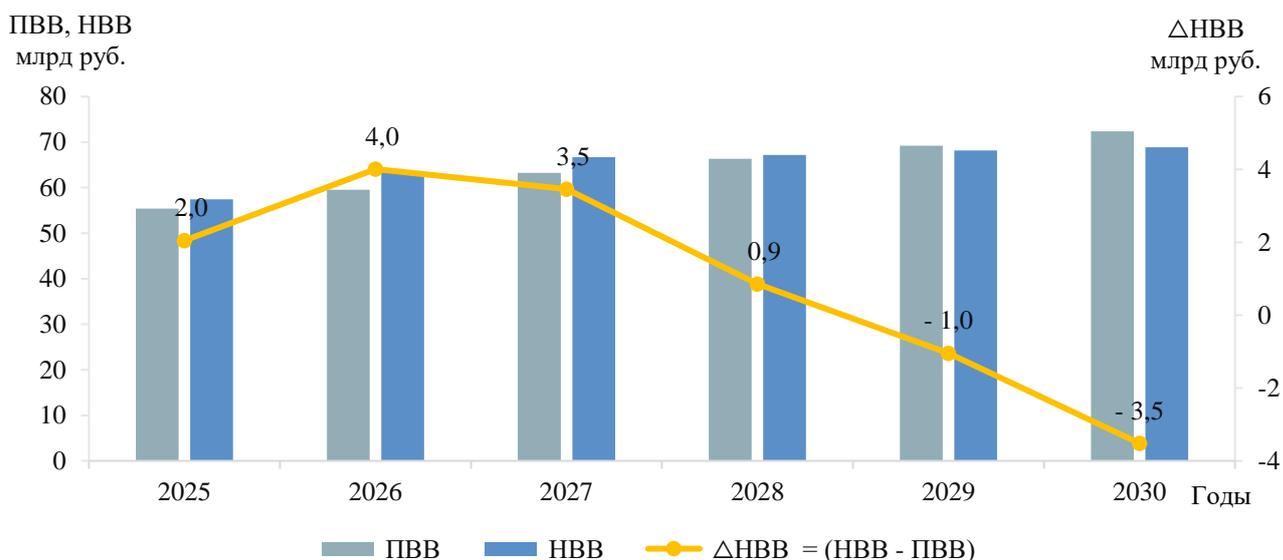


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования в случае снижения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 24,1–56,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

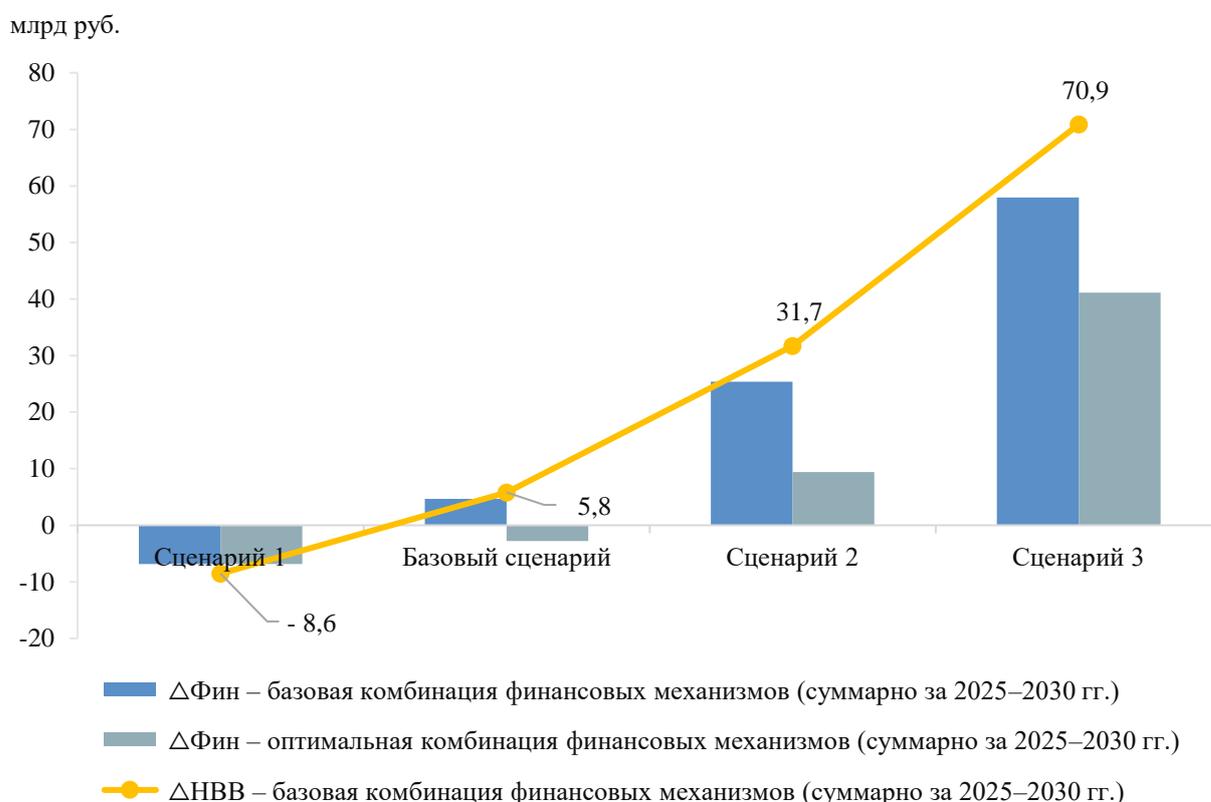


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Свердловской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	33 %	69 %	72 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования в Базовом сценарии (таблица 27) и снижение дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) за счет изменения финансовых механизмов при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Свердловской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Свердловской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

– выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

– сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Свердловской области оценивается в 2030 году в объеме 47670 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,42 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области к 2030 году увеличится и составит 6984 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,72 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6792–6858 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области в 2024 году ожидаются в объеме 19,9 МВт на ТЭС. В период 2025–2030 годов вводы новых генерирующих мощностей не планируются.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2025–2030 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, предусматривается в объеме 50 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области в 2030 году составит 10672,4 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Свердловской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Свердловской области.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 47,859 км, трансформаторной мощности 1955 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 30.08.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 30.08.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 30.08.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 30.08.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 30.08.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 30.08.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 30.08.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Свердловской области														
Верхотурская ГЭС	ПАО «Т Плюс»			–										
		1	Ф-123 ВБ-160		2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
		2	Ф-123 ВБ-160		2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
		3	123-ВБ-160		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0		
Белоярская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		3	БН-600		600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	
		4	БН-800	885,0	885,0	885,0	885,0	885,0	885,0	885,0	885,0	885,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0		
Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, мазут, уголь кузнецкий, экибастузский										
		9	К-200(215)-130-1М1		205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	
		10	К-220-12,8-М		205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	
		11	К-205-130		205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	
		12	ПГУ-420	447,2	447,2	447,2	447,2	447,2	447,2	447,2	447,2	447,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1062,2	1062,2	1062,2	1062,2	1062,2	1062,2	1062,2	1062,2		
Рефтинская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»			Уголь экибастузский, свердловский, мазут										
		1	К-300-240		300,0	300,0	300,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	Модернизация в 2026 г.
		2	К-300-240		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		3	К-300-240		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		4	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	Модернизация в 2027 г.
		5	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		6	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		7	К-500-240-2		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		8	К-500-240-2		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		9	К-500-240-2		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		10	К-500-240-2	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3800,0	3800,0	3800,0	3815,0	3830,0	3830,0	3830,0	3830,0		
Серовская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, уголь экибастузский, кузнецкий										
		9	ПГУ-450		451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0		
Среднеуральская ГРЭС	ПАО «ЭЛС-Энерго»			Газ, мазут										
		6	Т-100-130		100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2025 г.
		7	Т-120/120-12,8-МО		100,0	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	Перемаркировка 28.05.2024
		8	Р-38-130/34		38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	
		9	К-310-240-1		310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	
		10	Т-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		11	Т-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		12	ПГУ-410	419,0	419,0	419,0	419,0	419,0	419,0	419,0	419,0	419,0		
		21	ТГУ-11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1578,5	1575,7	1595,7	1595,7	1595,7	1595,7	1595,7	1595,7		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание			
					Установленная мощность (МВт)											
Нижнетуринская ГРЭС	ПАО «Т Плюс»			Газ, уголь экибастузский, мазут												
		1	ПГУ-230		242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0				
		2	ПГУ-230		242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0			
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–			
Качканарская ТЭЦ	АО «ЕВРАЗ КГОК»			Газ, мазут												
		1	ПР-25-90/10/1,2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0				
		2	ПР-25-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0				
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–			
Первоуральская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут												
		2	Р-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
		3	Р-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
		4	Р-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
		5	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–			
Свердловская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут												
		2	ПР-12-34-10/1,0		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0				
		5	ПР-12-35-11/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0				
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–			
Красногорская ТЭЦ	АО «РУСАЛ Урал»			Газ, уголь экибастузский, мазут												
		1	Р-14-29/1,2		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0				
		2	Р-17-29/8		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0				
		4	Р-14-29/1,2		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0				
		5	Р-14-29/1,2		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0				
		6	Т-25-29/1,2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0				
		9	Р-17-29/8		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0				
			Р-20-29/8		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0				
		Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		Богословская ТЭЦ	АО «РУСАЛ Урал» (филиал «РУСАЛ Красноуральск»)				Газ, уголь свердловский									
1	Р-20-29/7			20,0	20,0	20,0		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0				
2	Р-20-29/7			20,0	20,0	20,0		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0				
3	Р-10-29/7			10,0	10,0	10,0		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0				
6	Т-33-31,5			33,0	33,0	33,0		33,0	33,0	33,0	33,0	33,0				
7	Р-41-31,5/1,7			41,0	41,0	41,0		41,0	41,0	41,0	41,0	41,0				
8	Р-6-31,5/7			6,0	6,0	6,0		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
10	Р-5,5-31,5/7			5,5	5,5	5,5		5,5	5,5	5,5	5,5	5,5				
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–			
Ново-Свердловская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут												
		1	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		2	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		3	ТР-110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		4	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		5	Т-117/120-130-5		117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0				
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–			

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ Нижнетагильского металлургического комбината	АО «ЕВРАЗ НТМК»			Газ природный, коксовый, доменный									
		1	ПТ-29/30-2,9/1,0		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
		2А	Р-6,7-2,9/1,4		6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	
		2Б	Р-6,7-2,9/1,4		6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	
		3	ПТ-30/40-2,9/1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		4	Р-11,5-2,9/0,7		11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	
		5	Р-12-8,9/3,0		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5Б	Р-12-90/31М-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
	6	ПТ-30-8,8	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0			
	7	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	
ТЭЦ АО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод»	АО «НПК «Уралвагонзавод»			Газ									
		1	ПТ-30/35-90/10/5		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		3	АТ-25-1		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	АП-25-2		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		5	Р-12-90/31М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ПР-25/30-90/10/0,9		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	
ТЭЦ Уральского турбомоторного завода (ТЭЦ ТМЗ)	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ МК Уралметпром	ЗАО «Межотраслевой Концерн «Уралметпром»			Газ, мазут									
		1	ПТ-25-90/10М		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
		2	ПР-25-90/10/0,9		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
		3	ПР-25-90/10/0,9		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	
Режевская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ АО «Синарская трубный завод»	АО «Синарская ТЭЦ»			Газ									
		4	Р-12-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	Р-12-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		6	Т-12-3,5/0,12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
ТЭЦ в г. Новоуральске	АО «РИР»			Газ									
		1	P-4,3-34/2,3		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	P-4,3-34/2,3		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	P-4,3-34/2,3		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	P-6-35/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	P-6-35/10М-1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Мини-ТЭЦ АО «СУМЗ»	АО «СУМЗ»			Газ									
		1	TCG2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	TCG2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	TCG2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	TCG2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		5	TCG2032 V16	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3		
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	
ПТУ ПАО «СУМЗ»	ООО «Штарк Энерджи Ревда»			Газ									
		1	C6.8-3.9(1.1)/0.5		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Богдановичская ТЭЦ	ООО «Богдановичская генерирующая компания»			Газ									
		1	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
Академическая ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			–									
		1, 2	ПГУ-230		228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	
ГТЭС-4 АРП Сысерть	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»			Газ									
		1	ГТУ-4П		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
ГТЭС АРП Арамилъ	ООО «Газтехресурс»			Газ									
		1	ГТУ-4П		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Ревдинская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009 МЭ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	ГТ-009 МЭ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		3	ГТ-009 МЭ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		4	ГТ-009 МЭ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Невьянская ТЭС	АО «Невьянский цементник»			Газ									
		1	Wartsila 20V34SG		8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
		2	Wartsila 20V34SG		8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
		3	Wartsila 20V34SG	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	АО «Уралэлектромедь»			Газ									
		1	Quanto D1200		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
		2	Quanto D1200		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
Теплоэлектростанция АО «Уральская фольга»	АО «Уральская фольга»			Газ									
		1	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		6	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9		
Энергокомплекс г.Нижние Серги	АО «ПромСорт-Урал»			Газ									
		1	NWM TCG 2032BV16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
ТЭС ООО «Аггреко Евразия»	ООО «Аггреко Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3		
ТЭЦ Синергия	ООО «Синергия»			Газ									
		–	ПТУ-20			19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
Установленная мощность, всего		–	–	–		19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	
ТЭЦ ПАО «НМЗ»	ООО «Штарк Энерджи Серов»			Газ									
		1	MWM TCG2032 BV 16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		2	MWM TCG2032 BV 16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		3	MWM TCG2032 BV 16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		4	MWM TCG2032 BV 16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Энергоцентр «Березовский»	АО «ПромСорт-Урал»			Газ									
		1	CAT CG 170-20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Свердловской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	2025 ³⁾	Реновация основных фондов	358,10	357,99
2	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТГ1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	2025 ³⁾	Реновация основных фондов	352,06	351,95
3	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ, АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый, АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	2026 ³⁾	Реновация основных фондов	2 458,14	2 443,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	53,12	51,83
5	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	594,02	572,10
6	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024	Реновация основных фондов	1 235,10	287,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
7	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	464,91	464,91
8	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	961,22	947,78
9	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Логиново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	358,18	358,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
10	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Монтажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	504,63	504,63

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в периоде, предшествующем году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации.

3³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.