

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи.....	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
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.....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
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	28
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	40
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	40
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	40
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	41
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы.....	42
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	42
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	45

3.3	Прогноз потребления электрической мощности	46
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	47
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы.....	50
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	50
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	50
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	54
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.....	56
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	59
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	60
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	62
7.1	Основные подходы.....	62
7.2	Исходные допущения	63
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	66
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	67
7.4	Оценка чувствительности экономических условий	69
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	71
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	72
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	73
	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	78

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	индивидуальный предприниматель
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
ОДЗ	–	область допустимых значений
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство

СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение 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	
АО «ЕВРАЗ КГОК»	325,4
ОАО «РЖД»	305,5
АО «ЕВРАЗ НТМК»	229,1
АО «ПНТЗ»	205,2
АО «Кузбассэнерго» (Рефтинская ГРЭС)	194,1
АО «СЗФ»	185,9
АО «НЛМК-Урал»	175,7
АО «СТЗ»	168,3
АО «УЭХК»	160,9
Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «ЭЛС-Энерго»	147,6
АО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод»	134,4
ПАО «Надеждинский металлургический завод»	130,3
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС»	118,6
Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» АО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация»	106,4
ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»	100,2
Более 50 МВт	
Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс» (Ново-Свердловская ТЭЦ, Нижнетуринская ГРЭС, Академическая ТЭЦ)	97,3
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Краснотурьинск»	91,7
АО «СУМЗ»	90,8
АО «Транснефть-Прикамье», АО «Транснефть-Сибирь»	82,6
ООО «ВИЗ-Сталь»	81,3
АО «СУБР»	71,2
ПАО «Ураласбест»	70,5
Филиал «Суходоложскцемент» ООО «СЛК Цемент»	66,8
АО «Невьянский цементник»	64,5
АО «СинТЗ»	58,8
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Каменск-Уральский»	57,7
АО «Уралэлектромедь»	56,5
ООО «Праксэа Рус»	52,8
Более 10 МВт	
ОАО «ВГОК»	47,4
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	45,0
ПАО «ОГК-2» (Серовская ГРЭС)	43,0
ОАО «НСММЗ» ф-л г.Березовский	41,5
ООО «РУСАЛ Кремний Урал»	39,2
АО «Святогор»	34,0
ОАО «НСММЗ» обособленное подразделение в г. Нижние Серги	38,1
ОАО «КУМЗ»	24,0
АО «Богословское рудоуправление»	22,3
ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	23,6

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Каменск-Уральский» (Красногорская ТЭЦ)	21,5
Филиал «ППМ» АО «Уралэлектромедь»	18,7
ПАО «КЗФ»	16,5
АО «Уральская фольга»	19,6
ООО «КриоГаз»	14,0
ООО «ФОРЭС»	10,3
Богдановичское ОАО «Огнеупоры»	10,8
АО «Туринский ЦБЗ»	10,6
АО «Золото Северного Урала»	10,3

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 01.01.2023 составила 10591,5 МВт, в том числе: АЭС – 1485,0 МВт, ГЭС – 7,0 МВт, ТЭС – 9099,5 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	10572,0	–	–	–	19,5	10591,5
АЭС	1485,0	–	–	–	–	1485,0
ГЭС	7,0	–	–	–	–	7,0
ТЭС	9080,0	–	–	–	19,5	9099,5

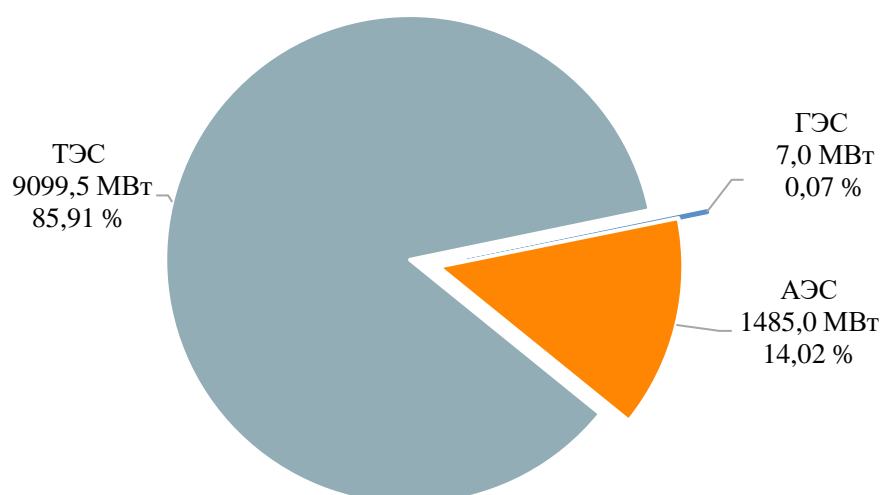


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	43490	43079	41347	43005	43208
Годовой темп прироста, %	1,44	-0,95	-4,02	4,01	0,47
Максимум потребления мощности, МВт	6349	6456	6013	6408	6343
Годовой темп прироста, %	-1,72	1,69	-6,86	6,57	-1,01
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6850	6673	6876	6711	6812
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	27.12 08:00	07.02 09:00	29.01 08:00	25.02 09:00	02.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,2	-24,1	-21,9	-22,2	-22,2

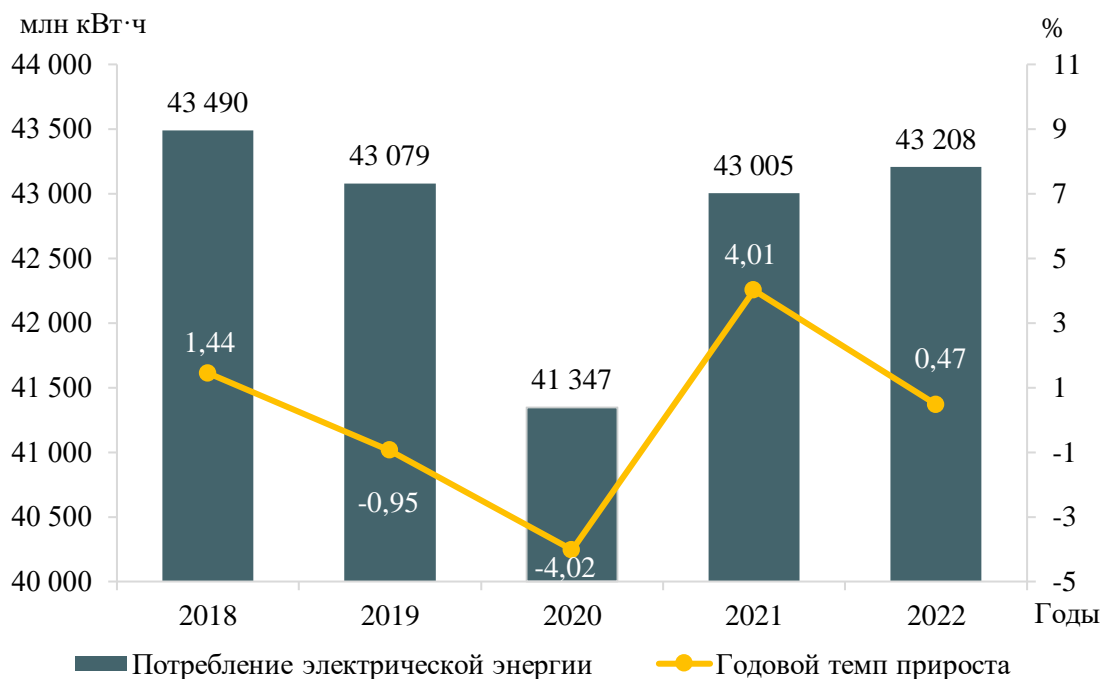


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста

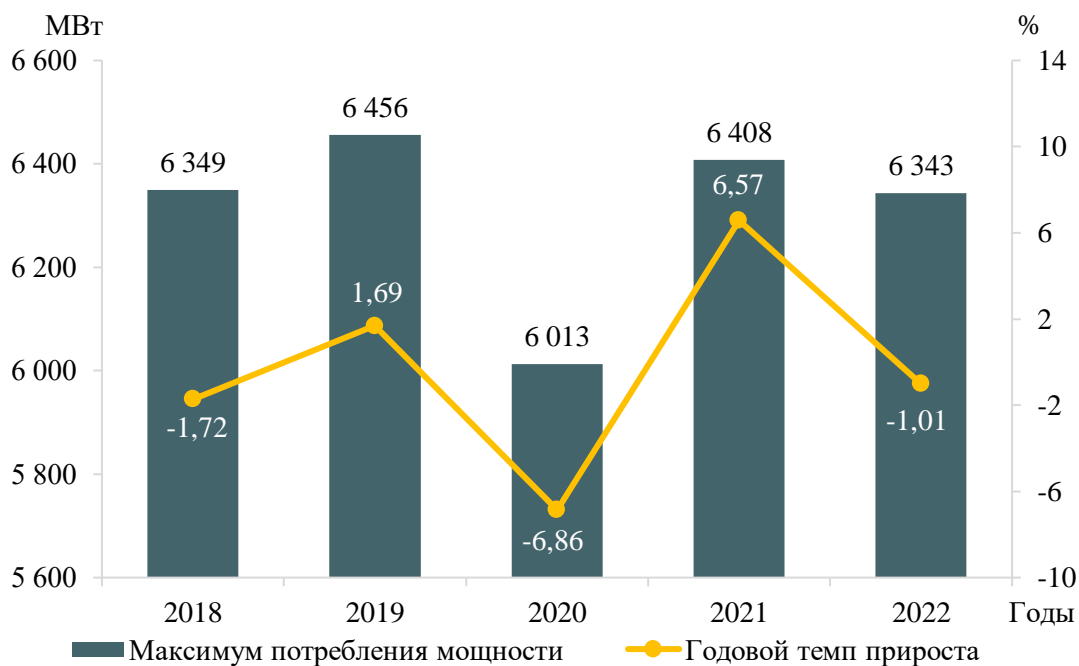


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Свердловской области увеличилось на 336 млн кВт·ч и составило в 2022 году 43208 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,16 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,01 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 4,02 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области снизился на 117 МВт и составил 6343 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,37 %.

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

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 в производстве химических веществ;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Свердловской области приведен в таблице 5.

Таблица 4 – 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
3	220 кВ	КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз I цепь с отпайкой на ПС Ревда. Вынос участка ЛЭП от опоры № 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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
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
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

Таблица 5 – 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

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-10,6
	20.06.2018	17,9
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

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

– для однострансформаторных 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 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, 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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
									1	ПС 110 кВ Волна	110	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	16	1996	67	7,87	
10	7,87	8,15	9,10	7,94	9,80	4,68	4,38	4,13	3,82		5,36								
110	Т-2	ТДН-16000/110/10	110	16	1996	67	10,12	9,27	10,94		10,94	10,77	3,96	5,18	7,88	6,80	5,14		
10			10,12				9,27	10,94	10,94		10,77	3,96	5,18	7,88	6,80	5,14			
2	ПС 110 кВ Тугулым	110	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	6,3	1972	69,8	3,55	3,53	3,52	2,74	2,76	1,325	2,932	0,94	1,39	1,06	0
10		3,55			3,53				3,52	2,74	2,76	1,325	2,932	0,94	1,39	1,06			
110		Т-2	ТДН-10000/110/10	110	10	1973	69,8	5,64	5,19	5,58	5,24	5,77	1,90	1,261	1,89	2,92	3,36		
10				5,64				5,19	5,58	5,24	5,77	1,90	1,261	1,89	2,92	3,36			
3	ПС 110 кВ Свобода	110	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	10	1966	62,3	7,644	7,998	8,14	8,05	9,02	4,95	4,18	4,15	4,696	4,997	0
10		7,644			7,998				8,14	8,05	9,02	4,95	4,18	4,15	4,696	4,997			
4	ПС 110 кВ Сысерть	110	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	10	1986	64,75	8,958	7,191	7,69	7,79	8,03	4,56	4,72	4,67	4,612	4,81	0
10		8,958			7,191				7,69	7,79	8,03	4,56	4,72	4,67	4,612	4,81			
5	ПС 110 кВ Логиново	110	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	10	1989	86,06	5,11	4,73	6,82	5,24	6,15	2,41	2,8	2,79	0,00	3,26	0
10		5,11			4,73				6,82	5,24	6,15	2,41	2,8	2,79	0,00	3,26			
110		Т-2	ТДН-10000/110/10	110	10	1991	93	6,40	6,50	6,69	6,52	7,67	2,74	3,02	2,6	6,48	2,60		
10				6,40				6,50	6,69	6,52	7,67	2,74	3,02	2,6	6,48	2,60			
6	ПС 110 кВ Монтажная	110	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	16	1987	70,95	3,82	3,62	3,17	0,00	4,78	2,3	2,35	1,72	2,23	8,59	0
10		3,82			3,62				3,17	0,00	4,78	2,3	2,35	1,72	2,23	8,59			
110		Т-2	ТДН-16000/110/10	110	16	1987	70,25	8,11	8,21	9,29	14,08	11,75	4,17	5,10	4,95	5,26	0,00		
10				8,11				8,21	9,29	14,08	11,75	4,17	5,10	4,95	5,26	0,00			

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Волна	Т-1	ТДН-16000/110/10	1996	67	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1996	67	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Тугулым	Т-1	ТМН-6300/110/10	1972	69,8	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1973	69,8	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Свобода	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1966	62,3	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Сысерть	Т-1	ТДН-10000/110/10	1986	64,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Логиново	Т-1	ТДН-10000/110/10	1989	86,06	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1991	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Монтажная	Т-1	ТДН-16000/110/10	1987	70,95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1987	70,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА												
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.							
1	ПС 110 кВ Волна	2022	20,57	ПС 110 кВ Волна	ИП Новиков Александр Васильевич	8500013551	20.09.2022	2024	4,9	0	10	2,45	23,88	23,90	23,90	23,90	23,90	23,90							
																			ПС 110 кВ Волна	ТУ на ТП менее 670 кВт (220 шт.)	2024	6,336	0,3975	–	0,6336
																			ПС 110 кВ Волна	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)	2025	0,122	0,003	0,4	0,0122
2	ПС 110 кВ Тугулым	2018	9,19	ПС 110 кВ Тугулым	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)		2024	0,024	0,005	–	0,0024	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19								

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
3	ПС 110 кВ Свобода	2022	9,02	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Технотур»	5400064457	03.11.2022	2024	0,4	1,2	10	0,36	10,43	10,44	10,44	10,44	10,44	10,44
				ПС 110 кВ Свобода	Физ. лицо	ТП-54/5657	29.01.2015	2024	0,92	0,08	10	0,184						
				ПС 110 кВ Свобода	ИП Никифорова Маргарита	5400066958	28.03.2023	2024	0,63	0,28	10	0,063						
				ПС 110 кВ Свобода	ТУ на ТП менее 670 кВт (202 шт.)			2024	7,1025	0,692	–	0,7103						
				ПС 110 кВ Свобода	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2025	0,115	0,005	0,4	0,0115						
4	ПС 110 кВ Сысерть	2022	8,03	ПС 110 кВ Сысерть	ТУ на ТП менее 670 кВт (126 шт.)			2024	3,6044	0,2821	–	0,3604	8,41	8,46	8,46	8,46	8,46	8,46
				ПС 110 кВ Сысерть	ТУ на ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2025	0,4	0,045	–	0,04						
5	ПС 110 кВ Логиново	2022	13,82	ПС 110 кВ Логиново	ООО «АБСК-Системы утепления»	5400062280	12.07.2022	2025	0,9	1,0	10	0,72	14,32	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12
				ПС 110 кВ Логиново	ТУ на ТП менее 670 кВт (203 шт.)			2024	4,684	0,246	–	0,4684						
				ПС 110 кВ Логиново	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2025	0,252	0,093	0,4	0,0252						
6	ПС 110 кВ Монтажная	2022	16,53	ПС 110 кВ Монтажная	АО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	8500010372	26.04.2019	2024	4,0	0	10	2,8	20,83	20,84	20,84	20,84	20,84	20,84
				ПС 110 кВ Монтажная	ООО «Эс-Вэ-Икс Лоджистикс»	5400054829	15.07.2021	2024	1,2	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Монтажная	ТУ на ТП менее 670 кВт (72 шт.)			2024	6,017	0,704	–	0,6017						
				ПС 110 кВ Монтажная	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2025	0,06	0	–	0,006						

ПС 110 кВ Волна.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,57 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-16,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,76 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,33 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Урал» в соответствии с ТУ на ТП ИП Новиков Александр Васильевич (от 09.09.2022 № 54-ТУ-59152 заявленной мощностью 4,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Волна с заменой 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{срм}$ – 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:

$$S_{персп}^{тр} = 20,57 + 3,33 + 0 - 0 = 23,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волна ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волна расчетный объем ГАО составит 4,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,9 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, – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тугулым.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 9,19 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 122 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,8^{\circ}\text{C}$ (для Восточного энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,199.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,029 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,005 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,0025 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,19 + 0,0025 + 0 - 0 = 9,1925 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 122 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тугулым ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Тугулым расчетный объем ГАО составит 1,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,19 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, – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Свобода, ПС 110 кВ Сысерть.

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

Согласно данным в таблицах 7, 8, суммарная фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 17,05 МВА (нагрузка ПС 110 кВ Свобода – 9,02 МВА, нагрузка ПС 110 кВ Сысерть – 8,03 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 Т-1 ПС 110 кВ Свобода в таком случае составит 142 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода. Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-16,1^{\circ}\text{C}$ (для Полевского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

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 11,43 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 2,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,42 МВА), к ПС 110 кВ Сысерть – 4,33 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,43 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,02 + 1,42 + 0 - 0 = 10,44 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка существующего трансформатора ПС 110 кВ Сысерть составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,03 + 0,43 + 0 - 0 = 8,46 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода с учетом переведенной нагрузки ПС 110 кВ Сысерть составит 157 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода. Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Возможность снижения загрузки 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 6,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть рекомендуется установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода мощностью не менее 10,44 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Логиново.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 13,82 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % 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 $-15,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Каменского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,18 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 1,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,3 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,82 + 1,3 + 0 - 0 = 15,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126 % 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 3,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,12 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, – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Монтажная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,53 МВА. При отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 86 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,1 °С (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,98 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,704 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,53 + 4,31 + 0 - 0 = 20,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Монтажная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Монтажная расчетный объем ГАО составит 1,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,84 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, – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 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 10 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены

данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, 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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
									1	ПС 110 кВ Алмазная	110	Т-1	ТМН-6300/110/10	115	6,3	1987	99	4,17	
10	10,5	6,3	4,17	4,70	4,31	5,11	4,15	2,67	2,93		2,76			2,97				3,22	
110	Т-2	ТМН-6300/110/10	115	6,3	1987	75	4,78	4,41	4,68		3,50	5,32	3,17	3,82	2,60	3,72	3,20		
10			10,5				6,3	4,78	4,41		4,68	3,50	5,32	3,17	3,82	2,60	3,72	3,20	
2	ПС 110 кВ Керамик	110	Т-1	ТДНГ-10000/110/6	115	10	1988	50	5,19	4,84	5,76	6,09	6,16	5,56	4,41	2,58	4,36	5,50	0,32
		6			6,3				10	5,19	4,84	5,76	6,09	6,16	5,56	4,41	2,58	4,36	
		110	Т-2	ТДНГ-10000/110/6	115	10	1985	50	7,78	7,46	7,29	7,32	5,88	5,68	6,74	4,75	6,18	5,54	
		6			6,3				10	7,78	7,46	7,29	7,32	5,88	5,68	6,74	4,75	6,18	

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода 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	99	1,2
Т-2	ТМН-6300/110/10	1987	75	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	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/6	1985	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Алмазная	2022	9,47	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Нижеисетский пруд»	42521	21.03.2022	2024	4,5072	0	10	1,8029	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73
				ПС 110 кВ Алмазная	АО «Корпорация «Атомстрой-комплекс»	13448	15.09.2017	2024	0,3863	0,5054	10	0,1545						
				ПС 110 кВ Алмазная	ТУ на ТП менее 670 кВт (38 шт.)		2024	1,4692	0	0,4	0,1469							
2	ПС 110 кВ Керамик	2021	13,41	ПС 110 кВ Керамик	ООО СЗ «РИВЬЕРА-ИНВЕСТ-Екб»	44780	12.12.2022	2026	4,8511	0	6	1,9404	15,72	15,72	17,81	17,81	17,81	17,81
				ПС 110 кВ Керамик	ОАО по механизации работ на транспортном строительстве «Трансстрой-механизация»	31652	08.11.2019	2024	4,0	0,42	6	1,60						
				ПС 110 кВ Керамик	ООО «ГК Виктория» смена заявителя по ДС 12.12.2019 ООО «СЗ «Виктория Эстейт»	35240	17.08.2021	2024	0,55	0,63	6	0,22						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	
				ПС 110 кВ Керамик	МКУ «Управление капитального строительства города Екатеринбурга»	50384	23.09.2022	2024	0,7	0	6	0,14							
				ПС 110 кВ Керамик	ТУ на ТП менее 670 кВт (38 шт.)			2024	1,865	0	0,4	0,1865							

ПС 110 кВ Алмазная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,47 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125 % 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 $-16,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 9,04 МВА (120 % 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 6,56 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,47 + 2,26 + 0 - 0,43 = 11,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки 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 3,74 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,3 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 $2 \times 6,3$ МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Керамик.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,41 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114 % 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 $-5,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,1775.

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 13,09 МВА (111 % от $S_{\text{длн}}$), что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,02 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 1,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,4 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,41 + 4,4 + 0 - 0,32 = 17,49 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Керамик ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Керамик расчетный объем ГАО составит 5,71 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,49 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, – АО «Екатеринбургская электросетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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

2.2.2.1 АО «Екатеринбургская электросетевая компания»

Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ.

Согласно данным АО «Екатеринбургская электросетевая компания» для исключения возможности выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений предлагается реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 2×25 МВА со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская ориентировочной протяженностью 3,3 км проводом АС-70 и

отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками ориентировочной протяженностью 7,33 км проводом АС-70.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 4.

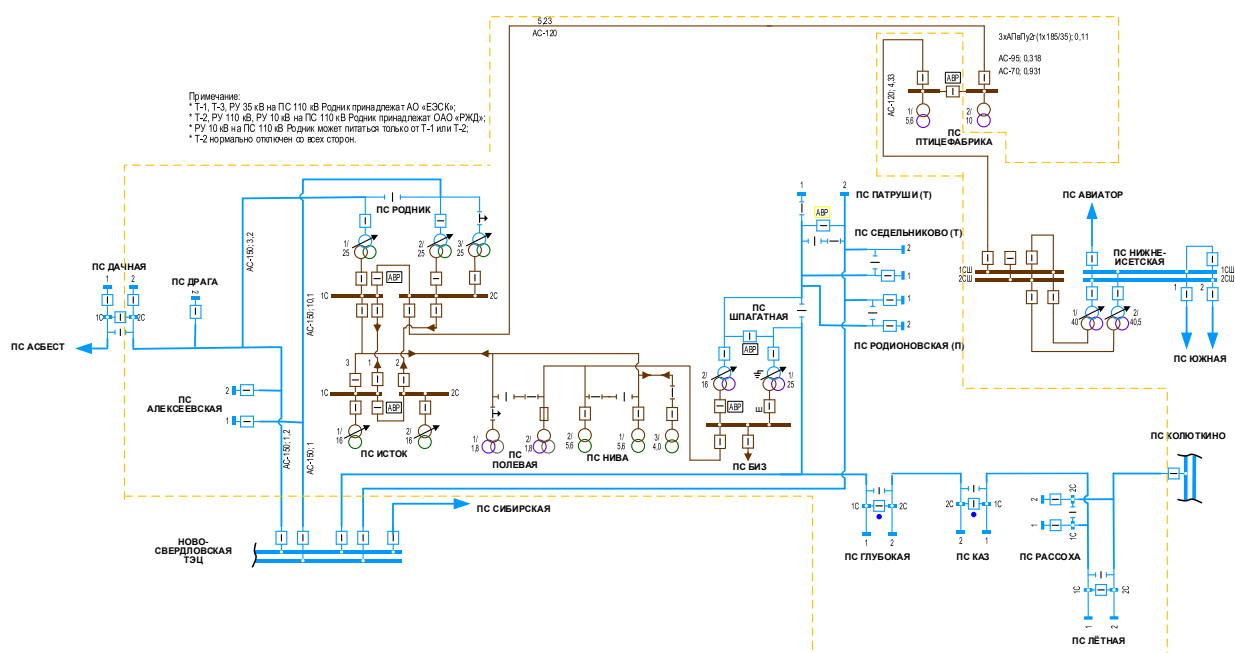


Рисунок 4 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ

Согласно информации АО «Екатеринбургская электросетевая компания» выявлено превышение допустимой загрузки трансформаторов Т-1, Т-2 35/6 кВ ПС 35 кВ Нива при отключении одного из трансформаторов (Т-1 или Т-2) ПС 35 кВ Нива.

Для исключения возможности выхода параметров электроэнергетического режима из ОДЗ предлагается выполнение следующих мероприятий:

- 1) сооружение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нива;
- 2) замена трансформаторов Т-1 35/6 кВ, Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА и Т-3 35/6 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (выбор мощности вновь устанавливаемых трансформаторов приведен ниже);
- 3) строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская до ПС 110 кВ Нива проводом АС-70 ориентировочной протяженностью 3,3 км;
- 4) строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками до ПС 110 кВ Нива проводом АС-70 ориентировочной протяженностью 7,33 км;
- 5) перевод ПС 35 кВ Полевая в РП 10 кВ со строительством двухцепной линии 10 кВ до ПС 110 кВ Нива проводом СИП-3 1×50 мм² ориентировочной протяженностью 1,5 км.

В таблице 13 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности)

трансформаторов на перспективный период, в таблице 15 приведена расчетная перспективная нагрузка рассматриваемых ПС.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, 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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
									1	ПС 35 кВ Нива	35	Т-1	ТМ-5600/35/6	36,75	5,6	1964	74	2,92	
6	6,3	5,6	2,86	2,88	3,17	4,32	4,91	1,24	1,25		1,18			1,23	1,50				
35	Т-2	ТМ-5600/35/6	35	5,6	1951	92	3,73	4,11	4,35		3,45	3,94	0,71	1,34	1,49	1,55	1,76		
6			6,3	5,6			3,46	3,79	4,00		3,22	3,65	0,65	1,27	1,41	1,46	1,66		
35	Т-3	ТМ-4000/35/6	35	4	1967	92	2,07	1,70	2,14		1,92	2,04	0,82	1,01	0,78	0,69	0,81		
6			6,3	4			1,95	1,59	2,02		1,80	1,92	0,73	0,91	0,68	0,59	0,72		
2	ПС 35 кВ Полевая	35	Т-1	-	35	1,8	-	-	0,25	0,50	0,42	0,33	0,09	0,40	0,26	0,29	0,23	0,27	0
10		10,5			1,8	0,20			0,45	0,36	0,27	0,00	0,35	0,20	0,24	0,17	0,22		
35		Т-2	-	35	1,8	-	-	0,59	0,40	0,33	0,33	0,49	0,23	0,30	0,69	0,32	0,35		
10				10,5	1,8			0,53	0,35	0,27	0,27	0,44	0,18	0,24	0,64	0,26	0,29		

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
						1	ПС 35 кВ Нива	Т-1	ТМ-5600/35/6	1964	74	1,05
Т-2	ТМ-5600/35/6	1951	92	1,05	1,05	1,05		1,05	1,05	1,05	1,05	
Т-3	ТМ-4000/35/6	1967	92	1,05	1,05	1,05		1,05	1,05	1,05	1,05	

Таблица 15 – Перспективная нагрузка центра питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
		1	ПС 35 кВ Нива										2022	11,01	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	40641	16.10.2020
ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41039		30.09.2020	2024	4,9	0	10	1,96									
ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41030		08.10.2020	2024	4,9	0	10	1,96									
ПС 35 кВ Нива	ООО «Принцип недвижимости»	46131		30.05.2022	2024	4,9	0	10	1,96									
ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41385		12.11.2020	2024	4,9	0	10	1,96									
ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	40824		18.08.2020	2024	1,8	0	10	0,72									
ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41715		04.04.2022	2024	1,85	0	10	0,37									
ПС 35 кВ Нива	УФСБ РФ по Свердловской области	49212		20.09.2022	2024	0,7	0	10	0,14									
ПС 35 кВ Нива	ТУ на ТП менее 670 кВт (130 шт.)			2024	3,7445	0	-	0,375										
ПС 35 кВ Нива	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,5	0	0,4	0,05										
2	ПС 35 кВ Полевая	2022	0,58	ПС 35 кВ Полевая	ТУ на ТП менее 670 кВт (31 шт.)			2024	5,057	0	-	0,5057	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13

Выбор мощности трансформаторов ПС 110 кВ Нива при реализации мероприятий основного варианта.

Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ предполагает сооружение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нива, ликвидацию РУ 35 кВ, установку двух трансформаторов 110/10/6 кВ и перевод ПС 35 кВ Полевая в РП 10 кВ. При этом нагрузка, получающая питание от трансформатора Т-3 на ПС 35 кВ Нива, который не резервирует Т-1 и Т-2 по сети низкого напряжения, будет переведена на питание от вновь устанавливаемых трансформаторов на ПС 110 кВ Нива. В связи с этим выбор мощности вновь устанавливаемых трансформаторов на ПС 110 кВ Нива проводится с учетом нагрузки Т-1, Т-2 и Т-3 на ПС 35 кВ Нива и нагрузки ПС 35 кВ Полевая.

Согласно данным в таблице 13, суммарная фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 11,59 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Нива планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 33,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,33 МВА), к ПС 35 кВ Полевая – 5,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,55 МВА).

Согласно информации от АО «Екатеринбургская электросетевая компания» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Исток» (от 30.09.2020 № 218-261-33-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт, от 08.10.2020 № 218-261-32-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт, от 16.10.2020 № 218-261-35-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт и от 12.11.2020 № 218-261-34-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт), ООО «Принцип недвижимость» (от 07.10.2021 № 218-261-48-2022 заявленной мощностью 4,9 МВт) и Управления Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Свердловской области (от 20.09.2022 № 218-261-47-2022 заявленной мощностью 0,7 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Нива согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,59 + 12,88 + 0 - 0 = 24,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 на ПС 35 кВ Нива на два трансформатора мощностью не менее 24,47 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 при переводе ПС 35 кВ Нива на напряжение 110 кВ и ПС 35 кВ Полевая в РП 10 кВ рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов ПС 35 кВ Нива Т-1 35/6 кВ, Т-2 35/6 кВ мощностью 2×5,6 МВА и Т-3 35/6 кВ мощностью 4 МВА на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 2×25 МВА, устанавливаемые на ПС 110 кВ Нива.

При реализации приведенных выше мероприятий в ремонтных схемах отмечается превышение АДТН ЛЭП 110 кВ. Превышение АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками выявлено при отключении

4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ. Превышение АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская выявлено в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками при отключении ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ $-32\text{ }^{\circ}\text{C}$ 2029 года при отключении 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ и составила 510 А (112 % от АДТН).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ $-32\text{ }^{\circ}\text{C}$ 2029 года в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками при отключении ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками и составила 303 А (126 % от АДТН).

Таким образом, в целях недопущения превышения АДТН ЛЭП 110 кВ рекомендуется установка на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 11 МВт, и АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 11 МВт.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района при переводе ПС 35 кВ Нива на напряжение 110 кВ представлена на рисунке 5.

В качестве альтернативного варианта рассматривается комплекс мероприятий по увеличению пропускной способности существующих распределительных сетей 35 кВ исследуемого района.

В таблице 16 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 17 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 18 приведена расчетная перспективная нагрузка рассматриваемых ПС.

Таблица 16 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, 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	
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.		
1	ПС 35 кВ Нива	35	Т-1	ТМ-5600/35/6	36,75	5,6	1964	74	2,92	2,94	3,24	4,42	5,03	1,28	1,29	1,21	1,26	1,53	0	
		6			6,3	5,6			2,86	2,88	3,17	4,32	4,91	1,24	1,25	1,18	1,23	1,50		
		35	Т-2	ТМ-5600/35/6	35	5,6	1951	92	3,73	4,11	4,35	3,45	3,94	0,71	1,34	1,49	1,55	1,76		
		6			6,3	5,6			3,46	3,79	4,00	3,22	3,65	0,65	1,27	1,41	1,46	1,66		
		35	Т-3	ТМ-4000/35/6	35	4	1967	92	2,07	1,70	2,14	1,92	2,04	0,82	1,01	0,78	0,69	0,81		
		6			6,3	4			1,95	1,59	2,02	1,80	1,92	0,73	0,91	0,68	0,59	0,72		
2	ПС 110 кВ Родник	110	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	115	25	1972	91	16,45	15,57	0,00	17,69	18,92	10,21	11,00	8,62	14,97	17,03	10,19 (при отключении Т-3)/ 1,25 (при отключении Т-1)	
		35			38,5	25			11,81	11,84	0,00	15,71	13,59	8,15	7,72	6,81	13,22	13,59		
		10			11	25			4,74	3,82	0,00	2,09	5,36	2,16	3,37	1,89	1,80	3,46		
		110	Т-2 ¹⁾	ТДТН-25000/110/35/10	115	25	1972	93	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
		35			38,5	25			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
		10			11	25			0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
		110	Т-3	ТДТН-25000/110/35/10	110	25	1979	92	10,12	9,06	21,50	8,76	10,19	6,31	6,28	6,38	0,00	0,00		
		35			35	25			10,12	9,06	21,50	8,76	10,19	6,31	6,28	6,38	0,00	0,00		
		10			10	25			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00

Примечание – ¹⁾ Трансформатор Т-2 в нормальной схеме находится в резерве.

Таблица 17 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Нива	Т-1	ТМ-5600/35/6	1964	74	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМ-5600/35/6	1951	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-3	ТМ-4000/35/6	1967	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Родник	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1972	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1972	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-25000/110/35/10	1979	92	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 18 – Перспективная нагрузка центра питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 35 кВ Нива	2022	11,01/8,97 (Т-1 и Т-2)	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	40641	16.10.2020	2024	4,9	0	10	1,96	21,25	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
				ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41039	30.09.2020	2024	4,9	0	10	1,96						
				ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41030	08.10.2020	2024	4,9	0	10	1,96						
				ПС 35 кВ Нива	ООО «Принцип недвижимости»	46131	30.05.2022	2024	4,9	0	10	1,96						
				ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41385	12.11.2020	2024	4,9	0	10	1,96						
				ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	40824	18.08.2020	2024	1,8	0	10	0,72						
				ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	41715	04.04.2022	2024	1,85	0	10	0,37						
				ПС 35 кВ Нива	УФСБ РФ по Свердловской области	49212	20.09.2022	2024	0,7	0	10	0,14						
				ПС 35 кВ Нива	ТУ на ТП менее 670 кВт (130 шт.)			2024	3,7445	0	–	0,375						
				ПС 35 кВ Нива	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,5	0	0,4	0,05						
2	ПС 110 кВ Родник ¹⁾	2022	29,12	ТУ на ТП менее 670 кВт (135 шт.)				2024	3,0161	0	0,4	0,3016	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03
				ПС 110 кВ Родник	ООО «Исток»	40641	16.10.2020	2024	2,45	0	10	0,98						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ООО «Исток»	41039	30.09.2020	2024	2,45	0	10	0,98						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ООО «Исток»	41030	08.10.2020	2024	2,45	0	10	0,98						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ООО «Принцип недвижимость»	46131	30.05.2022	2024	2,45	0	10	0,98						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ООО «Исток»	41385	12.11.2020	2024	2,45	0	10	0,98						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ООО «Исток»	40824	18.08.2020	2024	0,9	0	10	0,36						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ООО «Исток»	41715	04.04.2022	2024	0,925	0	10	0,185						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	УФСБ РФ по Свердловской области	49212	20.09.2022	2024	0,35	0	10	0,07						
				ПС 35 кВ Нива (Т-1)	ТУ на ТП менее 670 кВт (130 шт.)			2024	1,8723	0	–	0,1872						
				ПС 35 кВ Нива	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,25	0	0,4	0,025						
				ПС 35 кВ Полевая (Т-1)	ТУ на ТП менее 670 кВт (31 шт.)			2024	2,5285	0	0,4	0,2529						
				ПС 35 кВ Исток	ТУ на ТП менее 670 кВт (41 шт.)			2024	1,5299	0	0,4	0,153						

Примечание – ¹⁾ При расчете перспективной нагрузки ПС 110 кВ Родник учитывалась только та часть нагрузки по действующим ТУ на ТП к ПС 35 кВ Нива, ПС 35 Полевая и ПС 35 кВ Исток, электроснабжение которой осуществляется от ПС 110 кВ Родник.

ПС 35 кВ Нива.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ Нива за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 11,01 МВА (в том числе суммарная нагрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 – 8,97 МВА). По данным АО «Екатеринбургская электросетевая компания», трансформатор Т-3 не резервирует Т-1 и Т-2 по сети низкого напряжения, поэтому при анализе загрузки ПС 35 кВ Нива учитывается нагрузка, получающая питание от трансформаторов Т-1 и Т-2. При отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 153 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов Т-1 и Т-2.

По данным АО «Екатеринбургская электросетевая компания» коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,1 °С (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к трансформаторам Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Нива планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 33,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,33 МВА). Прирост нагрузки ПС 35 кВ Нива по действующим ТУ на ТП распределяется между трансформаторами Т-1 и Т-2.

Согласно информации от АО «Екатеринбургская электросетевая компания» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Исток» (от 30.09.2020 № 218-261-33-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт, от 08.10.2020 № 218-261-32-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт, от 16.10.2020 № 218-261-35-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт и от 12.11.2020 № 218-261-34-2020 заявленной мощностью 4,9 МВт), ООО «Принцип недвижимость» (от 07.10.2021 № 218-261-48-2022 заявленной мощностью 4,9 МВт) и Управления Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Свердловской области (от 20.09.2022 № 218-261-47-2022 заявленной мощностью 0,7 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,97 + 12,33 + 0 - 0 = 21,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 362 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Нива ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35 кВ Нива расчетный объем ГАО составит 15,42 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,3 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.

ПС 110 кВ Родник.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Родник за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 29,12 МВА. При отключении одного из трансформаторов (Т-1 или Т-3, Т-2 в нормальной схеме находится в резерве) загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-16,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При отключении трансформатора Т-3 возможен перевод нагрузки в объеме 10,19 МВА на другие центры питания, при отключении трансформатора Т-1 – 1,25 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Родник планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,32 МВА). Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств, присоединяемых к ПС 35 кВ Нива, ПС 35 кВ Полевая и ПС 35 кВ Исток, электроснабжение которых осуществляется от ПС 110 кВ Родник – 20,61 МВт (полная мощность нагрузки с учетом коэффициента набора – 6,59 МВА). Таким образом, суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств, присоединяемых к ПС 110 кВ Родник и получающих питание от ПС 110 кВ Родник, – 23,63 МВт (полная мощность нагрузки с учетом коэффициента набора – 6,91 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 в случае перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 10,19 МВА согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 29,12 + 6,91 + 0 - 10,19 = 25,84 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 в случае перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,25 МВА составит:

$$S_{персп}^{тр} = 29,12 + 6,91 + 0 - 1,25 = 34,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Родник загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 86 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора. При отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Родник загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 составит 116 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Включение трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Родник позволит исключить необходимость ввода ГАО при отключении трансформатора Т-1. При отключении трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Родник с учетом включения Т-2 загрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 составит 43 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов. При отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Родник с учетом включения Т-2 загрузка трансформаторов Т-2 и Т-3 составит 58 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реконструкции ПС 110 кВ Родник с заменой существующих трансформаторов, для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Родник требуется включение трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Родник.

В нормальных схемах после нормативного возмущения отмечаются превышения АДТН следующих элементов сети:

– КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая на участке от ПС 110 кВ Родник до отпайки на ПС 35 кВ Полевая. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С 2029 года при отключении ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая и составила 439 А (103 % от АДТН);

– ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая на участке от ПС 110 кВ Шпагатная до отпайки на ПС 35 кВ Полевая, а также ошиновка данной ВЛ на ПС 110 кВ Шпагатная. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С 2029 года при отключении КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая и составила 456 А (107 % от АДТН);

– ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая на участке от отпайки на ПС 35 кВ Полевая до ПС 35 кВ Нива. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С 2029 года при отключении КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая и составила 438 А (103 % от АДТН);

– ТТ 35 кВ в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С 2029 года при отключении ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая и составила 384 А (192 % от АДТН);

– ТТ 35 кВ в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С 2029 года при отключении КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая и составила 438 А (219 % от АДТН);

– ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С 2029 года в схеме ремонта ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая при отключении ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками и составила 306 А (128 % от АДТН).

Для устранения описанных выше схемно-режимных ситуаций, характеризующихся выходом параметров режима из ОДЗ, в рамках альтернативного варианта в рассматриваемом районе рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

1) замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Нива мощностью 5,6 МВА каждый на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый;

2) реконструкция ВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая с заменой провода АС-95 на провод АС-120 протяженностью 5,3 км;

3) реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с заменой провода АС-95 и АС-70 на провод АС-120 протяженностью 10,7 км

(участок ВЛ, выполненный проводом АС-95, протяженностью 9,78 км и участок ВЛ, выполненный проводом АС-70 протяженностью 0,92 км);

4) замена на ПС 110 кВ Шпагатная ошиновки ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая, выполненной проводом АС-95, на ошиновку, выполненную проводом АС-120;

5) замена ТТ 35 кВ в присоединениях Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Нива с ДДТН 200 А на ТТ с ДДТН не менее 384 А и 438 А соответственно при температуре -32 °С;

6) установка на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 35 кВ Нива в объеме до 10,4 МВт.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями альтернативного варианта представлена на рисунке б.

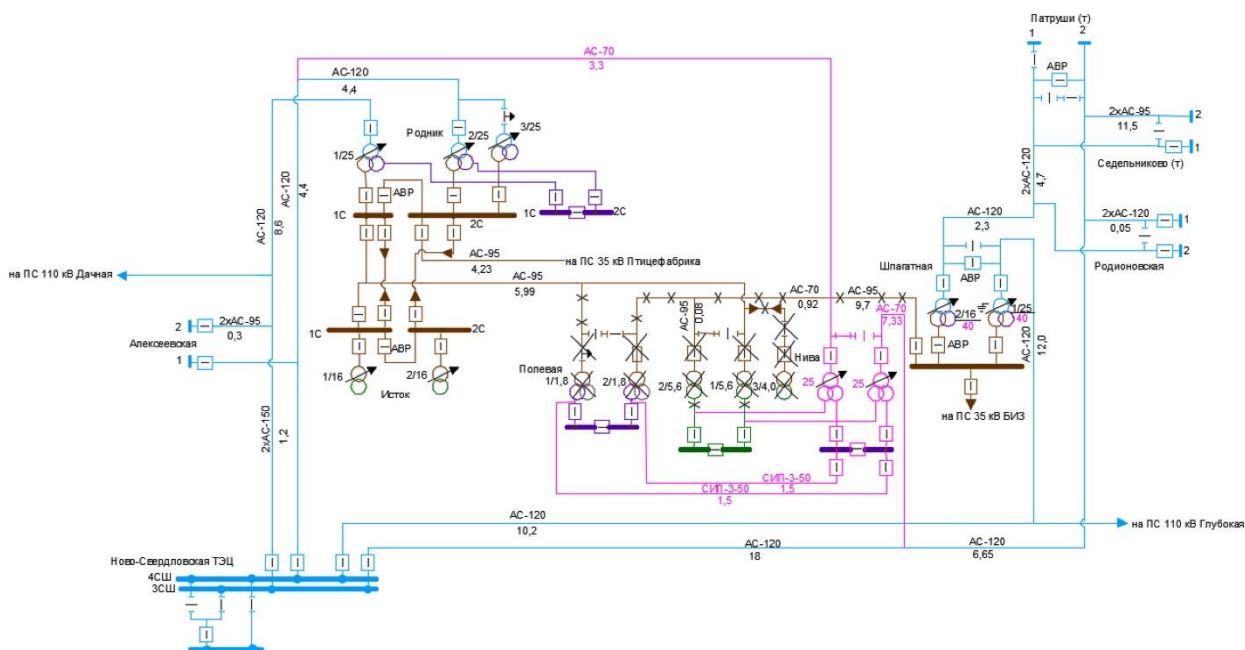


Рисунок 5 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ.
Вариант с переводом ПС 35 кВ Нива на напряжение 110 кВ

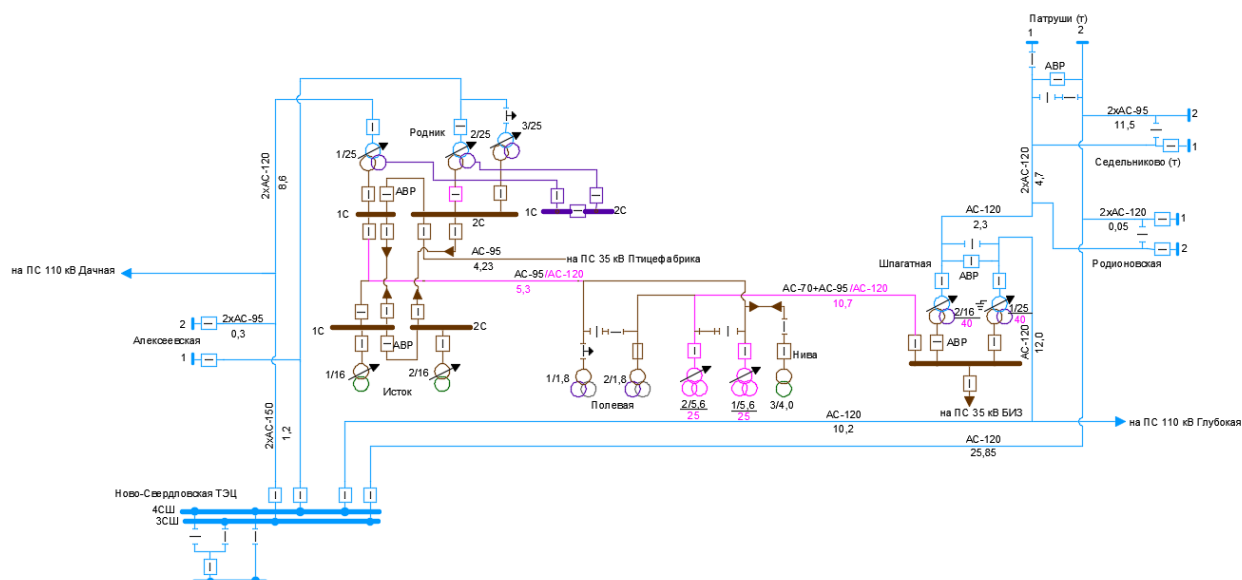


Рисунок 6 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями альтернативного варианта

По данным АО «Екатеринбургская электросетевая компания», суммарные дисконтированные затраты по варианту с реконструкцией ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ составят 707,7 млн. руб., суммарные дисконтированные затраты по варианту с усилением существующей сети 35 кВ – 814,6 млн. руб. Таким образом, наиболее экономичным является вариант с реконструкцией ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия, – АО «Екатеринбургская электросетевая компания», ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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 19.

Таблица 19 – 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	2024	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	2024	ПАО «Россети»
3	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	2×125 МВА	2025	ПАО «Россети»
4	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	1×16 МВА	2026	ПАО «Россети Урал»
5	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 2024–2029 годы

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

В таблице 20 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Свердловской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 20 – 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 УК Промпарк «Богословский» (электроснабжение новых резидентов)	АО УК Промпарк «Богословский»	0,5	49,5	10	2025	ПС 110 кВ Глинозем
2	АО «Святогор» (расширение производства)	АО «Святогор»	5,0	44,0	110	2023–2024	ПС 500 кВ Тагил ПС 110 кВ Верхняя Тура
3	Металлургическое производство	ООО «Формат-ЕК»	0,0	34,5	110	2023	ПС 110 кВ Алапаевск
4	Жилой квартал 16 в планировочном районе «Академический» г. Екатеринбурга	АО Специализированный Застройщик «РСГ-Академическое»	0,0	19,1	0,4	2023 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 220 кВ Рябина
5	Особая экономическая зона «Титановая долина»	АО «ОЭЗ «Титановая долина»	6,0	16,3	10	2023	ПС 110 кВ Титан
6	АО «ЕВРАЗ НТМК»	АО «ЕВРАЗ НТМК»	81,5	16,0	110	2025	ПС 110 кВ ПВС ПС 110 кВ НТМК
7	Жилой квартал «Екатеринбург-Сити»	АО «СЗ «УГМК-Макаровский»	0,0	12,5	10	2024 2026 2027 2029	ПС 110 кВ ВИЗ
8	Эксплуатация Ново-Шайтанского рудника	ООО «Медно-Рудная Компания»	0,0	12,0	35	2024	ПС 110 кВ Карпушиха

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Жилой квартал 13 в планировочном районе «Академический» г. Екатеринбурга	АО Специализированный Застройщик «РСГ-Академическое»	0,0	11,5	0,4	2026 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 220 кВ Рябина
10	Деревообрабатывающие производство	ООО «Синергия»	3,55	11,35	6	2023	ПС 110 кВ В.Тура

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	43771	44445	44995	45549	46232	46871	47457
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	674	550	554	683	639	586
Годовой темп прироста, %	–	1,54	1,24	1,23	1,50	1,38	1,25

Потребление электрической энергии по энергосистеме Свердловской области прогнозируется на уровне 47457 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,35 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 683 млн кВт·ч или 1,50 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 550 млн кВт·ч или 1,24 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 20.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области представлено на рисунке 7.



Рисунок 7 – 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 в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	6593	6604	6682	6760	6823	6866	6929
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	11	78	78	63	43	63
Годовой темп прироста, %	–	0,17	1,18	1,17	0,93	0,63	0,92
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6639	6730	6734	6738	6776	6827	6849

Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области к 2029 году прогнозируется на уровне 6929 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,27 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 78 МВт или 1,18 %, что обусловлено вводом промышленных объектов; наименьший прирост мощности ожидается в 2028 году и составит 11 МВт или 0,17 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу прогнозируется таким же плотным, как и в отчетном периоде, что объясняется вводом объектов с полунепрерывным и непрерывным циклом работы. Число часов использования максимума прогнозируется к 2029 году на уровне 6849 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – 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 2023 году ожидаются в объеме 19,9 МВт на ТЭС. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей не планируются.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Свердловской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Свердловской области	19,9	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	19,9	–	–	–	–	–	–	–

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2024–2029 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, предусматривается в объеме 70 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области в 2029 году составит 10695,3 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Свердловской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области представлена в таблице 24. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области представлена на рисунке 9.

Таблица 24 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Свердловской области	10625,2	10625,2	10665,2	10680,2	10695,2	10695,2	10695,2
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	9133,2	9133,2	9173,2	9188,2	9203,2	9203,2	9203,2

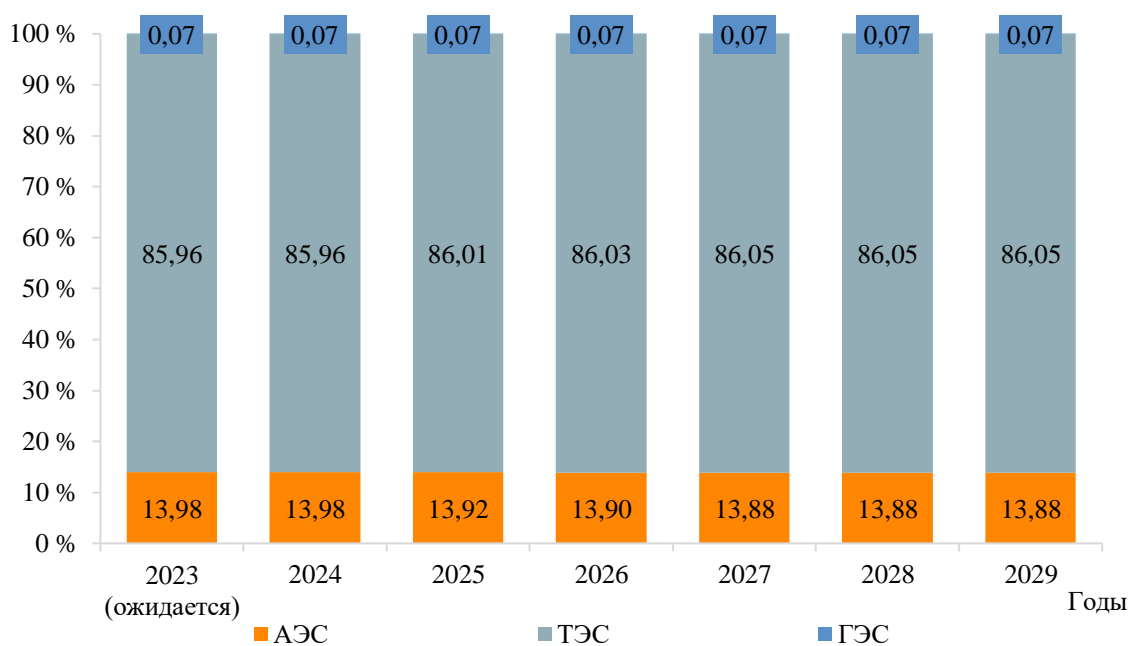


Рисунок 9 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области

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 2024–2029 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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 25 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 25 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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 Карпушиха с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Медно-Рудная компания»	ООО «Медно-Рудная компания»	–	12
3	Реконструкция ПС 110 кВ Титан 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	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Особая экономическая зона «Титановая Долина»	АО «Особая экономическая зона «Титановая Долина»	6,0	16,3
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1, 2 с отпайками (на участке от ПС 220 кВ Вязовская до отпайки на ПС 110 кВ Полимер) ориентировочной протяженностью 0,18 км с увеличением пропускной способности															
5	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»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СТИЛ»	АО «СТИЛ»	2,36	6,64
		ПАО «Россети Урал»														
6	Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 4 МВА	ООО «ЕвразЭнерго-Транс»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ЕВРАЗ НТМК»	АО «ЕВРАЗ НТМК»	1,71	0,79
7	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
8	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
9	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				
10	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
11	Строительство двух КВЛ 110 кВ Алапаевск – Сфера ориентировочной протяженностью 3 км каждая		110	км	2×2,2 2×0,8	–	–	–	–	–	–	6,0				
12	Строительство участка ВЛ 110 кВ 132 км – Алапаевск с отпайкой на ПС Девская до ПС 110 кВ Сфера ориентировочной протяженностью 2,63 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	2,55 0,08	–	–	–	–	–	–	2,63				
13	Реконструкция ПС 110 кВ Волна 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Новиков Александр Васильевич	ИП Новиков Александр Васильевич	–	4,9
14	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
15	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	–	–	–	–	–	–				
16	Реконструкция ПС 110 кВ Петрищевская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СЗ «РСГ-Академическое»	АО «СЗ «РСГ-Академическое»	–	11,506 5,41

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
17	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
18	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 4,8 4,8 4,8 4,8 4,15 4,05 3,08 3,2 3,2 2,9 2,5 1,95
19	Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый, трансформатора Т-3 35/6 кВ мощностью 4 МВА на два трансформатора 110/10/6 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 потребителей ООО «Исток», ООО «Принцип недвижимость», Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Свердловской области	ООО «Исток», ООО «Принцип недвижимость», Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Свердловской области	–	4,9
20	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 3,3 км		110	км	3,3	–	–	–	–	–	–	3,3				4,9 4,9 4,9 4,9 0,7
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 7,33 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	7,33	–	–	–	–	–	–	7,33				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
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 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	Реновация основных фондов
4	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	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	–	–	–	1×16	–	–	–	16	Реновация основных фондов
5	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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Волна 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Новиков Александр Васильевич
2	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	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
5	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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
6	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 16 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	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
7	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
8	Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый, трансформатора Т-3 35/6 кВ мощностью 4 МВА на два трансформатора 110/10/6 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.
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 3,3 км	АО «ЕЭСК»	110	км	3,3	–	–	–	–	–	–	3,3	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 7,33 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	7,33	–	–	–	–	–	–	7,33	ООО «Исток», ООО «Принцип недвижимость», Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Свердловской области

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 проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 18.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго от 24.11.2022 № 26@ инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2020 № 20@;

5) итогового проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу АО «Екатеринбургская электросетевая компания» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 28.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

6) утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 36@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Екатеринбургская электросетевая компания», утвержденную приказом Минэнерго России от 02.12.2019 № 17@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 25.12.2020 № 26@;

7) исходных данных, предоставленных ОАО «МРСК Урала» письмом от 19.04.2023 № РВ/21/2144 «О недостающих исходных данных по предложениям для включения в СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы»;

8) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Свердловской области осуществляют свою деятельность 32 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Урал» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 69 % в суммарной НВВ сетевых организаций субъекта Свердловской области) и АО «Облкоммунэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 11 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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

¹ Постановление региональной энергетической комиссии Свердловской области от 30.12.2021 № 261-ПК и от 27.12.2019 № 274-ПК.

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 2022 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 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – 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/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год постановлением региональной энергетической комиссии Свердловской области от 28.11.2022 № 240-ПК (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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).

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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).

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 2023 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 оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,8 %	2,6 %	1,4 %	0,9 %	0,3 %	-0,1 %

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 утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Свердловской области представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Свердловской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	4342	4181	4303	3877	4402	4402
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	391	322	466	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	5572	4813	5968	4459	5026	5026

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 31 и на рисунке 10.

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 31 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	50,6	54,7	57,9	60,5	62,7	64,9

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
НВВ	млрд руб.	49,7	52,1	54,1	56,0	58,0	59,6
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,8	-2,6	-3,8	-4,5	-4,7	-5,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2
Среднегодовой темп роста	%	–	105	104	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0
Среднегодовой темп роста	%	–	102	102	103	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,03	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2

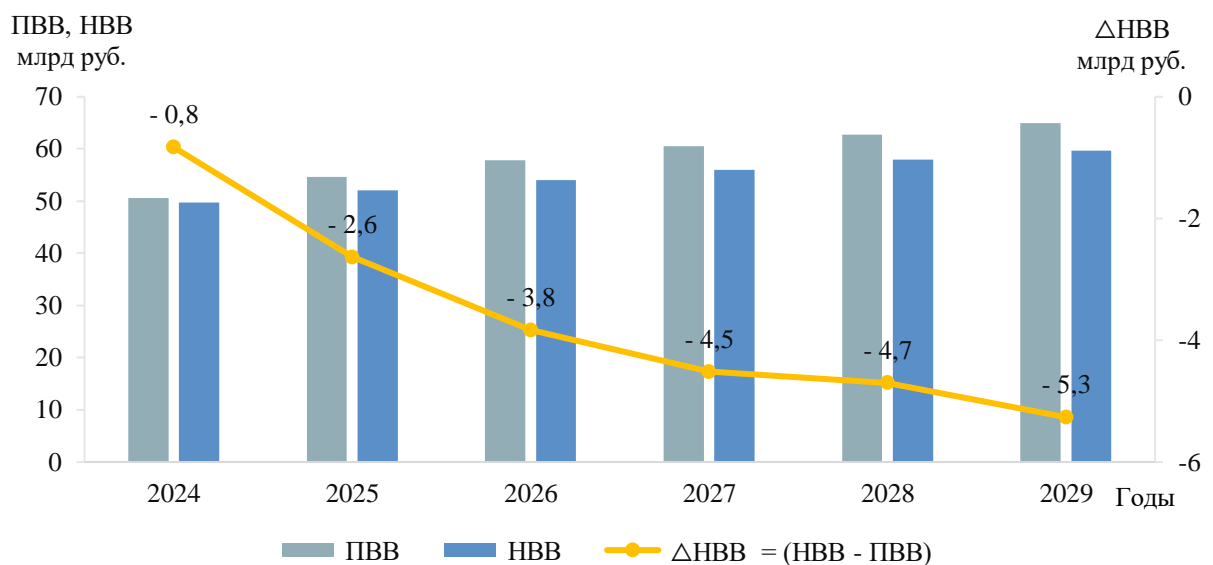


Рисунок 10 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Свердловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 31, в прогнозном периоде определяется достаточность 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и уменьшения на 2 процентных пункта (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет 2,6 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 11.

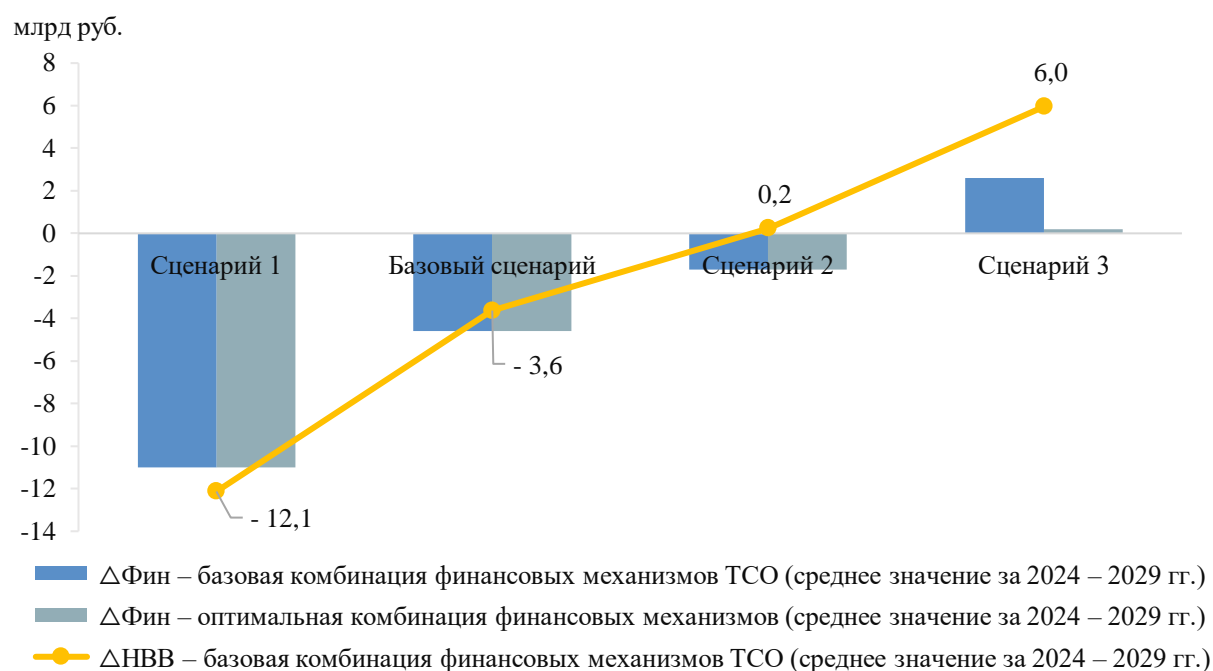


Рисунок 11 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Свердловской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	3 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	58 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 11, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичный сценарий – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 32).

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 2029 году в объеме 47457 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,35 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области к 2029 году увеличится и составит 6929 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,27 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6730–6849 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области в 2023 году ожидаются в объеме 19,9 МВт на ТЭС. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей не планируются.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2024–2029 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, предусматривается в объеме 70 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области в 2029 году составит 10695,2 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 56,749 км, трансформаторной мощности 1794 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Свердловской области														
Верхогурская 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-205-130		205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	
		10	К-205-130		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	300,0	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	300,0	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	3800,0	3815,0	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	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2025 г.
		7	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2025 г.
		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	1578,5	1578,5	1618,5	1618,5	1618,5	1618,5	1618,5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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				
Установленная мощность, всего		–	–	–	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0				
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		–	–	–	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0				
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		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0				
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		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0				
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				
					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0				
		Установленная мощность, всего			–	–	–	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	
		Богословская ТЭЦ	АО «РУСАЛ Урал» (филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»)				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		–	–	–	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5				
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		–	–	–	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0				

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ТЭЦ Нижнетагильского металлургического комбината	АО «ЕВРАЗ НТМК»			Газ природный, коксовый, доменный										
		1	ПТ-29/35-2,9/1,0		29,0	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	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	6,7	
		3	ПТ-30/40-2,9/1,0		30,0	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	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	12,0	
		5Б	Р-12-90/31М-1		12,0	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	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	30,0	
		3	АТ-25-1		20,0	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	24,0	
		5	Р-12-90/31М		12,0	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	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	12,0	
		2	Р-6-35/5		6,0	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	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
ТЭЦ ЗАО «Межотраслевой Концерн «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	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	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	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	9,0	
		2	ГТ-009	9,0	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	9,0	
		2	ГТ-009М	9,0	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 «Синарский 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	6,0	
		5	Р-12-35/5М		6,0	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	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 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
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	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	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	4,3	
		4	P-6-35/10M-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	P-6-35/10M-1	6,0	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 ПАО «СУМЗ»	АО «Штарк Энерджи Екатеринбург»			Газ										
		1	TCG2032 V16		4,3	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	4,3	
		3	TCG2032 V16		4,3	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	4,3	
		5	TCG2032 V16	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3		
Установленная мощность, всего		-	-	-	21,5	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	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	4,3	
		2	TCG 2032 V16	4,3	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		
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 «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		
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 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
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	2,0	Присоединение 01.02.2023
		2	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.02.2023
		3	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.02.2023
		4	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.02.2023
		5	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.02.2023
		6	Caterpillar G3516H		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.02.2023
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9		
Энергокомплекс г.Нижние Серги	АО «НЛМК-Урал»			Газ										
		1	MWMTCG 2032B V16		4,5	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 «Агрэко Евразия»	ООО «Агрэко Евразия»			Газ										
		1	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		7	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		9	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		11	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		13	QSK60 Gas	1,1	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	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	19,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	19,9	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	4,5	
		2	MWM TCG2032 BV 16		4,5	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	4,5	
		4	MWM TCG2032 BV 16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		5	C6.9-4.0/0.22	6,9	6,9	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 «НЛМК-Урал»			Газ										
		1	CAT CG 170-20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	CAT CG 260-16	4,5	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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
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	2024	Реновация основных фондов	358,10	358,10
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	2024	Реновация основных фондов	352,06	352,06
3	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	2025	Реновация основных фондов	954,40	947,09
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	42,59	41,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
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				1×16				16	2026	Реновация основных фондов	260,44	245,33
					110	МВА	1×16							16	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций		
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	906,85	673,99
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 16 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×16							32	2027 ³⁾	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	173,11	173,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
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 ³⁾	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	765,44	752,72
9	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	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	472,86	472,86
10	Свердловской области	Свердловская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 3,3 км	АО «ЕЭСК»	110	км	3,3	–	–	–	–	–	–	3,3	2026		60,46	60,46
11	Свердловской области	Свердловская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 7,33 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	7,33	–	–	–	–	–	–	7,33	2026		128,26	128,26

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
12	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волна 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	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	211,75	211,75
13	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	165,99	165,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
14	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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	304,67	304,67

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

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.