

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2023–2028 ГОДЫ

СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет .....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
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 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	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 .....	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	19
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	19
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	19
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	19
2.3.3 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 .....	26
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	27
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Свердловской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	27
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	30
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	31
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	32
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	34
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 .....	34
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	37
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	43
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	45

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 .....	50
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП.....	53

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
S	–	полная мощность
S <sub>ддн</sub>	–	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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- 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 перспективного 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.

## **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 ЕНЭС на территории Свердловской области;
- филиал ОАО «МРСК Урала» – «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;
- структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Свердловская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Свердловской области;
- структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Горьковская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Свердловской области.

### **1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области**

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 2021 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»	330
ОАО «РЖД» в границах Свердловской области	306
АО «ЕВРАЗ НТМК»	249
АО «ПНТЗ»	195
АО «НЛМК-Урал»	189
АО «УЭХК»	184
АО «СЗФ»	182
АО «СТЗ»	166
ПАО «Надеждинский металлургический завод»	135
ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»	102
Более 50 МВт	
АО «РУСАЛ Урал» филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»	94
город Ревда промзона СУМЗ	90
АО «Транснефть-Прикамье», АО «Транснефть-Сибирь»	81
ООО «ВИЗ-Сталь»	69
ОАО «Сухоложскцемент»	66
ПАО «Ураласбест»	64
АО «Невьянский цементник»	61
АО «СинТЗ»	61
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	60
АО «РУСАЛ Урал» филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	56
АО «Уралэлектромедь»	56
ООО «Праксэа Рус»	52
Более 10 МВт	
ОАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод» филиал г. Березовский	45
ООО «СУАЛ-Кремний-Урал»	35
ОАО «Святогор»	35
ОАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод», обособленное подразделение г. Нижние Серги	27
АО «Богословское рудоуправление»	26
ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	26
Филиал ППМ АО «Уралэлектромедь»	20
ПАО «Ключевский завод ферросплавов»	20
АО «Уральская фольга»	20
ООО «КриоГаз»	14
ООО «ФОРЭС», ООО «ФОРЭС» площадка №2	12
Богдановичское ОАО «Огнеупоры»	11

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Туринский ЦБЗ»	10
ООО «Уральские локомотивы»	10

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 01.01.2022 составила 10572,0 МВт, в том числе: АЭС – 1485,0 МВт, ГЭС – 7,0 МВт, ТЭС – 9080,0 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	10557,7	14,3	–	–	–	10572,0
АЭС	1485,0	–	–	–	–	1485,0
ГЭС	7,0	–	–	–	–	7,0
ТЭС	9065,7	14,3	–	–	–	9080,0

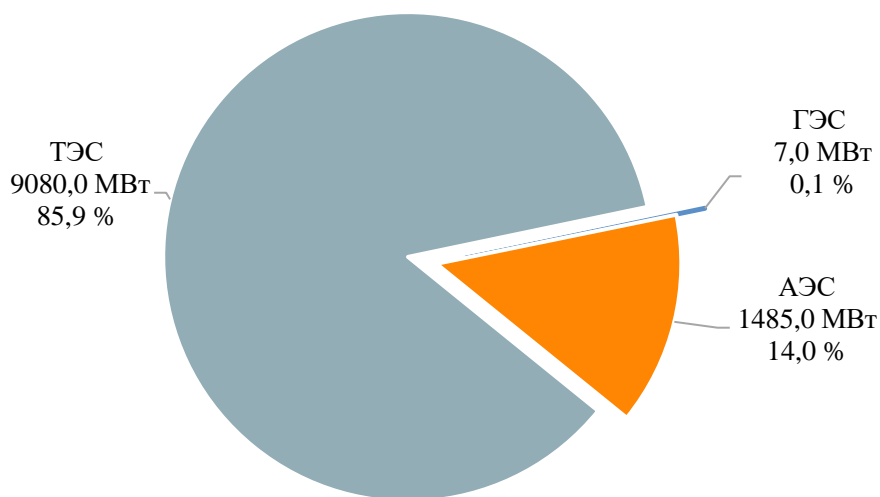


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области по состоянию на 01.01.2022

#### 1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	42872	43490	43079	41347	43005
Годовой темп прироста, %	1,05	1,44	-0,95	-4,02	4,01
Максимум потребления мощности, МВт	6460	6349	6456	6013	6408
Годовой темп прироста, %	-2,42	-1,72	1,69	-6,86	6,57
Число часов использования максимума потребления мощности	6637	6850	6673	6876	6711
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	10.02 08:00	27.12 08:00	07.02 09:00	29.01 08:00	25.02 09:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,9	-19,2	-24,1	-21,9	-22,2

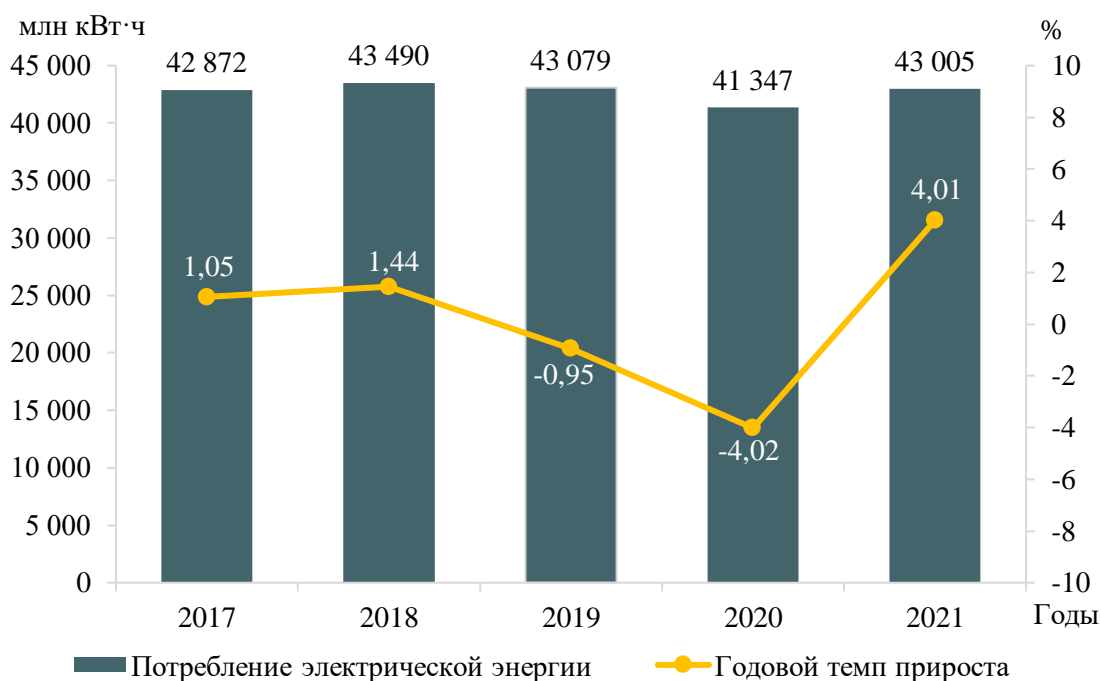


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

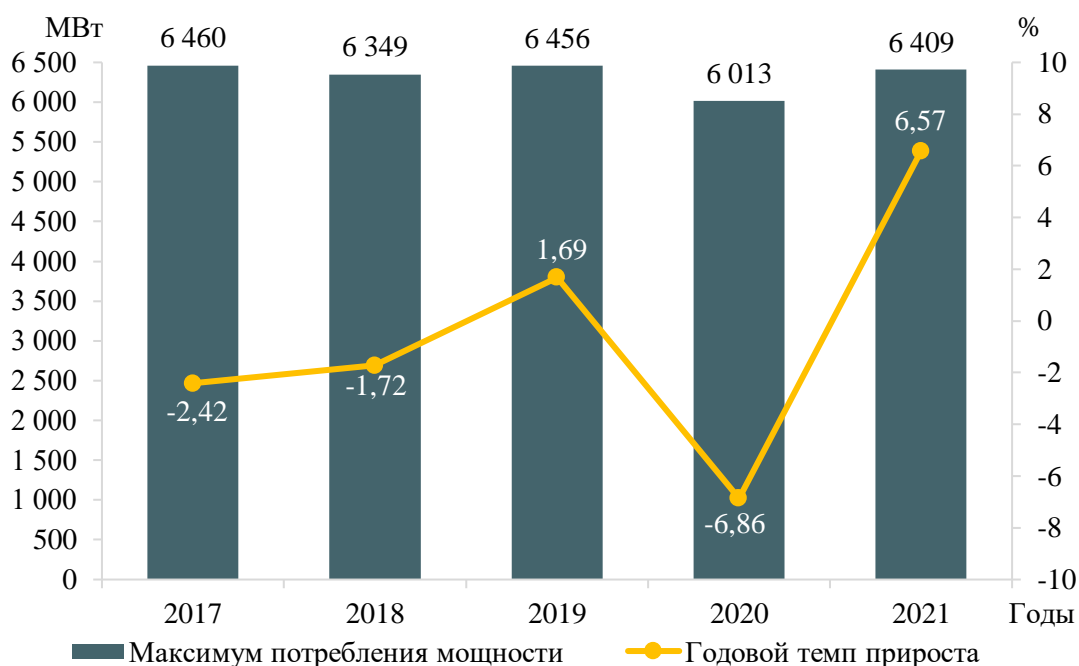


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Свердловской области увеличилось на 579 млн кВт·ч и составило в 2021 году 43005 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,27 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,01 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -4,02 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области снизился на 212 МВт и составил 6409 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,65 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,57 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления мощности объектами ОАО «РЖД» и предприятиями промышленного сектора; 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:

- увеличением потребления в металлургическом производстве, в том числе на АО «СЗФ»;
- снижением потребления в химическом производстве;
- 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 на 5 лет

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	ОАО «МРСК Урала»	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 опор № 2 и № 3 на новую опору № 2а (отпаечную) для строительства отпайки на вновь строящуюся ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2019	1,08 км
4	220 кВ	КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз II цепь с отпайкой на ПС Ревда. Вынос участка ЛЭП от опор № 2 и № 3 на новую опору № 2а (отпаечную) для строительства отпайки на вновь строящуюся ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2019	1,08 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Известь от ВЛ 110 кВ Кадниковская – Свобода	ОАО «МРСК Урала»	2020	2,08 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Кемпинг от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками	ОАО «МРСК Урала»	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	ОАО «МРСК Урала»	2021	2,2 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полиметалл от ВЛ 110 кВ Серов – Воронцовский ГОК с отпайками	ОАО «МРСК Урала»	2021	2,15 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 Каменская	ПАО «Россети»	2017	250 МВА
2	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Качканар	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2019	40 МВА
4	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Горный Щит	АО «ЕЭСК»	2020	25 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Известь	ООО «Известь Сысерти»	2020	16 МВА
6	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Калья	ОАО «МРСК Урала»	2020	2×25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кемпинг	ОАО «МРСК Урала»	2020	10 МВА
8	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ РММЗ	АО «НЛМК-Урал»	2020	40 МВА
9	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Горный Щит	АО «ЕЭСК»	2021	2×40 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Полиметалл	ОАО «МРСК Урала»	2021	2×10 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Центральная котельная	ОАО «МРСК Урала»	2021	25 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Шпагатная	ОАО «МРСК Урала»	2021	25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Первомайская	ПАО «Россети»	2021	25 МВА
14	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Коксовая	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	2021	63 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Арти	ОАО «МРСК Урала»	2021	16 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Сибирская	АО «ЕЭСК»	2021	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 энергосистемы Свердловской области энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО, отсутствуют.

### 2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

#### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы 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
2017	20.12.2017	-10,2
	21.06.2017	16,3
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

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

#### 2.2.1.1 ОАО «МРСК Урала»

В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка рассматриваемого центра питания. Полный перечень всех учтенных ТУ на ТП к ПС 110 кВ Волна с указанием реквизитов представлен в приложении В.



Таблица 7 – Фактическая загрузка нагрузочных 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Волна	110	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	16	1996	87	7,22	7,87	8,15	9,10	7,94	4,00	4,68	4,38	4,13	3,82	0
		10			10	16			7,22	7,87	8,15	9,10	7,94	4,00	4,68	4,38	4,13	3,82	
		110	Т-2	ТДН-16000/110/10	110	16	1996	87	9,48	10,12	9,27	10,94	10,94	4,68	3,96	5,18	7,88	6,80	
		10			10	16			9,48	10,12	9,27	10,94	10,94	4,68	3,96	5,18	7,88	6,80	

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 на последний год планирования, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Волна	Т-1	ТДН-16000/110/10	1996	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1996	87	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 загрузка 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	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Волна	2020	20,04	ПС 110 кВ Волна	ИП Новиков Александр Васильевич	8500013551	20.09.2022	2024	4,9	0	10	2,45	20,73	23,45	23,45	23,45	23,45	23,45
				ПС 110 кВ Волна	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			7,092	0,859	–	0,623							

### ПС 110 кВ Волна.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 20,04 МВА. В ПАР отключения 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  $-5,0\text{ }^{\circ}\text{C}$  (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,175.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,99 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,41 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 23,45 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волна ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волна расчетный объем ГАО составит 4,19 МВт.

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 нагрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 20,04 + 3,41 + 0 - 0 = 23,45 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,45 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  $2 \times 16$  МВА на  $2 \times 25$  МВА.

При этом, действующими ТУ на ТП энергопринимающих устройств ИП Новиков Александр Васильевич (№ 54-ТУ-59152 от 09.09.2022) и энергопринимающих устройств ИП Симановский Андрей Моисеевич (№ 54-ТУ-58952 от 02.09.2022) предусмотрена замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на ПС 110 кВ Волна на трансформаторы мощностью 2×25 МВА. Приведенные выше расчеты показывают, что данное мероприятие позволяет исключить риски ввода ГАО.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год 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

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

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

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

## **2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

### 2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

#### 2.3.2.1 ОАО «МРСК Урала»

#### ПС 110 кВ Тугулым.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Тугулым.

В настоящее время на ПС 110 кВ Тугулым установлены:

– Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10, введен в эксплуатацию в 1972 году);

– Т-2 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10, введен в эксплуатацию в 1973 году).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Тугулым выявлена в зимний период 2017 года при температуре наружного воздуха -10,2 °С и составила 9,25 МВА.

При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ Тугулым величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 может составить 9,25 МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки трансформатора Т-1, равную 7,56 МВА.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,7 МВА на другие центры питания.

На ПС 110 кВ Тугулым предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 0,006 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Тугулым с учетом перспективного прироста и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания составит 8,55 МВА.

При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ Тугулым величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 может составить 8,55 МВА, что превысит  $S_{\text{длн}}$  трансформатора Т-1, равную 7,56 МВА.

Для исключения превышения величины длительно допустимой нагрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Тугулым в послеаварийных режимах необходима замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Тугулым мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Свобода, ПС 110 кВ Сысерть.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Свобода.

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

– на ПС 110 кВ Свобода установлен Т-1 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1966 году, текущий ИТС равен 62,45);

– на ПС 110 кВ Сысерть установлен Т-1 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10, введен в эксплуатацию в 1986 году, текущий ИТС равен 64,65).

Суммарная максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть выявлена в зимний период 2017 года при температуре наружного воздуха  $-7,5^{\circ}\text{C}$  и составила 17,12 МВА (нагрузка ПС 110 кВ Свобода – 8,0 МВА, нагрузка ПС 110 кВ Сысерть – 9,12 МВА).

При аварийном отключении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки на данной ПС. Отключенную нагрузку на ПС 110 кВ Сысерть возможно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода. Величина нагрузки Т-1 ПС 110 кВ Свобода в таком случае может составить 17,12 МВА, что превысит  $S_{\text{длн}}$  трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода, равную 11,88 МВА. Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 110 кВ Свобода предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 2,13 МВА с учетом коэффициента набора, на ПС 110 кВ Сысерть – 0,79 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Свобода с учетом перспективного прироста составит 10,13 МВА, нагрузка ПС 110 кВ Сысерть – 9,92 МВА.

При аварийном отключении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки на данной ПС. Отключенную нагрузку на ПС 110 кВ Сысерть возможно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода. Величина нагрузки Т-1 ПС 110 кВ Свобода в таком случае может составить 20,05 МВА, что превысит  $S_{дн}$  трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода, равную 11,88 МВА. Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Для исключения превышения  $S_{дн}$  трансформаторов Т-1 ПС 110 кВ Свобода и Т-1 ПС 110 кВ Сысерть в послеаварийных режимах необходима установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода мощностью 16 МВА.

Значение текущего ИТС существующего Т-1 ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА ниже 70, в связи с чем в рамках реконструкции подстанции с установкой Т-2 мощностью 16 МВА также необходимо выполнить замену Т-1 ПС 110 кВ Свобода. Мощность заменяемого трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода выбирается исходя из тех же расчетных условий, что и мощность устанавливаемого Т-2 ПС 110 кВ Свобода, и составит 16 МВА.

Таким образом, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Свобода с установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА и заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Свердловская.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Свердловская.

В настоящее время на ПС 110 кВ Свердловская установлены:

– Т-1 мощностью 31,5 МВА (ТДТН-31500/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1993 году, текущий ИТС равен 69,25);

– Т-2 мощностью 40 МВА (ТДТН-40000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 2018 году).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свердловская выявлена в зимний период 2022 года и составила 31,14 МВА.

При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ Свердловская величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 может составить 31,14 МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки трансформатора Т-1.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 110 кВ Свердловская предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 0,78 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Свердловская с учетом перспективного прироста составит 31,92 МВА.

При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ Свердловская величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 может составить 31,92 МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки трансформатора Т-1.

Установка Т-1 требуется с целью замены существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свердловская, необходимость реконструкции которого подтверждается на основании ИТС ниже 70.

Таким образом, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора Т-1 мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Шпагатная.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Шпагатная.

В настоящее время на ПС 110 кВ Шпагатная установлены:

– Т-1 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1990 году, установлен в 2021 году в качестве временного решения в рамках выполнения первого этапа реконструкции ПС 110 кВ Шпагатная);

– Т-2 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1984 году).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шпагатная выявлена в зимний период 2021 года при температуре наружного воздуха  $-5,5^{\circ}\text{C}$  и составила 31,26 МВА.

При реконструкции ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ, необходимость которой обоснована в 2.3.2.2, произойдет снижение нагрузки ПС 110 кВ Шпагатная, так как часть нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая питается от ПС 110 кВ Шпагатная по ЛЭП 35 кВ. Без учета нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шпагатная составила 27,75 МВА.

При аварийном отключении Т-1 ПС 110 кВ Шпагатная величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 может составить 27,75 МВА, что превысит  $S_{\text{днн}}$  трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА. При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ Шпагатная величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 может составить 27,75 МВА, что не превысит  $S_{\text{днн}}$  трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА.

На ПС 110 кВ Шпагатная, а также на Т-2 ПС 35 кВ БИЗ, электроснабжение которой осуществляется от ПС 110 кВ Шпагатная, предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 1,94 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Шпагатная с учетом перспективного прироста составит 29,68 МВА.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,55 МВА на другие центры питания.

При аварийном отключении Т-1 ПС 110 кВ Шпагатная величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 может составить 25,15 МВА, что превысит  $S_{\text{днн}}$  трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА. При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ Шпагатная величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 может составить 25,15 МВА, что не превысит  $S_{\text{днн}}$  трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА.

Учитывая, что Т-1 мощностью 25 МВА установлен на ПС 110 кВ Шпагатная временно в рамках реализации первого этапа реконструкции ПС, после замены трансформатора Т-2 также требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, на ПС 110 кВ Шпагатная необходима замена трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками.

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками введена в эксплуатацию в 1933 и 1951 годах соответственно.

Текущий ИТС для ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I цепь с отпайками составляет 38,26, для ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик II цепь с отпайками составляет 41,9.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками с заменой существующего провода АС-150.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов показали, что увеличение пропускной способности ЛЭП не требуется.

На согласительном совещании в Министерстве энергетики Российской Федерации по вопросу «О рассмотрении замечаний к доработанному проекту корректировки инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2018–2022 годы по инвестиционному проекту «Реконструкция ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Хромпик 1, 2 (в районе города Первоуральска) (4,488 км, 1,2 га, 1 шт.) 1 этап» было принято решение с учетом фактической реализации проекта сохранить параметры инвестиционного проекта без изменений (замена провода АС-150/24 на участках ЛЭП от опоры № 176 до опоры № 183 и от опоры № 190 до опоры № 209 на провод АС-240/39).

Таким образом, планируется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС - Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик ориентировочной протяженностью 1 км с заменой существующего провода АС-150 на провод АС-240 или аналогичный по длительно допустимым токовым нагрузкам.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год реализации мероприятий – 2024 год.

2.3.2.2 АО «Екатеринбургская электросетевая компания»

ПС 110 кВ Алмазная.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Алмазная.

В настоящее время на ПС 110 кВ Алмазная установлены:

– Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10, введен в эксплуатацию в 1988 году);

– Т-2 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10, введен в эксплуатацию в 1990 году).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Алмазная выявлена в зимний период 2019 года при температуре наружного воздуха -5,7 °С и составила 9,1 МВА.

При аварийном отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Алмазная величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить 9,1 МВА, что превысит  $S_{длн}$  трансформатора Т-2 (Т-1), равную 7,43 МВА.

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

На ПС 110 кВ Алмазная предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 2,19 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Алмазная с учетом перспективного прироста и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания составит 10,84 МВА.

При аварийном отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Алмазная величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить 10,84 МВА, что превысит  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-2 (Т-1), равную 7,43 МВА.

Для исключения превышения  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Алмазная в послеаварийных режимах необходима замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Алмазная мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора мощностью 16 МВА каждый.

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

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Керамик.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Керамик.

В настоящее время на ПС 110 кВ Керамик установлены:

– Т-1 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10000/110/6, введен в эксплуатацию в 1962 году);

– Т-2 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10000/110/6, введен в эксплуатацию в 1970 году).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Керамик выявлена в зимний период 2021 года при температуре наружного воздуха  $-5,5^{\circ}\text{C}$  (для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) и составила 13,41 МВА.

При аварийном отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Керамик величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить 13,41 МВА, что превысит  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-2 (Т-1), равную 11,78 МВА.

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

На ПС 110 кВ Керамик предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 4,49 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Керамик с учетом перспективного прироста и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания составит 17,51 МВА.

При аварийном отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Керамик величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить 17,51 МВА, что превысит  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-2 (Т-1), равную 11,78 МВА.

Для исключения превышения  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Керамик в послеаварийных режимах необходима замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Керамик мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.



### ПС 35 кВ Нива.

В СиПР Свердловской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Нива.

В настоящее время на ПС 35 кВ Нива установлены:

- Т-1 мощностью 5,6 МВА (ТМ-5600/35/6, введен в эксплуатацию в 1964 году);
- Т-2 мощностью 5,6 МВА (ТМ-5600/35/6, введен в эксплуатацию в 1951 году);
- Т-3 мощностью 4 МВА (ТМ-4000/35/6, введен в эксплуатацию в 1967 году).

Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Нива выявлена в зимний период 2021 года и составила 9,78 МВА (в том числе суммарная нагрузка Т-1 и Т-2 – 7,87 МВА). Трансформатор Т-3 (нагрузка 1,92 МВА) не резервирует Т-1 и Т-2 по сети низкого напряжения.

При аварийном отключении Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Нива величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить 7,87 МВА, что превысит  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-2 (Т-1), равную 5,88 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 35 кВ Нива предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 13,91 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 35 кВ Нива с учетом перспективного прироста составит 21,73 МВА.

При аварийном отключении Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Нива величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить 21,73 МВА, что превысит  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-2 (Т-1), равную 5,88 МВА.

Для исключения превышения  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Нива в послеаварийных режимах необходима реконструкция ПС 35 кВ Нива.

Разработаны два варианта развития сети энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива, позволяющих исключить возможность выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

Вариант № 1 с развитием сети 35 кВ, в рамках которого требуется:

– замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Нива мощностью 5,6 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый с заменой двух соответствующих выключателей 35 кВ ячеек Т-1 и Т-2 на новые, выполняемой на основании ИТС этих выключателей;

– замена выключателя 35 кВ ячейки Т-2 на ПС 110 кВ Родник, выполняемая на основании ИТС этого выключателя, для обеспечения возможности включения Т-2 при отключении Т-1;

– замена провода сечением АС 95/16 на ВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая на провод сечением АС 120/19 протяженностью 5,99 км;

– замена провода сечением АС 95/16, АС 70/11 на ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая протяженностью 10,7 км (участок ВЛ, выполненный проводом сечением АС 95/16, протяженностью 9,78 км и участок ВЛ, выполненный проводом сечением АС 70/11 протяженностью 0,92 км) на провод сечением АС 120/19;

– замена на ПС 110 кВ Шпагатная ошиновки ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая, выполненной проводом сечением АС 95/16, на ошиновку, выполненную проводом сечением АС 120/19;

– замена трансформаторов тока 35 кВ в присоединениях Т-1, Т-2 на ПС 35 кВ Нива с ДДТН 200 А на трансформаторы тока с ДДТН не менее 404 А и 431 А соответственно при температуре -32 °С.

Вариант № 2 с переводом ПС 35 кВ Нива на напряжение 110 кВ, в рамках которого требуется:

– сооружение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нива;

– замена трансформаторов Т-1 35/6 кВ, Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый и Т-3 35/6 кВ мощностью 4 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 3,3 км;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 7,33 км.

В соответствии с ТЭО, выполненным в рамках СиПР Свердловской области [3], суммарные дисконтированные затраты по Варианту № 1 составят 670,7 млн. руб, суммарные дисконтированные затраты по Варианту № 2 – 668,3 млн. руб. Таким образом, наиболее экономичным является Вариант № 2 с развитием электрической сети 110 кВ.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия, – АО «Екатеринбургская электросетевая компания», ОАО «МРСК Урала».

Необходимый год реализации мероприятий – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы**

#### **3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Свердловской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В энергосистеме Свердловской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	АО УК Промпарк «Богословский»	АО УК Промпарк «Богословский»	0,5	49,5	110	2023	ПС 110 кВ Глинозем
2	АО «Святогор»	АО «Святогор»	5,0	2023 (20 МВт) 2024 (44 МВт)	110	2023 2024	ПС 500 кВ Тагил ПС 110 кВ Верхняя Тура
3	ООО «Формат-ЕК»	ООО «Формат-ЕК»	0,0	34,5	110	2023	ПС 110 кВ Алапаевск
4	ГКУ СО «УКС Свердловской области»	Государственное казенное учреждение Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области»	17,1	28,3	110	2024	ПС 110 кВ Новокольцовская
5	АО «Уралэлектромедь»	АО «Уралэлектромедь»	0,0	25,0	110	2023	ПС 220 кВ Сварочная
6	АО Специализированный застройщик «РСГ-Академическое» (квартал 16)	АО Специализированный застройщик «РСГ-Академическое» (квартал 16)	0,0	2023 (3,5 МВт) 2024 (4,3 МВт) 2025 (9,3 МВт) 2025 (19,1 МВт)	220	2023 2024 2025 2025	ПС 220 кВ Рябина
7	ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	АО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	6,0	16,3	110	2023 с поэтапным набором мощности	ПС 110 кВ Титан
8	АО «ЕВРАЗ НТМК»	АО «ЕВРАЗ НТМК»	81,5	16,0	110	2023	ПС 110 кВ ПВС ПС 110 кВ НТМК
9	ООО «Синергия»	ООО «Синергия»	0,0	2023 (10,7 МВт); 2024 (14,9 МВт)	110	2023 2024	ПС 110 кВ В.Тура

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
10	ООО «Медно-Рудная Компания»	ООО «Медно-Рудная Компания»	0,0	12,0	110	2023 с поэтапным набором мощности	ПС 110 кВ Карпушиха
11	АО Специализированный застройщик «РСГ-Академическое» (квартал 13)	АО Специализированный застройщик «РСГ-Академическое» (квартал 13)	0,0	2023 (3,5 МВт); 2023 (7,4 МВт); 2024 (9,6 МВт); 2025 (11,5 МВт)	220	2023 2023 2024 2025	ПС 220 кВ Рябина
12	АО Специализированный застройщик «РСГ-Академическое» (квартал 12)	АО Специализированный застройщик «РСГ-Академическое» (квартал 12)	0,0	2023 (3,5 МВт); 2023 (7,4 МВт); 2024 (9,6 МВт); 2025 (11,5 МВт)	220	2023 2023 2024 2025	ПС 220 кВ Рябина
13	ООО «Терра Групп»	ООО «Терра Групп»	2,6	7,5	110	2023 с поэтапным набором мощности	ПС 110 кВ Кадниковская

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	43707	45003	45328	45530	45636	45735
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1296	325	202	106	99
Годовой темп прироста, %	–	2,97	0,72	0,45	0,23	0,22

Потребление электрической энергии по энергосистеме Свердловской области прогнозируется на уровне 45735 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,88 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 1296 млн кВт·ч или 2,97 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 99 млн кВт·ч или 0,22 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области представлено на рисунке 4.

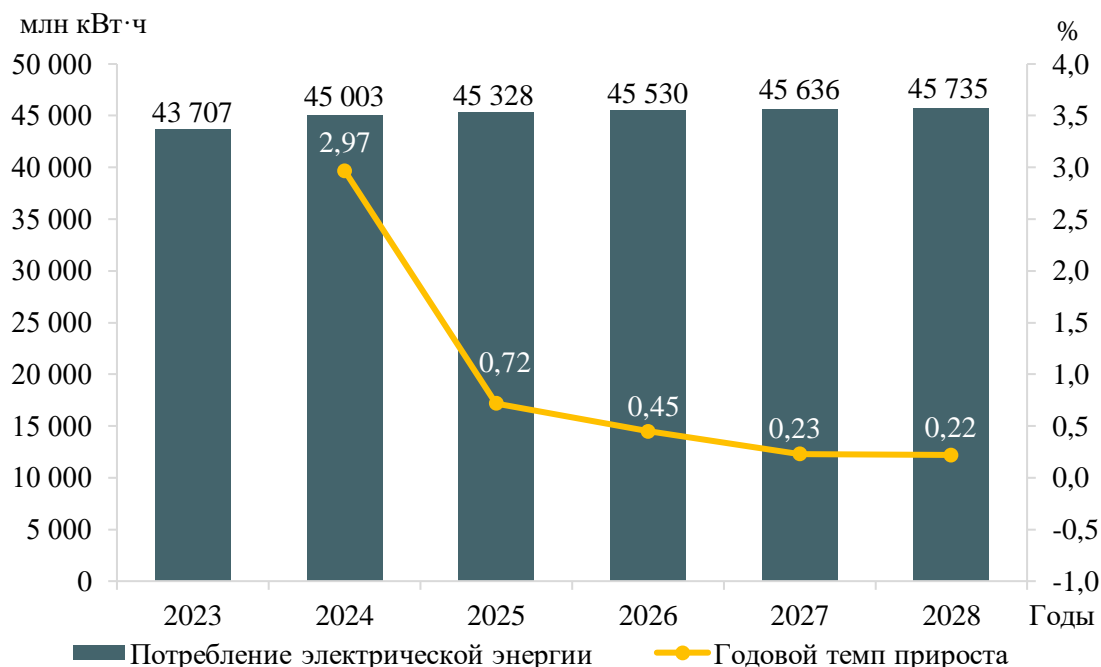


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта;
- 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 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	6593	6722	6742	6759	6769	6765
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	129	20	17	10	-4
Годовой темп прироста, %	–	1,96	0,30	0,25	0,15	-0,06
Число часов использования максимума потребления мощности	6629	6695	6723	6736	6742	6761

Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области к 2028 году прогнозируется на уровне 6765 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,78 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 129 МВт или 1,96 %, который обусловлен вводом новых мощностей в обрабатывающей промышленности, а также дальнейшим развитием промышленных парков. В 2028 году ожидается снижение максимума на 4 МВт или -0,06 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется к 2028 году на уровне 6761 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

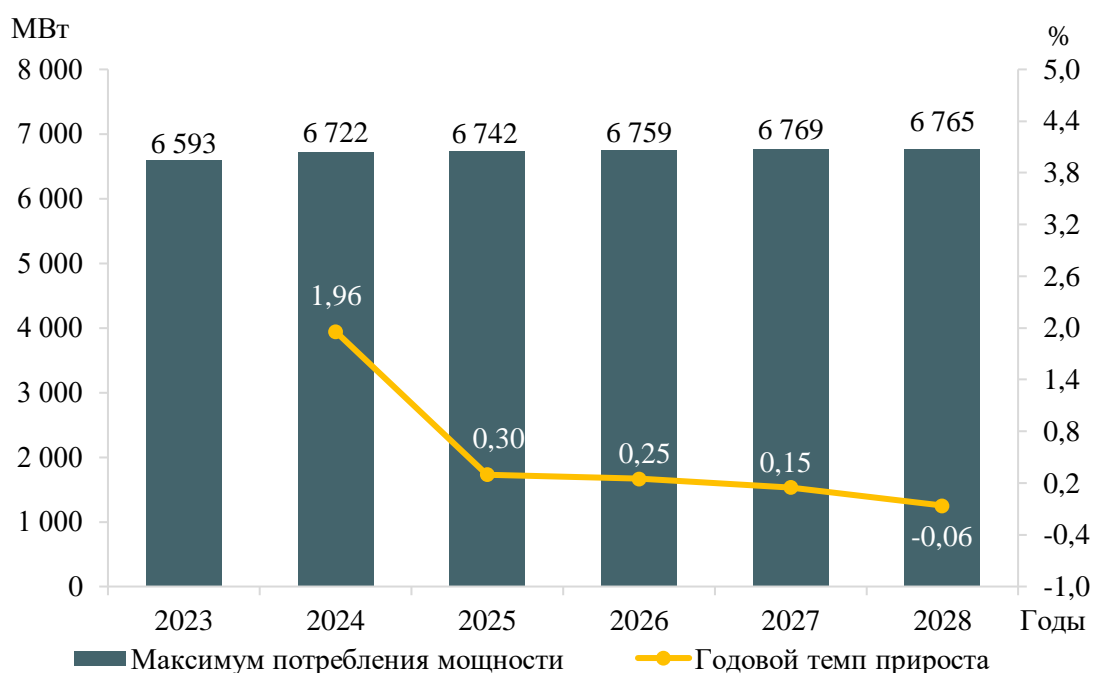


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 19,9 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Свердловской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области, МВт

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 70 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области в 2028 году составит 10695,3 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Свердловской области не претерпит существенных изменений.



Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 14. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Свердловской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Свердловской области	10625,3	10625,3	10665,3	10680,3	10695,3	10695,3
АЭС	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
ТЭС	9133,3	9133,3	9173,3	9188,3	9203,3	9203,3

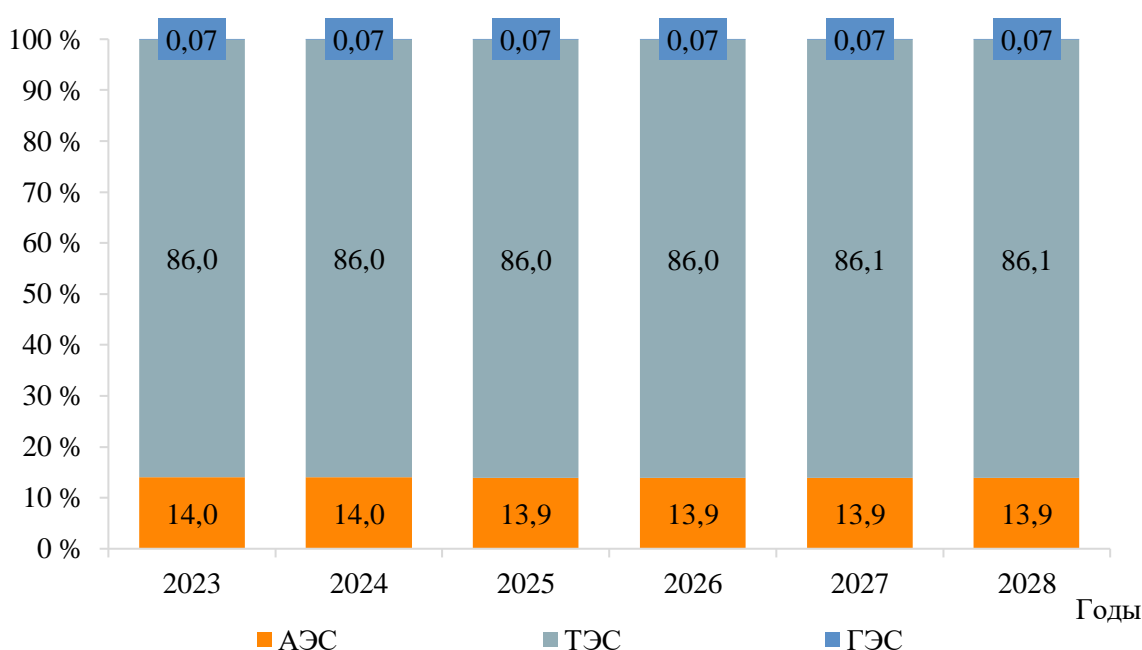


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Свердловской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 15 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 15 – 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	–	3×40	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителей (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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей (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 16 МВА каждый	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (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		110	км	2×0,18	–	–	–	–	–	0,36				
5	Строительство второй КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь ориентировочной протяженностью 3,077 км	АО «Уралэлектромедь»	110	км	3,077	–	–	–	–	–	3,077	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Уралэлектромедь»)	АО «Уралэлектромедь»	–	25,0
6	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 потребителей (АО «СТИЛ»)	АО «СТИЛ»	2,36	6,64
		ОАО «МРСК Урала»		км	–	3,151	–	–	–	–	3,151				
7	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 потребителей (АО «Святогор»)	АО «Святогор»	5,0	44,0
8	Строительство отпайек 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				
9	Реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 4 МВА	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «ЕВРАЗ НТМК»)	АО «ЕВРАЗ НТМК»	1,71	0,79

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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 потребителей (ООО «Формат-ЕК»)	ООО «Формат-ЕК»	–	34,5
11	Строительство двух КВЛ 110 кВ Алапаевск – Сфера ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ОАО «МРСК Урала»	110	км	–	2×2,2 2×0,8	–	–	–	–	6,0				
12	Строительство участка ВЛ 110 кВ 132 км – Алапаевск с отпайкой на ПС Деевская до ПС 110 кВ Сфера ориентировочной протяженностью 2,63 км		110	км	–	2,55 0,08	–	–	–	–	2,63				
13	Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шала – Вогулка – Шамары – Глухарь с включением в работу второй цепи	ОАО «МРСК Урала», ОАО «РЖД»	110	км	–	0,06	–	–	–	–	0,06	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	72,24	2,5

**4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Реновация основных фондов
3	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Реновация основных фондов
4	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ, Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый и 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками до ПС 110 кВ Нива ориентировочной протяженностью 7,33 км	ОАО «МРСК Урала»	110	км	7,33	–	–	–	–	–	7,33	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками (на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик) ориентировочной протяженностью 1 км с увеличением пропускной способности	ОАО «МРСК Урала»	110	км	–	2×1,0	–	–	–	–	2,0	Реновация основных фондов

**4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 17).

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений



## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) 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;

2) 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@;

3) 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;

4) утвержденных приказом Минэнерго 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@;

5) письма АО «Екатеринбургская электросетевая компания» от 14.10.2022 № ЕЭСК/001/123/7141;

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

## 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 в долгосрочной перспективе, 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 2028 году в объеме 45735 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,88 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области к 2028 году увеличится и составит 6765 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,78 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области прогнозируются в 2024 году, что связано с вводом новых мощностей в обрабатывающей промышленности, а также дальнейшим развитием индустриальных парков.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6629–6761 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 19,9 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области в 2028 году составит 10695,3 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 43,626 км, трансформаторной мощности 772 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: 09.01.2023).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов : утверждены Указом Губернатора Свердловской области от 29 апреля 2022 г. № 216-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/6600202205060001> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. 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: 27.06.2022).

**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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					01.01.2022								
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Свердловской области													
Верхотурская ГЭС	ПАО «Т Плюс»												
		1	Ф-123 ВБ-160	-	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3		
		2	Ф-123 ВБ-160		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	
Установленная мощность, всего		-	-		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	
		4	БН-800		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		
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	
		10	К-205-130		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	
		12	ПГУ		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		
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	Модернизация в 2026 г.
		2	К-300-240		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	
		4	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	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	
		6	К-300-240-2		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	
		8	К-500-240-2		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	
		10	К-500-240-2	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		
Серовская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, уголь экибастузский, кузнецкий									
		9	ПГУ		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Среднеуральская ГРЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	6	T-100-130	Газ, мазут	100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2025 г.	
		7	T-100-130		100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2025 г.
		8	P-38-130/34		38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	
		9	K-310-240-1		310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	
		10	T-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		11	T-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		12	ПГУ		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	
		Установленная мощность, всего			–	–	–	1578,5	1578,5	1578,5	1618,5	1618,5	1618,5
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		
		2	ПГУ-230		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		
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		
		2	ПР-25-90/10/0,9		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		
Первоуральская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		2	P-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		3	P-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		4	P-6-35/10		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			
Установленная мощность, всего		–	–	–	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		
		5	ПР-12-35-11/1,2		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		
Красногорская ТЭЦ	АО «РУСАЛ Урал»			Газ, уголь экибастузский, мазут									
		1	P-14-29/1,2		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0		
		2	P-17-29/8		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0		
		4	P-14-29/1,2		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0		
		5	P-14-29/1,2		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0		
		6	T-25-29/1,2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		9	P-17-29/8		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0		
		10	P-20-29/8		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		
Богословская ТЭЦ	АО «РУСАЛ Урал» (филиал «РУСАЛ Красноуральск»)			Газ, уголь свердловский									
		1	P-20-29/7		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		2	P-20-29/7		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		3	P-10-29/7		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
		6	T-33-31,5		33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0		
		7	P-41-31,5/1,7		41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0		
		8	P-6-31,5/7		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		10	P-5,5-31,5/7		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
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	
		2	Т-110/120-130-4		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	
		4	Т-110/120-130-5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	
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	
		2А	Р-6,7-2,9/1,4		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	
		3	ПТ-30/40-2,9/1,0		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		4	Р-12-2,9/0,7		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	
		5Б	Р-12-90/31М-1		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		
		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		3	АТ-25-1		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	
		5	Р-12-90/31М		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	Р-6-35/5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	ПР-25-90/10/0,9		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	
Режевская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТЭ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009		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	
Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009М		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					01.01.2022								
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ АО «Синарский трубный завод»	АО «Синарская ТЭЦ»			Газ									
		4	P-12-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		5	P-12-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		6	T-12-3,5/0,12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение 01.06.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
ТЭЦ в г. Новоруральске (УЭХК)	АО «РИР»			Газ									
		1	P-4,3-34/2,3		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	P-4,3-34/2,3		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	P-4,3-34/2,3		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	P-6-35/10M-1		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9		
Мини-ТЭЦ ПАО «СУМЗ»	АО «Штарк Энерджи Екатеринбург»			Газ									
		1	MWM «TCG2032 V16»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	MWM «TCG2032 V16»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	MWM «TCG2032 V16»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	MWM «TCG2032 V16»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		5	MWM «TCG2032 V16»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5		
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	Присоединение 01.02.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
Богдановичская ТЭЦ	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»			Газ									
		1	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6		
Академическая ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»												
		1, 2	ПГУ			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		
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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	ГТ-009 МЭ		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	
		4	ГТ-009 МЭ		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		



Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					Установленная мощность (МВт)							
Невьянская ТЭС	АО «Невьянский цементник»			Газ								
		1	Wartsila 20V34SG		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	
		3	Wartsila 20V34SG		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	
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	
		2	Quanto D1200		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	
Теплоэлектростанция АО «Уральская фольга»	АО «Уральская фольга»			Газ								
		1-7	Caterpillar G3516H			13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Установленная мощность, всего		–	–	–		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
ТЭС ООО «Аггреко Евразия»	ООО «Аггреко Евразия»			Газ								
		1	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas		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	
		4	QSK60 Gas		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	
		6	QSK60 Gas		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	
		8	QSK60 Gas		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	
		10	QSK60 Gas		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	
		12	QSK60 Gas		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	
ТЭЦ Синергия	ООО «Синергия»			Газ								
		–	ПТУ-20			19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
Установленная мощность, всего		–	–	–		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	
		2	MWM TCG2032 BV 16		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	MWM TCG2032 BV 16		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			
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	CAT CG 260-16		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	

**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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	42,59	41,30
2	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	2026	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Реновация основных фондов	260,44	245,33
3	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	2024	Реновация основных фондов	906,85	673,99
4	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	155,67	155,67
5	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	765,44	752,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
6	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	191,09	178,72
7	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, Т-2 35/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый и 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	464,55	464,55
8	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	59,41	59,41
9	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	ОАО «МРСК Урала»	110	км	7,33	–	–	–	–	–	7,33	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	126,01	126,01
10	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	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	202,09	202,09

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
11	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками (на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик) ориентировочной протяженностью 1 км с увеличением пропускной способности	ОАО «МРСК Урала»	110	км	–	2×1,0	–	–	–	–	2,0	2024	Реновация основных фондов	59,06	38,44

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, 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.

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**

**Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП**

Таблица В.1 – Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше на территории Свердловской области с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП

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
ПС 110 кВ Волна								
ПС 110 кВ Волна	ИП Новиков Александр Васильевич	8500013551	20.09.2022	2024	4,9	0	10	2,45
ПС 110 кВ Волна	ООО «АгроСтройКомплекс»	5400042946	16.08.2019	2022	1,2	0,6	10	0,06
ПС 110 кВ Волна	Администрация Сысертского городского округа	5400045476	17.03.2020	2023	0,04	0	0,4	0,004
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400047546	01.07.2020	2021	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «ЮжУралКом»	5400051141	10.02.2021	2022	0,006	0	0,22	0,0006
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400052660	12.04.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Булатов Александр Яковлевич	5400053840	31.05.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400054052	07.06.2021	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400054433	05.07.2021	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400054950	12.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400054976	12.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055031	20.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055043	20.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055067	20.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055087	20.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055086	20.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057265	10.11.2021	2023	0,01	0	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055679	19.08.2021	2023	0,009	0	0,4	0,0009
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055772	27.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Пантелеев Дмитрий Валерьевич	5400055526	06.08.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055864	24.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400055938	26.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056380	22.09.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Елинцева Любовь Аркадьевна	5400056016	06.09.2021	2024	0,085	0,015	0,4	0,007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056452	14.10.2021	2022	0,015	0,03	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056728	12.10.2021	2022	0,007	0	0,22	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056818	06.10.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056863	07.10.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056816	07.10.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056890	12.10.2021	2022	0,013	0	0,4	0,0013
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400056977	18.10.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Вагидов Бехрам Казимович	5400057165	27.10.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057434	12.11.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «УралСтройГранит»	5400057363	12.11.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057576	18.11.2021	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057785	18.01.2022	2022	0,02	0,015	0,4	0,0005
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057652	24.11.2021	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057676	25.11.2021	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057677	25.11.2021	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400057691	24.11.2021	2023	0,011	0,004	0,4	0,0007
ПС 110 кВ Волна	ООО «Птица+»	5400058092	27.12.2021	2023	0,125	0,025	0,4	0,01

Наименование ЦТП, 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
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058171	22.12.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058508	24.01.2022	2023	0,09	0	0,4	0,009
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058399	30.12.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058496	13.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058489	12.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058495	13.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058493	19.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058494	17.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058513	14.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058635	21.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058552	17.01.2022	2023	0,007	0	0,22	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058562	18.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058648	25.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058682	07.02.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058674	07.02.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058702	28.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058729	31.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400058809	04.02.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059014	15.02.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059161	28.02.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059152	28.02.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059262	17.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059309	05.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059627	25.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059397	15.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059404	13.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059420	17.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059434	15.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059432	15.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059548	21.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059737	04.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059614	28.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059799	04.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059797	04.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059799	31.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	СНТ «Ручеек»	5400060320	19.04.2022	2022	0,15	0,1	10	0,005
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059947	04.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059760	30.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059758	30.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059759	30.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400059859	11.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060076	07.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060079	07.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060073	07.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060036	07.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060105	08.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060156	18.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015

Наименование ЦТП, 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
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060159	18.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Захаров Николай Николаевич	5400060121	11.04.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060155	15.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060185	21.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060160	11.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060221	21.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060630	29.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060510	24.05.2022	2022	0,015	0,015	0,4	0
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060314	18.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «АгроСтройКомплекс»	5400060375	20.04.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060847	13.05.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060450	21.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060848	13.05.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	ООО «ВЕРТИКАЛЬ-УРАЛ»	5400060524	06.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060543	27.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060578	27.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060677	04.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061764	08.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061053	20.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060694	03.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060691	03.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061173	20.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060786	11.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060871	13.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061135	19.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060884	12.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	МКУ «Территориальный орган Администрации Сысертского городского округа Патрушевская сельская администрация»	5400062017	21.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	МКУ «Территориальный орган Администрации Сысертского городского округа Патрушевская сельская администрация»	5400062020	21.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060889	13.05.2022	2025	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060984	18.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400060993	18.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061124	19.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061123	23.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Узунян Андраник Меружанович	5400061100	20.05.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062396	05.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «Промспецстрой»	5400061318	25.05.2022	2022	0,15	0	10	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061219	26.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061217	23.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061221	24.05.2022	2022	0,01	0,004	0,4	0,0006
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061362	27.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061439	30.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061471	01.06.2022	2025	0,002	0	0,4	0,0002
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061615	02.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015

Наименование ЦТП, 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
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061593	03.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062400	04.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061780	08.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061810	08.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061991	20.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061817	07.06.2022	2022	0,011	0,004	0,4	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400061826	13.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062491	04.07.2022	2023	0,007	0	0,22	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062065	16.06.2022	2022	0,006	0,004	0,4	0,0002
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062135	20.06.2022	2025	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062457	14.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Елисева Любовь Аркадьевна	5400062120	20.06.2022	2022	0,008	0,007	0,4	0,0001
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062095	17.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062089	17.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062105	22.06.2022	2022	0,015	0,015	0,4	0
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062111	17.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062220	22.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062207	23.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062802	22.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062306	30.06.2022	2022	0,011	0,004	0,4	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062309	29.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062332	28.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «Радана»	5400062382	08.07.2022	2023	0,15	0	10	0,015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062443	04.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062818	27.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «ТЕХОСНОВА»	5400062525	11.07.2022	2023	0,006	0	0,4	0,0006
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062451	06.07.2022	2023	0,007	0	0,22	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062707	19.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062595	11.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП КОНОВАЛОВ СЕМЁН ИВАНОВИЧ	5400062679	12.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062682	13.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062665	13.07.2022	2023	0,015	0	10	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062687	12.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062744	22.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062743	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062765	21.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062780	05.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062817	26.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062828	28.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063158	18.08.2022	2022	0,4	0	10	0,04
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062898	29.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063355	31.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063025	12.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400062973	05.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063149	18.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «ПАТРУШИ-ИНВЕСТ»	5400063145	11.08.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015



Наименование ЦТП, 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
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063402	02.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063153	16.08.2022	2023	0,011	0,004	0,4	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063215	19.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063258	22.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063514	06.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063307	29.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063350	29.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063519	06.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063607	14.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ИП Симановский Андрей Моисеевич	8500013550	14.09.2022	2023	0,6	0	10	0,06
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063558	12.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	ООО «ВЕРТИКАЛЬ-УРАЛ»	5400063480	08.09.2022	2022	0,01	0	0,22	0,001
ПС 110 кВ Волна	МКУ «Администрация Сысертского городского округа»	5400063615	14.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063643	14.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063773	26.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063676	26.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063738	28.09.2022	2023	0,011	0,004	0,4	0,0007
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063793	28.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063788	22.09.2022	2023	0,002	0	0,22	0,0002
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063839	27.09.2022	2023	0,007	0,004	0,4	0,0003
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063797	04.10.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,0005
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063870	28.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063807	22.09.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063979	04.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063993	06.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400064000	04.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400063995	05.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015
ПС 110 кВ Волна	Физ. лицо	5400064038	07.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,0015