



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

30.04.2021

№ 252-УГ

г. Екатеринбург

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2022–2026 годов

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на период 2022–2026 годов (прилагаются).

2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Свердловской области от 30.04.2020 № 224-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2021–2025 годов» («Официальный интернет-портал правовой информации Свердловской области» (www.pravo.gov66.ru), 2020, 3 мая, № 25646) с изменением, внесенным Указом Губернатора Свердловской области от 15.12.2020 № 698-УГ.

3. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на Заместителя Губернатора Свердловской области С.В. Швиндта.

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2022 года.

5. Настоящий указ опубликовать на «Официальном интернет-портале правовой информации Свердловской области» (www.pravo.gov66.ru).

Губернатор
Свердловской области



Е.В. Куйвашев

УТВЕРЖДЕНЫ
Указом Губернатора
Свердловской области
от 30.04.2021 № 252-УГ
«Об утверждении схемы
и программы развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов»

**СХЕМА И ПРОГРАММА
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД
2022–2026 ГОДОВ**

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2022–2026 годов	7
Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области	8
Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области	10
Глава 1. Характеристика энергосистемы Свердловской области	10
Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций.....	11
Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций.....	14
Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области	15
Глава 5. Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области	16
Глава 6. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности.....	17
Глава 7. Динамика потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области	18
Глава 8. Структура потребления электрической энергии Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии	22
Глава 9. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности	22
Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области за 2016–2020 годы.....	23
Глава 11. Мониторинг прироста фактической нагрузки, а также поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в городе Екатеринбурге	25
Глава 12. Установленная тепловая мощность электростанций.....	29
Глава 13. Структура топливного баланса электростанций и котельных.....	31
Глава 14. Динамика потребления тепловой энергии в Свердловской области и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области	32
Глава 15. Перечень основных потребителей тепловой энергии	32
Глава 16. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	32
Глава 17. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга.....	34
Параграф 1. Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии города Екатеринбурга	37
Параграф 2. Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей.....	37
Параграф 3. Прогноз тепловой нагрузки города Екатеринбурга	38

Параграф 4. Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей.....	38
Параграф 5. Текущий и перспективный баланс тепловой энергии, включая оценку ограничений по выдаче тепловой мощности	39
Параграф 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург».....	39
Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области.....	40
Глава 18. Особенности функционирования энергосистемы Свердловской области	40
Глава 19. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкие» места).....	40
Глава 20. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области.....	43
Глава 21. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области	43
Глава 22. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей	44
Глава 23. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области	47
Глава 24. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области	48
Параграф 7. Развитие энергетики с учетом экологических показателей перспективной генерации и изменения структуры существующей генерации.....	53
Глава 25. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области	57
Параграф 8. Текущее состояние малой генерации в Свердловской области.....	57
Параграф 9. Технологические факторы развития малой генерации.....	57
Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области	62
Глава 26. Основные цели и задачи развития электроэнергетики Свердловской области	62
Глава 27. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области на пятилетний период	63
Глава 28. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области	66
Параграф 10. Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.....	66
Параграф 11. Планируемые объемы ввода и модернизация генерирующего оборудования	66
Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на пятилетний период	68
Глава 30. Перечень основных перспективных потребителей.....	69
Глава 31. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области ...	69

Параграф 12. Развитие сетевого комплекса 110 кВ и выше, связанного с технологическим присоединением энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии	71
Параграф 13. Выполнение мероприятий, необходимых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы Свердловской области.....	75
Параграф 14. Реконструкция объектов электросетевого хозяйства Свердловской области	76
Параграф 15. Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым.....	76
Параграф 16. Реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная	78
Параграф 17. Реконструкция ПС 110 кВ Свобода	80
Параграф 18. Реконструкция ПС 110 кВ Полевская	83
Параграф 19. Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская.....	85
Параграф 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная.....	86
Параграф 21. Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит	88
Параграф 22. Реконструкция ПС 110 кВ Керамик.....	90
Параграф 23. Реконструкция ПС 110 кВ Капралово	91
Параграф 24. Реконструкция ПС 110 кВ Гагарский.....	93
Параграф 25. Реконструкция ПС 110 кВ Гвоздика.....	95
Параграф 26. Замена БСК на ПС 110 кВ Михайловская.....	97
Параграф 27. Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками от опоры № 26 до опоры № 128 с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 19,83 км).....	97
Параграф 28. Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 10,62 км).....	98
Параграф 29. Реконструкция ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 (ориентировочной протяженностью по трассе 9,35 км) и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская (ориентировочной протяженностью по трассе 26,5 км) с заменой опор и провода ЛЭП.....	98
Параграф 30. Реконструкция ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье на участке от портала 110 кВ ПС 220 кВ Кошай до портала ПС 110 кВ Предтурье с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 41,3 км).....	99
Параграф 31. Реконструкция КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками (перевод отпайек на ПС 110 кВ Алмазная в кабельное исполнение).....	101
Параграф 32. Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (в районе г. Первоуральска) с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 4,5 км).....	102
Параграф 33. Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь с образованием ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка, ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары и ВЛ 110 кВ Шаля – Шамары	103

Глава 32. Организация единых теплоснабжающих организаций	105
Глава 33. Потребность электростанций и котельных в топливе	106
Глава 34. Энергообеспечение удаленных территорий Свердловской области	107
Глава 35. Информация о кадровых ресурсах в электроэнергетике Свердловской области	110
Глава 36. Перспективные инновационные технологии и направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области.....	110
Раздел 6. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках	111
Приложение № 1. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области на 1 февраля 2021 года.....	113
Приложение № 2. Характеристика электросетевого комплекса по классам напряжения на 1 февраля 2021 года.....	117
Приложение № 3. Перечень существующих средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше и их характеристики на 1 февраля 2021 года.....	118
Приложение № 4. Перечень наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области.....	120
Приложение № 5. Перечень крупных перспективных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области согласно действующим договорам об осуществлении технологического присоединения в период 2020–2024 годов	121
Приложение № 6. Перечень выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	122
Приложение № 7. Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме Свердловской области .	126
Приложение № 8. Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, учтенных при определении объема мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства.....	128
Приложение № 9. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	154
Приложение № 10. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 35 кВ и ниже (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	160
Приложение № 11. Результаты расчетов электроэнергетических режимов.....	173
Список используемых сокращений.....	181

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2022–2026 годов

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на период 2022–2026 годов разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Настоящие схема и программа учитывают:

- 1) Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике»;
- 2) Стратегию социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденную Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы»;
- 3) проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы;
- 4) схемы теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, на территориях которых расположены объекты электроэнергетики Свердловской области;
- 5) социально-экономические, экономико-технологические, географические, экологические и ресурсные особенности Свердловской области;
- 6) сведения о действующих технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- 7) предложения системного оператора, сетевых организаций и исполнительных органов государственной власти Свердловской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Свердловской области.

Настоящие схема и программа являются основой для разработки инвестиционных программ территориальных сетевых организаций.

Основной целью разработки настоящих схемы и программы является подготовка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формированию стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами работы по разработке настоящих схемы и программы являются:

- 1) подготовка предложений по координированному планированию строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- 2) подготовка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 0,4 кВ и выше по энергосистеме на пятилетний период

для обеспечения надежного функционирования энергосистемы в долгосрочной перспективе;

3) информационное обеспечение деятельности исполнительных органов государственной власти Свердловской области при формировании политики в сфере электроэнергетики Свердловской области;

4) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области.

Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области

Свердловская область – один из крупнейших регионов Российской Федерации, входящий в состав Уральского федерального округа. Свердловская область находится на Евразийском континенте в четвертом часовом поясе на стыке двух частей света – Европы и Азии, в пределах Уральского горного хребта – Северного и Среднего Урала, а также Восточно-Европейской и Западно-Сибирской равнин. Протяженность территории с запада на восток – около 560 км, с севера на юг – около 660 км. Площадь территории Свердловской области составляет 194,3 тыс. кв. км. Свердловская область граничит на юге с Курганской, Челябинской областями и Республикой Башкортостан, на западе – с Пермским краем, на северо-западе – с Республикой Коми, на северо-востоке – с Ханты-Мансийским автономным округом – Югрой, на востоке – с Тюменской областью.

Климат Свердловской области континентальный, средняя температура января – от -16 до -20⁰С, средняя температура июля – от +16 до +19⁰С, количество осадков – около 500 мм в год.

Численность постоянного населения Свердловской области на 1 января 2021 года составляла 4 291 886 человек. На территории Свердловской области расположены 47 городов, 26 поселков городского типа, 1802 сельских населенных пункта. Местное самоуправление осуществляется на территориях 94 муниципальных образований. В городах проживает около 85% населения. К наиболее крупным городам относятся Екатеринбург, Нижний Тагил, Каменск-Уральский, Первоуральск, Серов.

По большинству основных социально-экономических показателей развития Свердловская область входит в первую десятку регионов Российской Федерации.

Основная часть населения (более 80%) проживает в следующих промышленных районах: Серово-Богословском, Нижнетагильском, Верхнетагильском, Первоуральском, Екатеринбургском, Асбестовско-Артемовском, Каменск-Уральском, Полевском. Карта-схема Свердловской области с указанием районов приведена на рисунке 1.

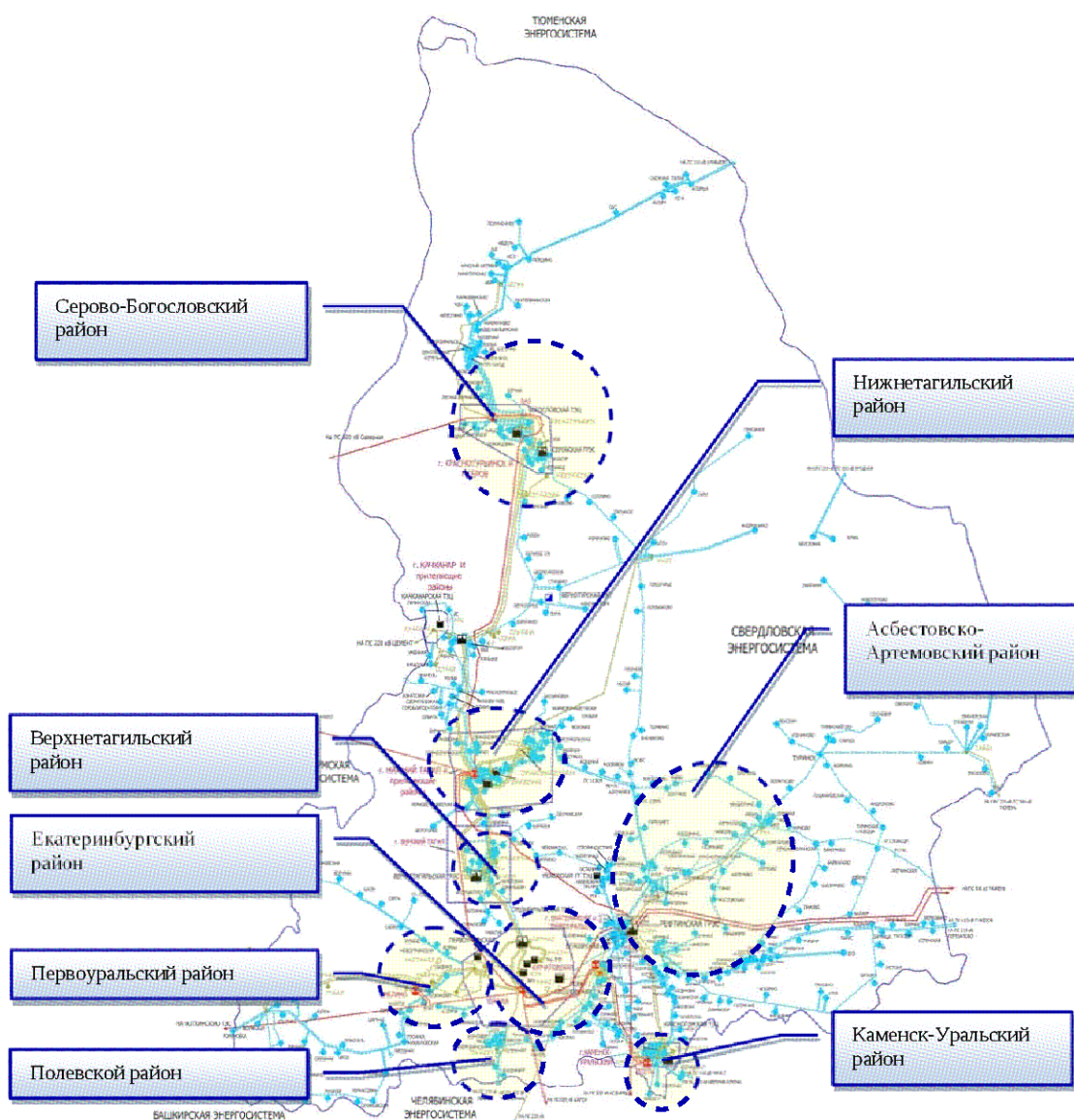


Рисунок 1. Карта-схема Свердловской области с основными промышленными районами

Промышленность Свердловской области представлена преимущественно обрабатывающим производством. Профилирующие производства: металлургическое производство (черная и цветная металлургия), производство машин и оборудования, которые обладают высокой фондо- и материалоемкостью с высокой зависимостью от конъюнктуры сырьевых рынков. Добыча полезных ископаемых представлена добычей железных и медных руд, бокситов, асбеста.

В Свердловской области имеются собственные топливно-энергетические ресурсы. Запасы угля незначительны, имеются разведанные запасы нефти на северо-востоке Свердловской области, разработка их по состоянию на 1 февраля 2021 года не велась. В Красноуфимском районе ведется разведка месторождений газа, возможность добычи которого оценивается в размере 1,5–2 млрд. куб. м в год. Гидроэнергоресурсы представлены в основном малыми реками. Гидропотенциал оценивается в 300 МВт. На территории Свердловской области располагаются

существенные запасы торфа (более 3 млрд. т.у.т.). В 1985 году был достигнут максимальный уровень добычи торфа, который составил 3,5 млн. тонн. Добыча торфа и его использование на топливные нужды на протяжении длительного периода сокращались.

Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области

Глава 1. Характеристика энергосистемы Свердловской области

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 1 февраля 2021 года составила 10 557,701 МВт.

Более половины от всей установленной мощности энергосистемы – 50,9% (5378,5 МВт) – приходится на две электростанции: Рефтинскую ГРЭС и Среднеуральскую ГРЭС.

К наиболее крупным электростанциям, расположенным на территории Свердловской области, относятся Рефтинская ГРЭС, Среднеуральская ГРЭС, Верхнетагильская ГРЭС, Серовская ГРЭС, Ново-Свердловская ТЭЦ, Нижнетуринская ГРЭС и Белоярская АЭС.

Энергосистема Свердловской области входит в состав объединенной энергосистемы Урала. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой осуществляется филиалами АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала» и «Региональное диспетчерское управление энергосистем Свердловской и Курганской областей».

Электросетевой комплекс энергосистемы Свердловской области достаточно развит, присутствуют ЛЭП класса напряжения 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ. Суммарная протяженность ЛЭП 110-220-500 кВ на 1 февраля 2021 года, по данным сетевых организаций, составила 17,1 тыс. км. Суммарная мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 110-220-500 кВ на понизительных ПС и электростанциях энергосистемы Свердловской области на 1 февраля 2021 года составила 43,6 тыс. МВА.

Баланс мощности и электрической энергии энергосистемы Свердловской области является избыточным.

Крупнейшими генерирующими компаниями на территории Свердловской области являются АО «Кузбассэнерго», ПАО «Энел Россия», АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ОГК-2», филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс» и АО «Концерн Росэнергоатом».

Крупнейшими сетевыми организациями на территории Свердловской области являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго», а также Свердловская дирекция по энергообеспечению и Горьковская дирекция по энергообеспечению – структурные подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД». Часть объектов 220-110 кВ и ниже принадлежат организациям – потребителям электрической энергии.

Крупнейшими энергосбытовыми организациями на территории Свердловской области являются Свердловский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс», АО «Екатеринбургэнергосбыт», АО «Нижнетагильская Энергосбытовая компания», филиал АО «Русатом Инфраструктурные решения» в городе Новоуральске.

Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года представлена в таблице 1 и на рисунке 2.

Таблица 1

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года

Номер строки	Тип электростанции	Установленная мощность (МВт)	Доля от установленной мощности энергосистемы Свердловской области (процентов)
1.	АЭС	1485	14,1
2.	ГЭС	7	0,1
3.	ТЭС	9065,701	85,8
4.	Итого	10 557,701	100,0

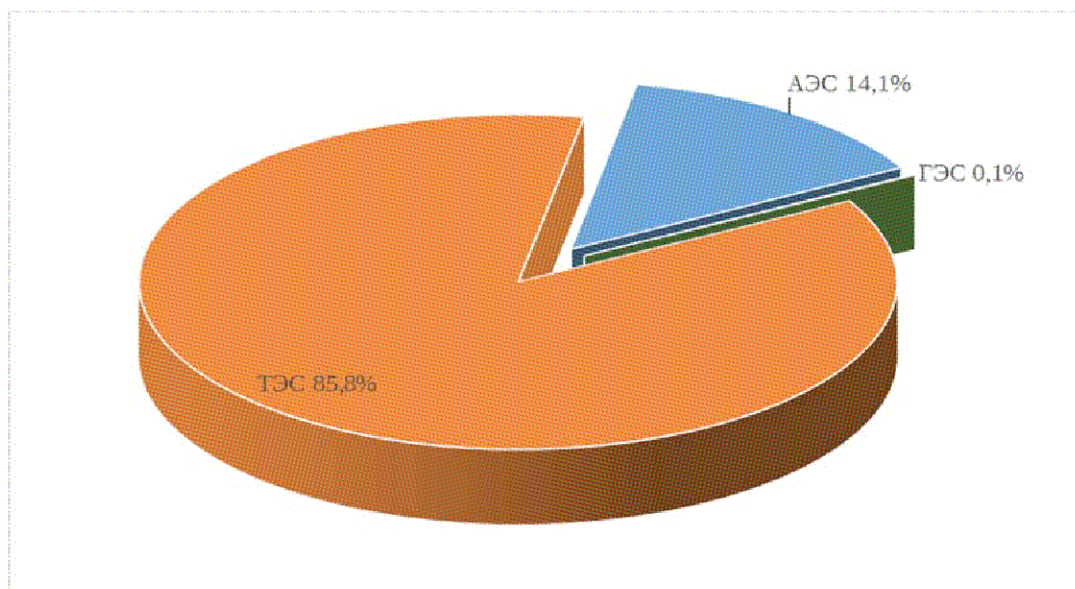


Рисунок 2. Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года

Перечень электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года представлен в таблице 2.

Таблица 2

Перечень электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года

Номер строки	Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)	Месторасположение электростанции
1	2	3	4
1.	АО «Концерн Росэнергоатом»	1485	–
2.	Белоярская АЭС	1485	г. Заречный
3.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	1062,15	–
4.	Верхнетагильская ГРЭС	1062,15	г. Верхний Тагил
5.	ПАО «ОГК-2»	451	–
6.	Серовская ГРЭС	451	г. Серов
7.	АО «Кузбассэнерго»	3800	–
8.	Рефтинская ГРЭС	3800	пос Рефтинский
9.	ПАО «Энел Россия»	1578,5	–
10.	Среднеуральская ГРЭС	1578,5	г. Среднеуральск
11.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	1348	–
12.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	г. Екатеринбург
13.	Нижнетуринская ГРЭС	484	г. Нижняя Тура
14.	Академическая ТЭЦ	228	г. Екатеринбург
15.	Свердловская ТЭЦ	24	г. Екатеринбург
16.	Верхотурская ГЭС	7	Верхотурский район (река Тура)
17.	Первоуральская ТЭЦ	24	г. Первоуральск
18.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	24	г. Екатеринбург
19.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	121	–
20.	Красногорская ТЭЦ	121	г. Каменск-Уральский
21.	Филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»	135,5	–
22.	Богословская ТЭЦ	135,5	г. Краснотурьинск
23.	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»	8,6	–
24.	Богдановичская ТЭЦ	8,6	г. Богданович
25.	АО «ГТ Энерго»	60	–
26.	Режевская ГТ-ТЭЦ	18	г. Реж
27.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	18	г. Екатеринбург
28.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ	24	г. Ревда
29.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	50	–
30.	Качканарская ТЭЦ	50	г. Качканар

1	2	3	4
31.	АО «ЕВРАЗ НТМК»	149,9	–
32.	ТЭЦ НТМК	149,9	г. Нижний Тагил
33.	АО «НПК «Уралвагонзавод» имени Ф.Э. Дзержинского»	108	–
34.	ТЭЦ УВЗ	108	г. Нижний Тагил
35.	ЗАО Межотраслевой концерн «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	70,5	–
36.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	г. Екатеринбург
37.	АО «Синарская ТЭЦ»	12	–
38.	ТЭЦ Синарского трубного завода	12	г. Каменск-Уральский
39.	ПАО «СУМЗ»	21,5	–
40.	Мини-ТЭЦ ПАО «СУМЗ»	21,5	г. Ревда
41.	АО «Русатом Инфраструктурные решения»	24,9	–
42.	ТЭЦ в г. Новоуральске	24,9	г. Новоуральск
43.	АО «Невьянский цементник»	24,9	–
44.	Невьянская ТЭС	24,9	пос. Цементный
45.	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	8	–
46.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	4	г. Сысерть
47.	ГТЭС АРП Арамилъ	4	г. Арамилъ
48.	АО «Уралэлектромедь»	2,4	–
49.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	2,4	г. Кировград
50.	АО «НЛМК-Урал»	10,951	–
51.	Энергоцентр «Березовский»	6,451	г. Березовский
52.	Энергокомплекс г. Нижние Серги	4,5	г. Нижние Серги
53.	ООО «Штарк Энерджи Серов»	24,9	–
54.	ТЭЦ ПАО «НМЗ»	24,9	г. Серов
55.	Итого по энергосистеме Свердловской области	10 557,701	–

Структура распределения установленной мощности электрических станций с разбивкой по субъектам электроэнергетики Свердловской области по состоянию на 1 февраля 2021 года приведена на рисунке 3.

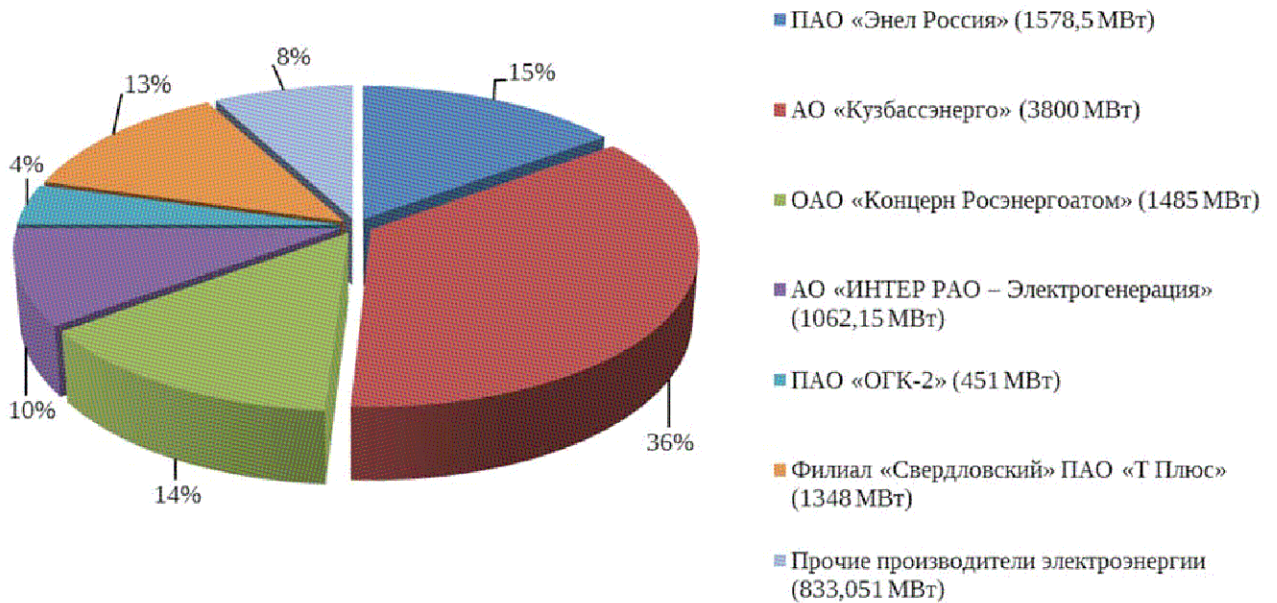


Рисунок 3. Структура распределения установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 1 февраля 2021 года

Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций

С 1 марта 2020 года по 1 февраля 2021 года существенных изменений в возрастной структуре оборудования электрических станций на территории энергосистемы Свердловской области не произошло. В указанный период проведены следующие мероприятия:

- 1) введено в эксплуатацию генерирующее оборудование энергоцентра «Березовский» (АО «НЛМК-Урал») установленной мощностью 6,451 МВт;
- 2) введено в эксплуатацию генерирующее оборудование ТЭЦ ПАО «НМЗ» (ООО «Штарк Энерджи Серов») установленной мощностью 24,9 МВт;
- 3) выведено из эксплуатации генерирующее оборудование ТЭЦ-19 (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс») установленной мощностью 8,5 МВт;
- 4) выведено из эксплуатации генерирующее оборудование ТЭЦ РТИ (ПАО «Уральский завод резиновых технических изделий») установленной мощностью 6 МВт.

По состоянию на 1 февраля 2021 года доля мощностей, введенных с начала 2011 года, составила 28,8%. Мощность генерирующего оборудования, введенного более 60 лет назад (до 1960 года), составила 3,1%. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области на 1 февраля 2021 года представлена в приложении № 1 к настоящим схеме и программе. График введенной мощности от установленной на 1 февраля 2021 года показан на рисунке 4.

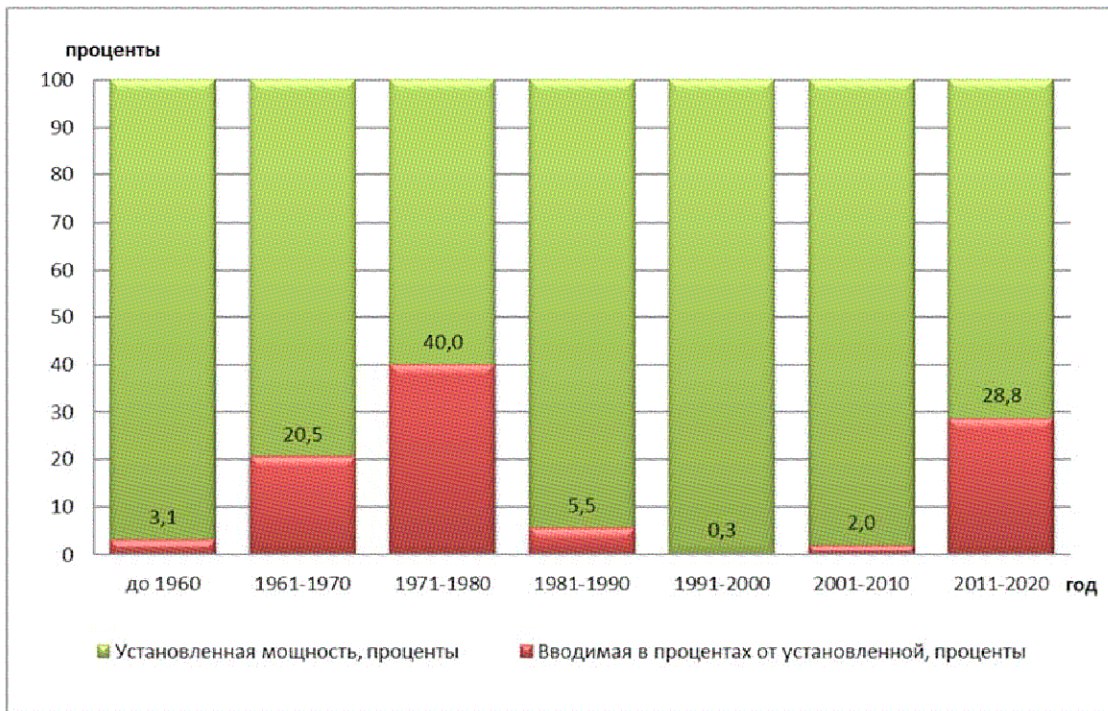


Рисунок 4. График введенной мощности от установленной на 1 февраля 2021 года

Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области

Основу электросетевого комплекса энергосистемы Свердловской области составляют электрические сети напряжением 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области:

ПС 500 кВ	– 6 штук;
ПС (ПП) 220 кВ	– 40 штук;
ПС 110 кВ	– 603 штуки;
ПС 35 кВ	– 165 штук;
ТП 10-6/0,4 кВ	– более 16 080 штук;
ЛЭП 500 кВ	– 1988,2 км;
ЛЭП 220 кВ	– 3500,2 км;
ЛЭП 110 кВ	– 11 564,4 км;
ЛЭП 35-0,4 кВ	– более 61 600 км.

С 1 марта 2020 года по 1 февраля 2021 года в части характеристик электросетевого комплекса на территории энергосистемы Свердловской области произошли следующие изменения:

1) в 2020 году введена в эксплуатацию ПС 110 кВ Известь с установкой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА с присоединением к сети ответвлением от ВЛ 110 кВ Кадниковская – Свобода;

2) в 2020 году для проведения пусконаладочных работ поставлен под напряжение силовой трансформатор Т-1 мощностью 10 МВА ПС 110 кВ Балтымская. Ввод в эксплуатацию Т-1 планируется осуществить во II квартале 2021 года;

3) в 2020 году на ПС 110 кВ Горный Щит выведен из эксплуатации Т-2 мощностью 16 МВА с последующей заменой на новый в рамках реконструкции ПС 110 кВ Горный Щит.

Основные характеристики приведены по данным наиболее крупных сетевых организаций на территории Свердловской области, таких как филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала», филиал «Свердловэнерго» ОАО «МРСК Урала», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго» и ОАО «РЖД». На территории Свердловской области также функционирует более 45 территориальных сетевых организаций. Характеристика электросетевого комплекса Свердловской области по классам напряжения на 1 февраля 2021 года приведена в приложении № 2 к настоящим схеме и программе.

Глава 5. Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области

Энергосистема Свердловской области входит в объединенную энергосистему Урала и граничит с энергосистемами Пермского края, Челябинской и Курганской областей, Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Республики Башкортостан. Внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области представлены в таблице 3.

Таблица 3

Внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование энергосистемы	Диспетчерское наименование линии электропередачи
1	2	3
1.	Энергосистема Пермского края	ВЛ 500 кВ Тагил – Калино
2.		ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино
3.		ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ
4.		ВЛ 220 кВ Цемент – Качканар
5.		ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень
6.		ВЛ 220 кВ Ирень – Партизанская
7.		ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка I и II цепь
8.		ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками
9.		ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары
10.		ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень
11.		ВЛ 110 кВ Глухарь – Платоновская
12.	Энергосистема Челябинской области	ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево
13.		ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол
14.		ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная
15.		ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская
16.		ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км
17.		ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская

1	2	3	
18.		ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками	
19.		ВЛ 35 кВ Рыбниково – Ларино	
20.	Энергосистема Курганской области	ВЛ 220 кВ Высокая – Каменская	
21.		ВЛ 110 кВ Каменская – В. Ключи с отпайками на ПС ЖБК	
22.		ВЛ 110 кВ Колчедан – Чуга-Т	
23.		ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень № 1 и № 2	
24.	Энергосистема Тюменской области, Ханты- Мансийского и Ямало- Ненецкого автономных округов	ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда	
25.		ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с отпайкой на ПС Чугунаево	
26.		ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками	
27.		ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда № 2 с отпайками	
28.		ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками	
29.		ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак	
30.		ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино	
31.		ВЛ 110 кВ Картопля – Атымья № 1 и № 2 с отпайками	
32.		Энергосистема Республики Башкортостан	ВЛ 35 кВ Сажино – Усть-Икинск

Глава 6. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности

Напряжение в электрической сети 110-220-500 кВ энергосистемы Свердловской области контролируется и регулируется в контрольных пунктах по напряжению. Заданные уровни напряжений в контрольных пунктах выдерживаются путем отдачи субъектам электроэнергетики команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности, режима работы средств компенсации реактивной мощности, коэффициента трансформации автотрансформаторов и иное.

В целях регулирования напряжения в сети 110-220-500 кВ энергосистемы Свердловской области на энергообъектах установлены и используются следующие виды средств компенсации реактивной мощности: шунтирующие реакторы и батареи статических конденсаторов. Суммарная установленная мощность средств компенсации реактивной мощности на 1 февраля 2021 года составила 976,72 Мвар.

Перечень существующих средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше и их характеристики приведены в приложении № 3 к настоящей схеме и программе.

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети 110-220-500 кВ энергосистемы Свердловской области показывает, что существующих средств компенсации реактивной мощности и других устройств (оборудования), обеспечивающих регулирование напряжения, достаточно для поддержания напряжения в сети в допустимых пределах, разработка рекомендаций по вводу дополнительных источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности не требуется.

Глава 7. Динамика потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области

Период с 2016 до начала 2018 года характеризуется приростом потребления электрической энергии в энергосистеме Свердловской области, что связано с восстановлением экономической ситуации после введенных ранее внешних экономических санкций.

В 2020 году зафиксировано существенное снижение потребления электрической энергии в энергосистеме Свердловской области. В 2020 году по сравнению с 2019 годом потребление электрической энергии снизилось на 4,0%, что связано с эпидемиологическими факторами (распространение новой коронавирусной инфекции (COVID-19)).

Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы представлена в таблице 4 и на рисунке 5. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году показана на рисунке 6.

Таблица 4

Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы

Номер строки	Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	42 426,0	42 872,1	43 489,6	43 078,8	41 347,0
2.	Абсолютный прирост потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), млн. кВт·ч	-514,6	446,1	617,5	-410,8	-1731,8
3.	Динамика потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), процентов	-1,2	1,1	1,4	-0,9	-4,0

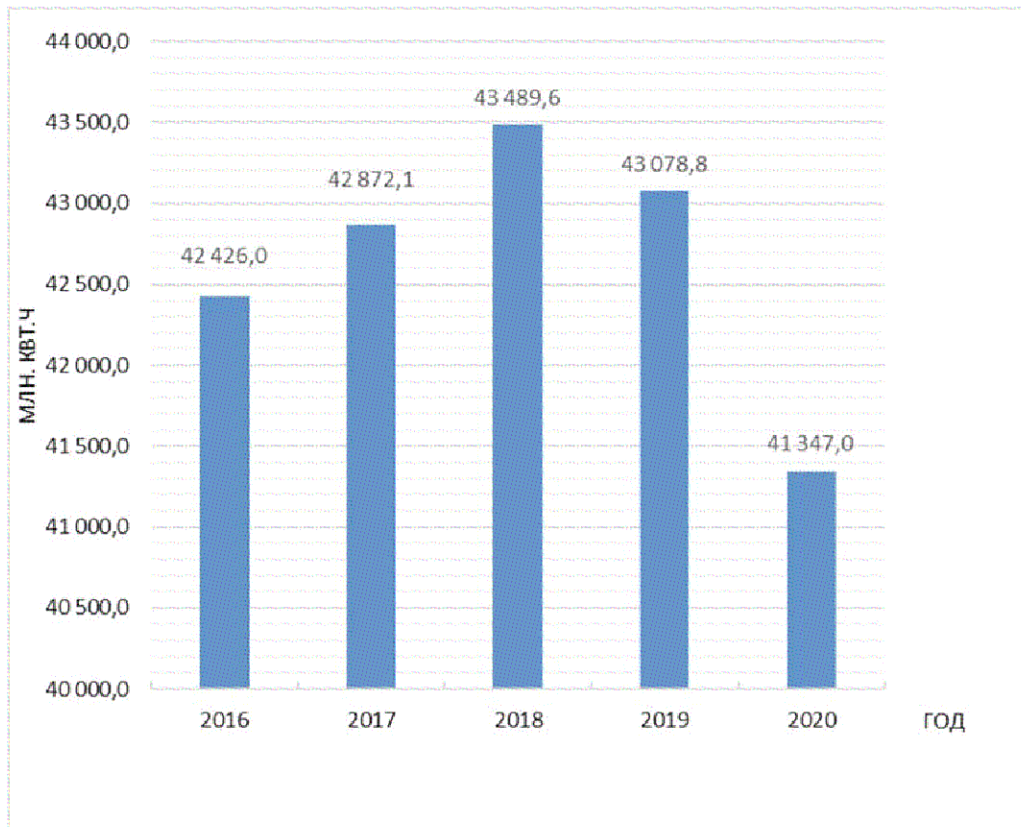


Рисунок 5. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы

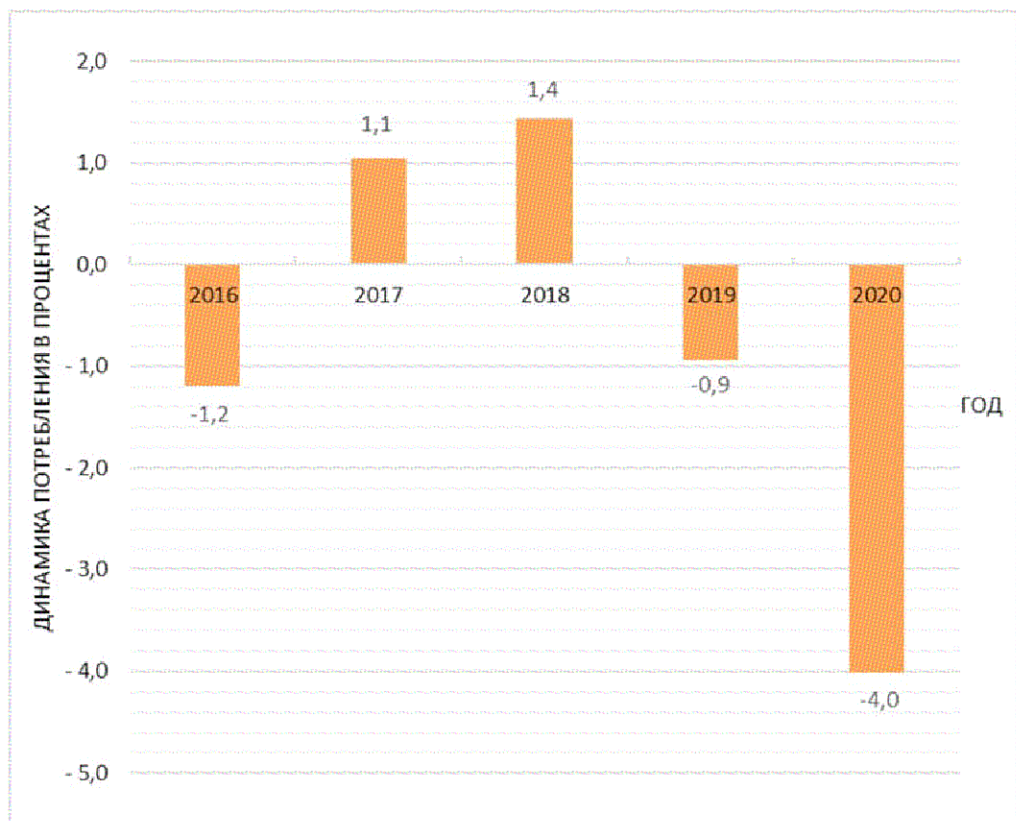


Рисунок 6. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году

Период с 2016 до конца 2020 года характеризуется разнонаправленной динамикой изменения максимумов потребления мощности. Одним из определяющих факторов, который оказывает влияние на величину максимума потребления мощности энергосистемы, является температура наружного воздуха.

Годовые объемы потребления электрической энергии в большей степени определяют объективную динамику потребления электрической энергии и мощности, преимущественно обусловленную макроэкономическими факторами, поскольку на годовом интервале климатические факторы в основном нивелированы.

По сравнению с 2019 годом в 2020 году максимум потребления мощности уменьшился на 443 МВт, или на 6,9%. На такое значительное снижение потребления помимо температурного фактора также оказал влияние эпидемиологический фактор (распространение новой коронавирусной инфекции (COVID-19)).

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы представлена в таблице 5. Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области показан на рисунке 7. График изменения максимумов потребления мощности энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году приведен на рисунке 8.

Таблица 5

**Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы
Свердловской области за 2016–2020 годы**

Номер строки	Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6620	6460	6349	6456	6013
2.	Абсолютный прирост потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	297	-160	-111	107	-443
3.	Темпы прироста (по отношению к предшествующему году), процентов	4,7	-2,4	-1,7	1,7	-6,9

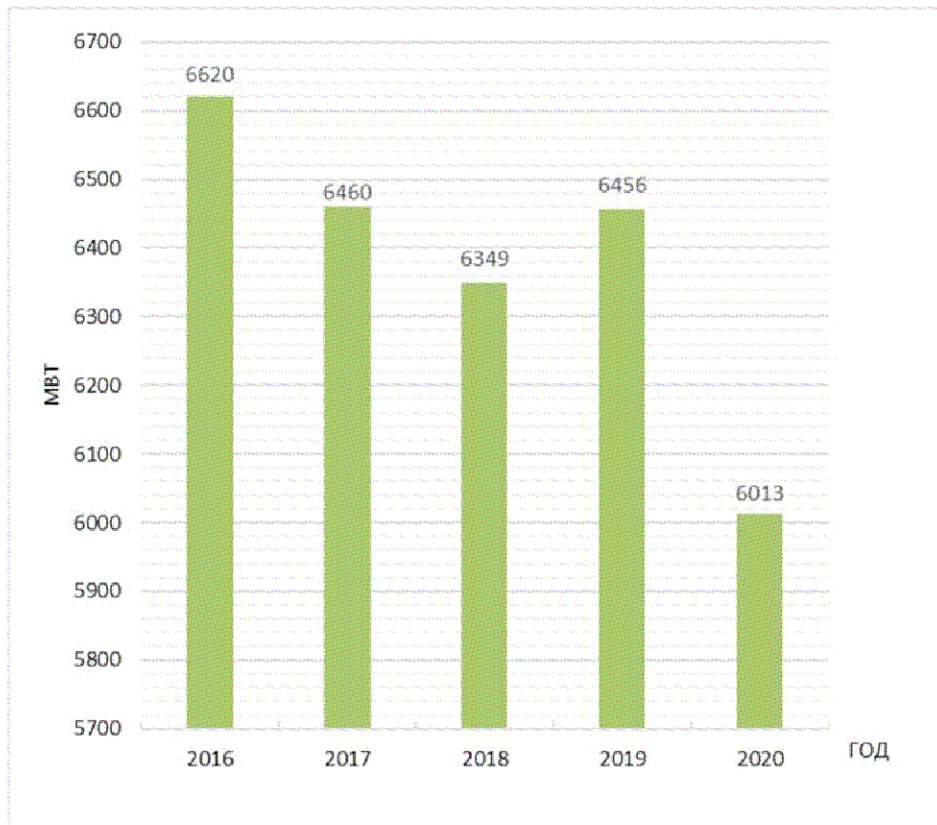


Рисунок 7. Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области

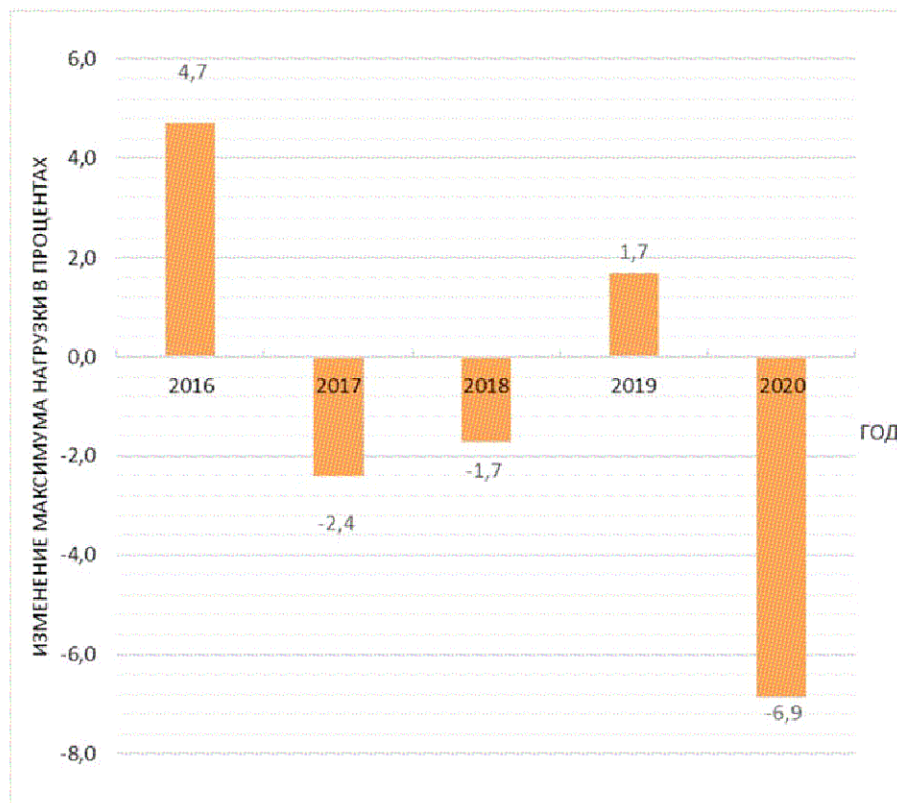


Рисунок 8. График изменения максимумов потребления мощности энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году

Глава 8. Структура потребления электрической энергии Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

В структуре потребления электрической энергии Свердловской области преобладают промышленные потребители. Наибольшую долю в электропотреблении составляют потребители черной и цветной металлургии – около 28%, население – около 11%, собственные нужды электростанций (энергетика) – около 8%, добывающая промышленность – около 5%.

Структура потребления электрической энергии Свердловской области показана на рисунке 9.

Перечень наиболее крупных существующих потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области приведен в приложении № 4 к настоящим схеме и программе.

Перечень наиболее крупных перспективных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области приведен в приложении № 5 к настоящим схеме и программе.

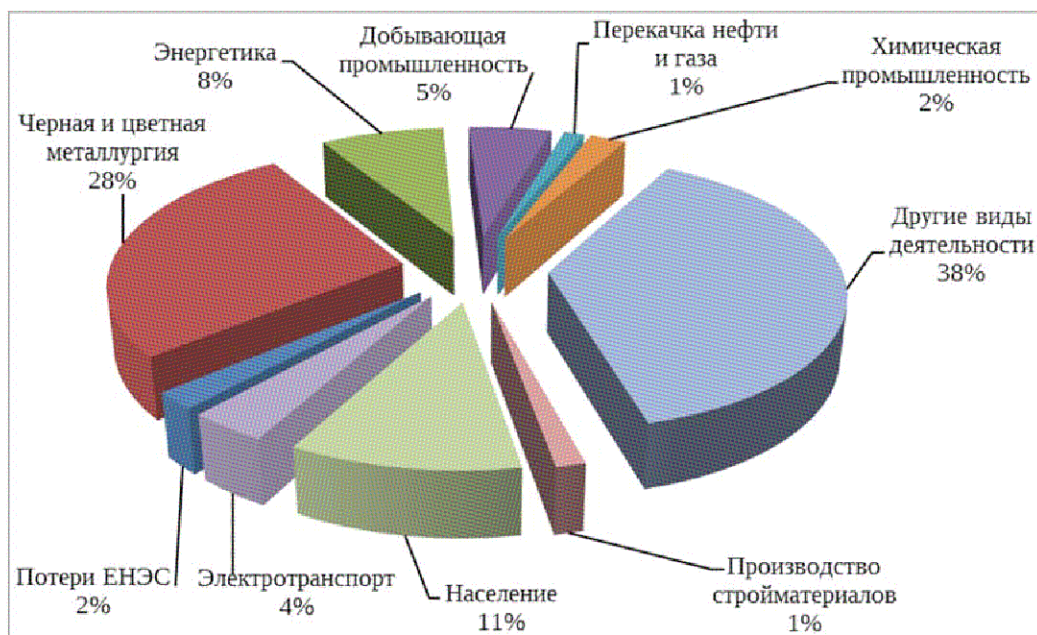


Рисунок 9. Структура потребления электрической энергии Свердловской области

Глава 9. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электрической энергии в энергосистеме Свердловской области в 2020 году составило 56 417,0 млн. кВт·ч, что выше уровня 2019 года на 176,7 млн. кВт·ч.

Структура выработки электрической энергии в 2016–2020 годах представлена в таблице 6 и на рисунке 10.

Структура выработки электрической энергии в 2016–2020 годах

Номер строки	Год	Производство электрической энергии, всего (млн. кВт·ч)	В том числе					
			АЭС		ТЭС		ГЭС	
			млн. кВт·ч	доля (процентов)	млн. кВт·ч	доля (процентов)	млн. кВт·ч	доля (процентов)
1.	2016	51 403,2	8399,8	16,34	42 984,2	83,62	19,2	0,04
2.	2017	54 779,9	10 201,9	18,62	44 551,8	81,33	26,2	0,05
3.	2018	54 800,6	8838,2	16,13	45 942,5	83,83	19,8	0,04
4.	2019	56 240,3	9778,69	17,38	46 441,8	82,58	19,8	0,04
5.	2020	56 417,0	10 831,05	19,20	45 564,3	80,76	21,6	0,04

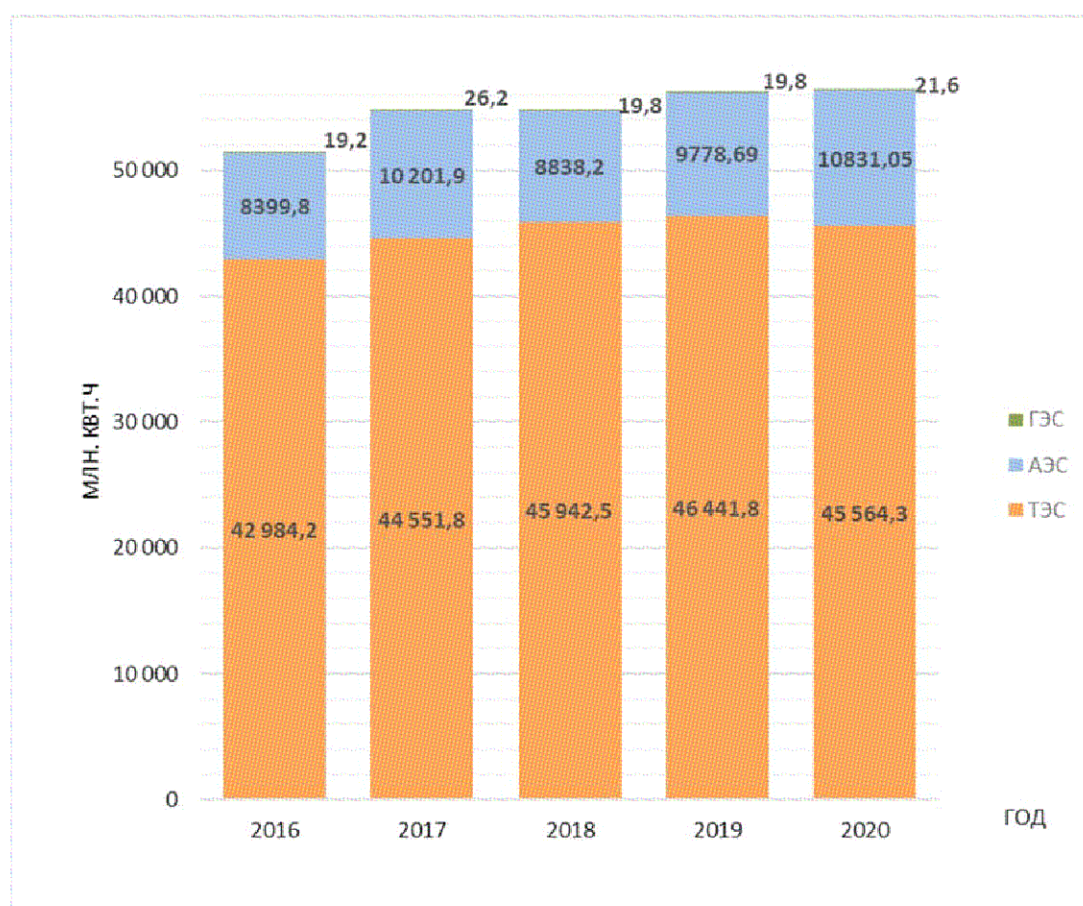


Рисунок 10. Структура выработки электрической энергии в 2016–2020 годах

Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области за 2016–2020 годы

В период с 2016 по 2020 год энергосистема Свердловской области была избыточной как по мощности, так и по электрической энергии. Баланс электрической энергии энергосистемы Свердловской области приведен в таблице 7. Баланс мощности энергосистемы Свердловской области приведен в таблице 8.

Баланс электрической энергии энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	42 426,0	42 872,1	43 489,6	43 078,8	41 347,0
2.	Производство, млн. кВт·ч	51 403,2	54 779,9	54 800,6	56 240,3	56 417,0
3.	Избыток (-)/дефицит (+), млн. кВт·ч	-8977,2	-11 907,8	-11 311,0	-13 161,5	-15 070,0

Таблица 8

Баланс мощности энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6620	6460	6349	6456	6013
2.	Генерация, МВт	8406	7714	7932	7802	7568
3.	Избыток (-)/дефицит (+), МВт	-1786	-1254	-1583	-1346	-1555

Избытки сальдо перетоков электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы приведены на рисунках 11 и 12.

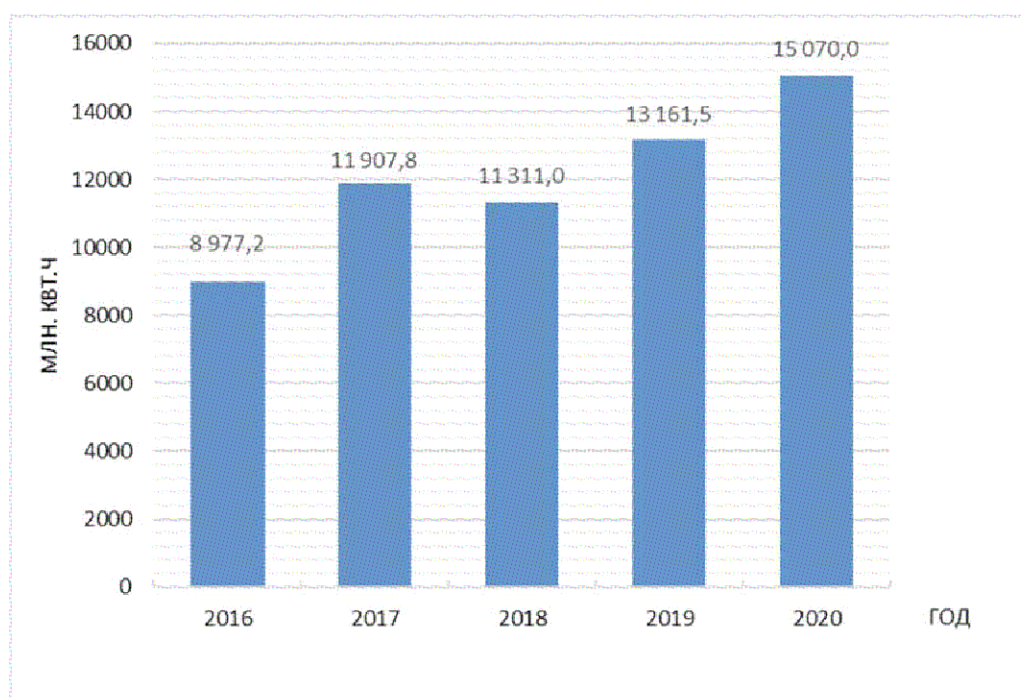


Рисунок 11. Избыток сальдо перетоков электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы

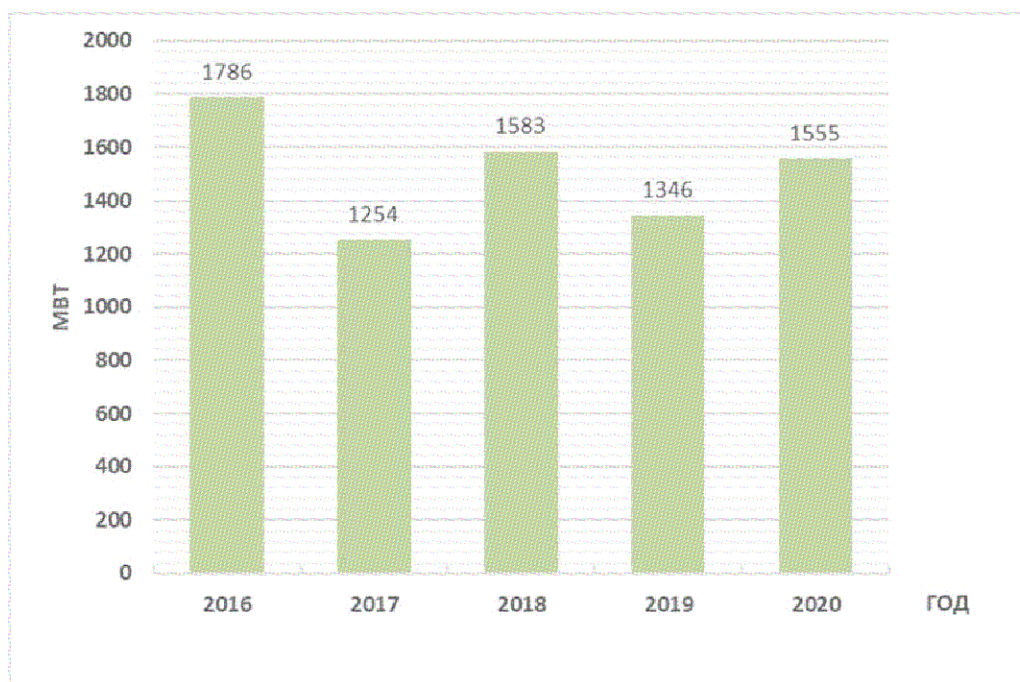


Рисунок 12. Избыток сальдо перетоков мощности энергосистемы Свердловской области за 2016–2020 годы

Глава 11. Мониторинг прироста фактической нагрузки, а также поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в городе Екатеринбурге

Данные мониторинга прироста фактической нагрузки, а также поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в энергорайонах города Екатеринбурга, в которых фиксируется наибольшее количество таких заявок (Екатеринбургский энергорайон, энергорайон ПС 110 кВ Сибирская, энергорайон транзита 110 кВ Южная – Нижне-Исетская – Сибирская), приведены на рисунках 13–18.

Анализ приведенных на рисунках 13–18 графиков свидетельствует об отсутствии прироста потребления электрической мощности в энергорайонах города Екатеринбурга, в которых фиксируется наибольшее количество поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения.

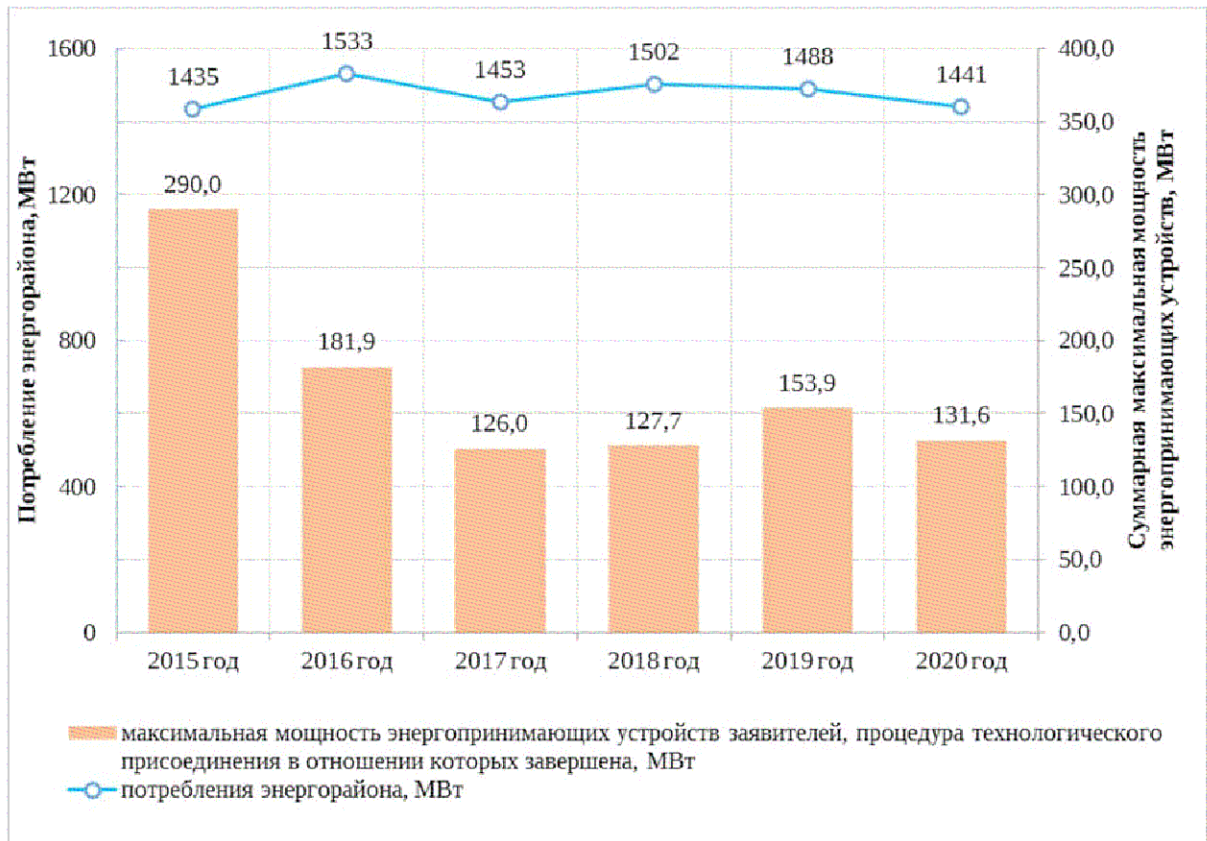


Рисунок 13. Динамика прироста фактической нагрузки в Екатеринбургском энергорайоне



Рисунок 14. Объем поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в Екатеринбургском энергорайоне

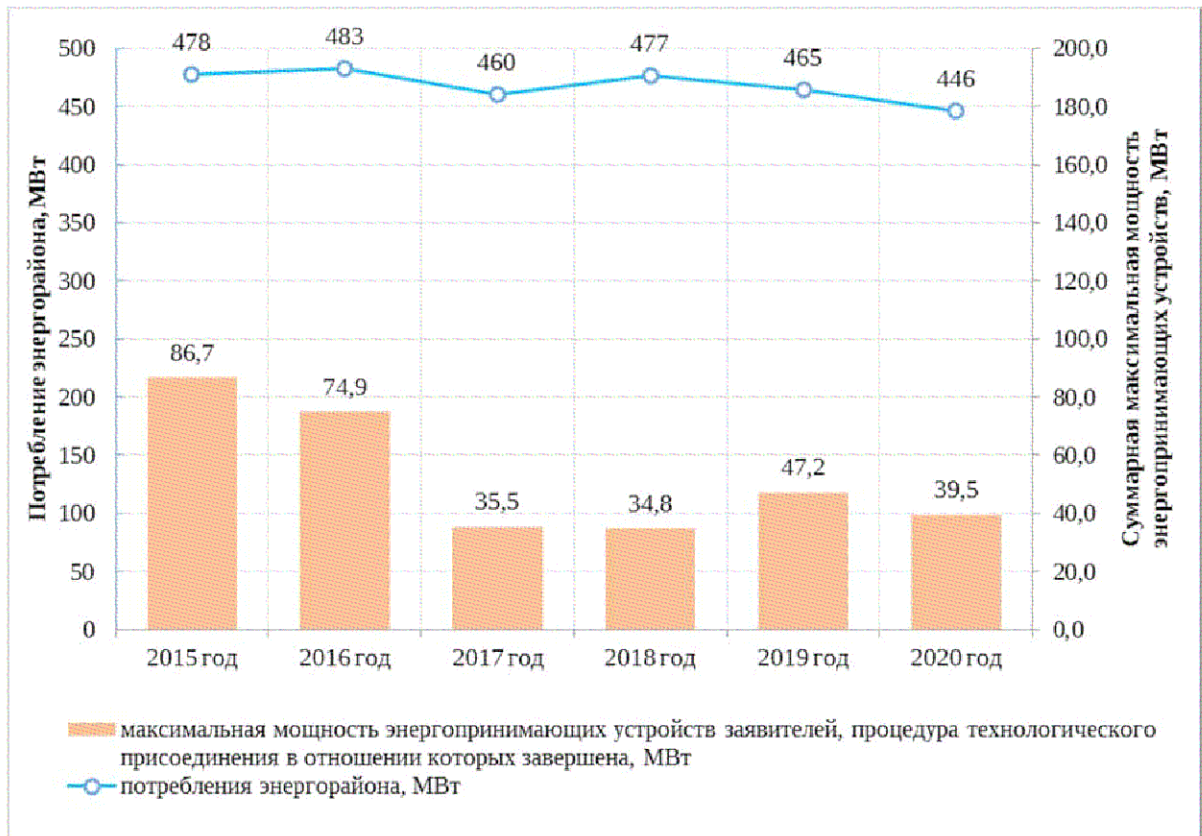


Рисунок 15. Динамика прироста фактической нагрузки в энергорайоне ПС 110 кВ Сибирская



Рисунок 16. Объем поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в энергорайоне ПС 110 кВ Сибирская



Рисунок 17. Динамика прироста фактической нагрузки в энергорайоне транзита 110 кВ Южная – Нижне-Исетская – Сибирская



Рисунок 18. Объем поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в энергорайоне транзита 110 кВ Южная – Нижне-Исетская – Сибирская

Глава 12. Установленная тепловая мощность электростанций

Информация об установленной тепловой мощности, основном и резервном топливе электростанций, находящихся на территории Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года представлена в таблице 9.

Таблица 9

Установленная тепловая мощность, основное и резервное топливо электростанций, находящиеся на территории Свердловской области, по состоянию на 1 февраля 2021 года

Но- мер стро- ки	Наименование энергообъекта	Тепловая мощность (Гкал/ч)	Основное топливо	Резервное топливо
1	2	3	4	5
1.	АО «Концерн Росэнергоатом»	–	–	–
2.	Белоярская АЭС	342	ядерное	отсутствует
3.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	–	–
4.	Верхнетагильская ГРЭС	240	природный газ	мазут, дизельное топливо (аварийное топливо для ПГУ)
5.	ПАО «ОГК-2»	–	–	–
6.	Серовская ГРЭС	0	природный газ	дизельное топливо (аварийное топливо для ПГУ)
7.	АО «Кузбассэнерго»	–	–	–
8.	Рефтинская ГРЭС	350	уголь	мазут (вспомога- тельное топливо)
9.	ПАО «Энел Россия»	–	–	–
10.	Среднеуральская ГРЭС	1327	природный газ	мазут
11.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	–	–	–
12.	Ново-Свердловская ТЭЦ	857	природный газ	мазут
13.	Нижнетуринская ГРЭС	522	природный газ	отсутствует
14.	Свердловская ТЭЦ	1336	природный газ	мазут
15.	Академическая ТЭЦ	391	природный газ	мазут (для водогрейных котлов)
16.	Первоуральская ТЭЦ	659	природный газ	мазут
17.	Верхотурская ГЭС	0	вода	–

1	2	3	4	5
18.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	321	природный газ	мазут
19.	ТЭЦ-19 ОАО «Екатеринбургэнергосбыт»	213	природный газ	мазут
20.	Филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»	–	–	–
21.	Богословская ТЭЦ	995	уголь	природный газ
22.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	–	–	–
23.	Красногорская ТЭЦ	1006	природный газ	уголь (резервное топливо), мазут (вспомогательное топливо)
24.	АО «ГТ Энерго»	–	–	–
25.	Режевская ГТ-ТЭЦ	40	природный газ	отсутствует
26.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	80	природный газ	отсутствует
27.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ	0	природный газ	отсутствует
28.	АО «Синарская ТЭЦ»	–	природный газ	нет данных
29.	ТЭЦ Синарского трубного завода	нет данных	природный газ	нет данных
30.	ПАО «СУМЗ»	–	–	–
31.	Мини-ТЭЦ ПАО «СУМЗ»	26,3	природный газ	нет данных
32.	АО «Объединенная теплоэнергетическая компания»	–	–	–
33.	ТЭЦ в г. Новоуральске	188,2	природный газ	мазут (резервное топливо)
34.	ЗАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	–	–	–
35.	ТЭЦ ВИЗа	259	природный газ	мазут
36.	ПАО «Уральский завод резиновых технических изделий»	–	–	–
37.	ТЭЦ РТИ	9,52	нет данных	нет данных
38.	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»	–	–	–
39.	Богдановичская ТЭЦ	12,4	нет данных	нет данных
40.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	–	–	–
41.	Качканарская ТЭЦ	156	природный газ	мазут
42.	АО «ЕВРАЗ НТМК»	–	–	–
43.	ТЭЦ НТМК	1777,2	природный газ	отсутствует
44.	АО «НПК «Уралвагонзавод» имени Ф.Э. Дзержинского»	–	–	–
45.	ТЭЦ УВЗ	1827	природный газ	мазут
46.	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	–	–	–
47.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	нет данных	природный газ	нет данных
48.	ГТЭС АРП Арамиль	нет данных	природный газ	нет данных
49.	АО «Невьянский цементник»	–	–	–
50.	Невьянская ТЭС	11,61	природный газ	отсутствует

1	2	3	4	5
51.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	–	–	–
52.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	48	нет данных	нет данных

Глава 13. Структура топливного баланса электростанций и котельных

Достигнутый уровень производства электроэнергии на электростанциях Свердловской области – 56,4 млрд. кВт·ч (в том числе 10,8 млрд. кВт·ч на АЭС). Кроме того, на электростанциях вырабатывается более 54% тепловой энергии, производимой в Свердловской области.

Структура органического топлива, используемого при выработке электроэнергии тепловыми электростанциями Свердловской области, составляет: газ – 56%, уголь – 43%, мазут – 1%.

Структура топлива, используемого в целях производства тепла тепловыми электростанциями Свердловской области, составляет: газ – 83%, уголь – 12%, продукты переработки нефти – 2%, прочее – 3%.

Общая структура топливного баланса электростанций Свердловской области с учетом топливного коэффициента АЭС составляет: газ – 45,2%, уголь – 36,4%, ядерное топливо – 16,1%, прочее – 2,3%.

Основной угольной базой для электростанций Свердловской области является Экибастузский бассейн (Республика Казахстан, Павлодарская область). Природный газ поступает из Западной Сибири. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области представлена на рисунке 19.

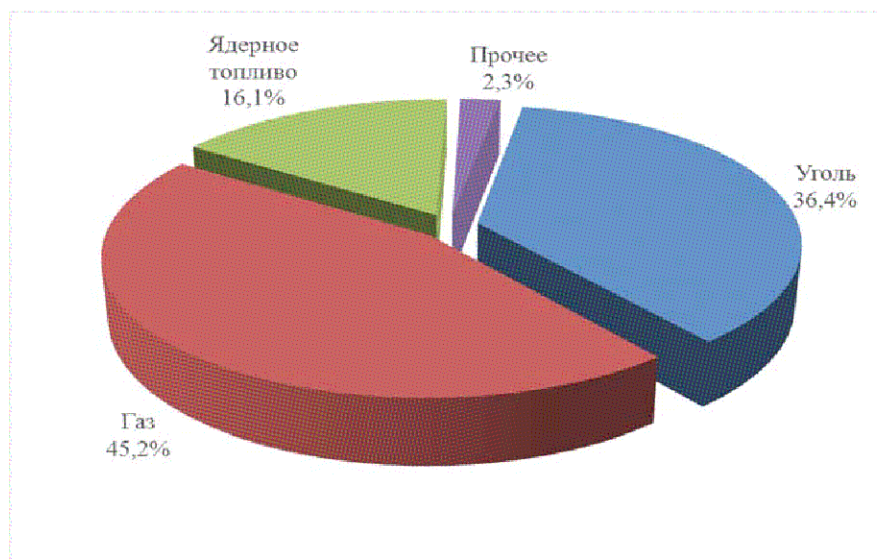


Рисунок 19. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области

Наличие в Свердловской области Рефтинской ГРЭС – крупнейшей электростанции в стране, использующей уголь в качестве основного топлива,

обусловило более высокую долю угля в топливном балансе Свердловской области, чем по Российской Федерации в целом. Обеспечивая диверсифицированность топливной базы, Рефтинская ГРЭС тем не менее является крупнейшим в регионе загрязнителем, который наряду с выбросами оксидов углерода, азота и серы в атмосферу образует ежегодно около 4 млн. тонн твердых остатков в виде золы.

Глава 14. Динамика потребления тепловой энергии в Свердловской области и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области

Достигнутый уровень производства тепловой энергии составляет 64,8 млн. Гкал/год, из них 54% производится на электростанциях ОГК и ТГК, то есть с использованием когенерации. Кроме того, в покрытии тепловых нагрузок участвуют котельные и станции промышленных предприятий.

Необходимо отметить, что в Свердловской области наблюдается рост числа котельных, в том числе крышных, в зонах действия централизованного теплоснабжения, в связи с чем снижается доля комбинированной выработки тепла от электростанций, ухудшаются их технико-экономические показатели, увеличивается тарифная нагрузка на оставшихся потребителей, ухудшается экологическая обстановка в городах. Кроме того, для крышных котельных невозможно создать запас резервного топлива из-за требований безопасности при хранении топлива.

Глава 15. Перечень основных потребителей тепловой энергии

К основным потребителям тепловой энергии в виде отопительно-вентиляционной нагрузки, нагрузки горячего водоснабжения и технологической нагрузки промышленных предприятий относятся промышленный комплекс и население Свердловской области.

Наиболее крупными промышленными потребителями тепловой энергии являются АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат», ООО «ВИЗ-Сталь», ПАО «Надеждинский металлургический завод», АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обоганительный комбинат», АО «Первоуральский новотрубный завод», ПАО «Уралмашзавод», филиал АО «РУСАЛ Урал» в Краснотурьинске «Объединенная компания РУСАЛ Богословский алюминиевый завод» и филиал АО «РУСАЛ Урал» в Каменске-Уральском «Объединенная компания РУСАЛ Уральский алюминиевый завод».

Глава 16. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области

В настоящей главе приведены результаты анализа выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, отмечены предложения по строительству (выводу

из эксплуатации, реконструкции, техническому перевооружению) источников тепловой энергии. В целях более подробного описания проблематики в существующей системе теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, ниже представлены результаты анализа существующего состояния и перспектив развития систем теплоснабжения по некоторым из крупных населенных пунктов Свердловской области. Общая сводная таблица наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, приведена в приложении № 6 к настоящим схеме и программе.

Основными критериями при разработке перспективных вариантов развития схемы теплоснабжения являются надежность и качество теплоснабжения, минимизация капитальных затрат.

При разработке схем теплоснабжения должны рассматриваться все возможные варианты повышения их эффективности, в том числе:

1) оптимизация сложившихся зон теплоснабжения в целях минимизации программы мероприятий по новому строительству (изменение режимов работы тепловых сетей и источников);

2) закрытие низкоэффективных котельных;

3) возможность работы низкоэффективных котельных в «пиковом» режиме;

4) внедрение энергосберегающих мероприятий;

5) перевод потребителей с открытой схемы подключения на закрытую.

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» предполагает повсеместный переход теплоснабжения на закрытую схему при проектировании новых тепловых сетей и реконструкции существующих. Реализация перехода на закрытую схему – задача муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в рамках схемы теплоснабжения должны быть обоснованы следующие предложения:

1) реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

2) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку в осваиваемых районах поселения;

3) строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

4) строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в «пиковый» режим работы или ликвидации котельных;

5) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

6) реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

7) реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

8) строительство и реконструкция насосных станций.

Глава 17. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга

Система теплоснабжения города Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Численность населения города Екатеринбурга на 1 января 2021 года составляет 1378,9 тыс. человек, площадь территории – 1143 кв. км.

В городе Екатеринбурге преобладает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, крупных муниципальных районных и промышленных котельных, в организации которого участвуют 43 предприятия. Всего на территории города Екатеринбурга работает более 100 теплоисточников.

Базовыми источниками теплоснабжения являются источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии:

1) Ново-Свердловская ТЭЦ, Свердловская ТЭЦ, ТЭЦ ул. Фронтовых бригад, д. 18, Академическая ТЭЦ, ТЭЦ-19 ул. Окраинная, д. 48 (ПАО «Т Плюс»);

2) Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»);

3) ТЭЦ ВИЗа (ЗАО МК «Уралметпром»);

4) ТЭЦ ЭПК УрФУ;

5) электростанции АО «ГТ Энерго».

От ТЭЦ и ГРЭС обеспечивается около 65% суммарной нагрузки потребителей города, от крупных котельных теплопроизводительностью более 100 Гкал/ч – 21%.

Энергоисточниками объединенной системы централизованного теплоснабжения обеспечивается около 69% суммарной нагрузки потребителей города.

В городе Екатеринбурге центральным отоплением оборудовано около 23 млн. кв. м жилой площади (96% жилого фонда города Екатеринбурга), горячим водоснабжением – около 21,5 млн. кв. м жилой площади (90% жилого фонда города Екатеринбурга). Производительность водоподготовок для обеспечения горячего водоснабжения потребителей по схеме «открытого» водоразбора и восполнения утечек в сетях и потребительских системах составляет около 13 000 куб. м/ч, в том числе в системе централизованного теплоснабжения – 10 950 куб. м/ч.

Суммарная установленная тепловая мощность теплоисточников городе Екатеринбурга составляет 8745 Гкал/ч, располагаемая мощность нетто – 7698 Гкал/ч, расчетная нагрузка – 5154 Гкал/ч.

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга представлена в таблице 10.

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга

Но- мер стро- ки	Зона теплоснабжения	Теплоисточник	Установ- ленная мощ- ность (Гкал/ч)	Распола- гаемая мощность нетто (Гкал/ч)	Расчетная нагрузка на коллекторах (Гкал/ч)	Дефицит или резерв тепловой мощности (Гкал/ч)
1	2	3	4	5	6	7
1.	ОСЦТ	Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	1327	1287	777	1369
2.		ОСЦТ			526	
3.		г. Среднеуральск			87	
4.		пар			1	
5.		потери			149	
6.		ТЭЦ ВИЗа (ЗАО МК «Уралметпром»)	509	449	404	
7.		ОСЦТ			191	
8.		локальная зона теплоснабжения			121	
9.		пар			28	
10.		потери			64	
11.		Свердловская ТЭЦ	1336	1306	982	
12.		ОСЦТ			744	
13.		коллектор			21	
14.		пар			5	
15.		потери			211	
16.		Ново-Свердловская ТЭЦ и Кировская котельная	1157	906,9	868	
17.		ОСЦТ			671	
18.		локальная зона теплоснабжения			8	
19.		потери			188	
20.		ТЭЦ Фронтových бригад, д. 18	321	311,2	147	
21.		ОСЦТ			79	
22.		локальная зона теплоснабжения			43	
23.		пар			0	
24.		потери			26	
25.		Гурзуфская котельная	400	388	334	
26.		тепловой узел ТЭЦ Академическая/котельная пер. Складской, д. 4	575	539,3	306	
27.		ОСЦТ			128	
28.		локальная зона теплоснабжения			135	
29.		потери			43	
30.	Всего по ОСЦТ		5625	5187,4	3818	1369

1	2	3	4	5	6	7
31.	ПАО «Т Плюс»	ТЭЦ-19 ул. Крайняя, д. 48	198	189,2	141,56	47,64
32.	ЭПК УрФУ	ТЭЦ ЭПК УрФУ	160	145,85	79,85	66
33.	АО «ГТ Энерго»	электростанции АО «ГТ Энерго»	80	78,32	18	60,32
34.	ПАО «Т Плюс»	котельные ПАО «Т Плюс»	552	434	284	151
35.	МУП «Екатерин- бургэнерго»	котельные МУП «Екатеринбургэнерго»	179	154	68	86
36.	ООО «Эвер»	котельные ООО «Эвер»	26	26	10	16
37.	ООО «Ветта Инвест»	котельные ООО «Ветта Инвест»	49	48	23	25
38.	Дирекция по тепловодо- снабжению ОАО «РЖД»	котельные дирекции по тепловодоснабжению ОАО «РЖД»	6	6	4	3
39.	ООО «УК Новая территория»	котельные ООО «УК Новая территория»	12	9	6	4
40.	Министерство обороны Российской Федерации	котельные ФГБУ «Центральное жилищно- коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации и прочие котельные ведомственных объектов Министерства обороны Российской Федерации	7	6	3	3
41.	Министерство здравоохра- нения Свердловской области	котельные ведомственных объектов Министерства здравоохранения Свердловской области	15	12	5	7
42.	ООО «Газпром газомоторное масло»	котельные ООО «Газпром газомоторное масло»	6	5	5	0
43.	ООО «Солнечное тепло»	котельные ООО «Солнечное тепло»	31	30	20	10
44.	Прочие ведомства	котельные прочих ведомств	1801	1367	662	705
45.	Всего		8748	7698	5147	2551

Параграф 1. Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии города Екатеринбурга

Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения приведена в таблице 11.

Таблица 11

Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения

Номер строки	Наименование показателя	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год
1.	Производство тепловой энергии источниками ПАО «Т Плюс», в том числе:	тыс. Гкал	7320	7888	7345
2.	Ново-Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	3117	3271	3094
3.	Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	2567	2713	2465
4.	Гурзуфская, Кировская котельные	тыс. Гкал	859	968	974
5.	ТЭЦ ул. Фронтовых бригад, д. 18	тыс. Гкал	393	533	487
6.	Котельная пр. Складской, д. 4	тыс. Гкал	18	0	0
7.	Академическая ТЭЦ	тыс. Гкал	366	403	325
8.	Отпуск тепловой энергии от источников ПАО «Т Плюс» в тепловую сеть	тыс. Гкал	7031	7582	7053
9.	Покупка тепловой энергии от сторонних источников, в том числе:	тыс. Гкал	3134	3185	3089
10.	Среднеуральская ГРЭС	тыс. Гкал	2639	2472	2442
11.	ЗАО МК «Уралметпром»	тыс. Гкал	495	712	647
12.	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть, всего	тыс. Гкал	10 165	10 767	10 142
13.	Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	2483	3056	2713
14.	Полезный отпуск потребителям из тепловую сетей	тыс. Гкал	7682	7710	7428

Параграф 2. Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей

Протяженность тепловых сетей в границах муниципального образования «город Екатеринбург» на 1 января 2021 года составляла 3517,98 км в однострубно́м исчислении (суммарная протяженность тепловых сетей собственных, арендуемых, принятых по концессионному соглашению, обслуживаемых по договору эксплуатации, бесхозяйных, включая протяженность тепловых сетей города Березовского, переданных АО «ЕТК» по концессионному соглашению, составляет 3593,3 км), в том числе:

1) протяженность собственных и арендуемых тепловых сетей АО «ЕТК» в границах муниципального образования «город Екатеринбург» – 2946,3 км (суммарная протяженность всех тепловых сетей АО «ЕТК», включая город Березовский, – 3021,3 км);

2) протяженность тепловых сетей АО «ЕТК», переданных на обслуживание по договору эксплуатации АО «ЕТК», – 51,77 км;

3) протяженность тепловых сетей МУП «Екатеринбургэнерго» – 293,592 км, в том числе переданных в аренду АО «ЕТК», – 233,223 км, переданных на обслуживание по договору эксплуатации АО «ЕТК», – 51,77 км;

4) суммарная протяженность тепловых сетей прочих ведомств – 425,75 км;

5) суммарная протяженность бесхозяйных тепловых сетей – 94,12 км.

В тепловых сетях ОСЦТ города Екатеринбурга функционируют 12 насосно-перекачивающих станций.

Параграф 3. Прогноз тепловой нагрузки города Екатеринбурга

Прирост тепловых нагрузок к 2030 году в границах города Екатеринбурга в зоне действия источников тепловой энергии с учетом требований к энергетической эффективности зданий, строений и сооружений по прогнозам составит 869,9 Гкал/ч, из них:

581,4 Гкал/ч – в период 2018–2025 годов;

288,5 Гкал/ч – в период 2026–2030 годов.

С учетом городов-спутников прирост составит 1025,9 Гкал/ч, из них:

714,8 Гкал/ч – в период 2018–2025 годов;

311,1 Гкал/ч – в период 2026–2030 годов.

Наибольший прирост теплопотребления ожидается в следующих районах (микрорайонах): Орджоникидзевский, ВИЗ-Правобережный, Уралмаш, Эльмаш, юг Центра, в том числе в мкр-н «Академический» и район УрФУ.

В целях обеспечения ожидаемого роста теплопотребления жилого фонда в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» актуализирована схема теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.10.2018 № 933 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года».

Параграф 4. Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей

Город Екатеринбург характеризуется высокой долей коммунального потребления. Перспективное развитие в городе Екатеринбурге в основном связано с интенсивным жилищным строительством в зоне городской застройки, а также освоением новых крупных планировочных районов.

В общем виде концепция развития города Екатеринбурга отражена в Генеральном плане развития городского округа – муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года, утвержденном решением Екатеринбургской городской Думы от 06.07.2004 № 60/1 «Об утверждении Генерального плана развития городского округа – муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года», основные положения которого

предусматривают отток производственных функций из Центрального планировочного района, разуплотнение промышленного пояса срединного кольца и развитие производственных территорий в третьем поясе.

При прогнозе перспективной нагрузки необходимо учитывать следующие обстоятельства:

1) дальнейшее снижение собственного теплоснабжения существующими потребителями. Большая часть потребителей уже имеет общедомовые приборы учета, количество квартирных водосчетчиков также будет увеличиваться. Повышение стоимости топлива и соответствующий рост тарифов стимулируют потребителей к экономии. Правительством Свердловской области и Администрацией города Екатеринбурга разработаны и реализуются программы энергосбережения;

2) новые здания оборудуются индивидуальными источниками тепла, в основном газовыми котлами, соответственно, новые потребители к системе централизованного теплоснабжения не подключаются, что снижает энергоэффективность всей системы;

3) вводимые новые здания имеют гораздо меньшее теплоснабжение.

С учетом этих обстоятельств возникновение локальных дефицитов и ограничений по пропускной способности сетей можно сократить путем ускорения процессов энергосбережения в районах ожидаемого дефицита.

Параграф 5. Текущий и перспективный баланс тепловой энергии, включая оценку ограничений по выдаче тепловой мощности

По состоянию на 1 февраля 2021 года:

установленная мощность энергоисточников города Екатеринбурга составила 8748 Гкал/ч;

располагаемая мощность энергоисточников города Екатеринбурга составила 7698 Гкал/ч;

величина расчетной тепловой нагрузки на коллекторах по городу Екатеринбургу составила 5154 Гкал/ч.

В целом дефицит существующей тепловой мощности не выявлен.

Параграф 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург»

В зонах нового строительства, не обеспеченных теплоснабжением, в соответствии с прогнозом перспективной застройки и прогнозом прироста тепловой нагрузки строительство объектов теплоснабжения предполагается к 2030 году.

Для покрытия перспективного спроса на тепловую нагрузку в период до 2030 года планируется строительство пяти котельных:

1) котельная ЖР Компрессорного;

2) котельная мкр-на Новокольцовского (котельная мкр-на Новокольцовского планируется для обеспечения объектов XXXII Всемирной летней универсиады

2023 года, а также перспективной застройки микрорайона; строительство котельной планируется за счет средств ПАО «Т Плюс»);

- 3) котельная ПР Шарташского;
- 4) котельная поселка Сысерть;
- 5) котельная Краснофлотцев, д. 48б.

Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области

Глава 18. Особенности функционирования энергосистемы Свердловской области

Электроэнергетический комплекс Свердловской области характеризуется следующими особенностями:

- 1) наличие значительной доли электростанций, работающих в базовой части графика нагрузок (атомные и ТЭЦ);
- 2) избыточный баланс электрической энергии и мощности энергосистемы;
- 3) диверсифицированность объектов по производству электрической энергии по топливу, позволяющая обеспечить более надежное электроснабжение потребителей;
- 4) практически полная зависимость Свердловской области от ввозимых энергоресурсов;
- 5) отсутствие централизованного электроснабжения ряда удаленных населенных пунктов на территории Свердловской области;
- 6) развитые межсистемные связи, обеспечивающие возможность выдачи избыточной мощности в дефицитные энергосистемы через соседние энергосистемы (Пермского края, Курганской и Челябинской областей).

Глава 19. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкие» места)

Энергорайон, характеризующийся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкое» место), – энергорайон (энергоузел), в котором при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

При выполнении расчетов с учетом наличия контролируемого сечения «Салда», состоящего из ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками, рассматривались следующие схемно-режимные ситуации:

- 1) для режима зимних максимальных нагрузок рассматривались нормальная схема и единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме);
- 2) для летних максимальных нагрузок при температуре периода экстремально высоких температур рассматривались нормальная схема и единичная

ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме);

3) для режима летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца рассматривались нормальная схема, единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме), а также двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима рассматривались все возможные схемно-режимные мероприятия, в том числе мероприятия по делению электрической сети, изменению коэффициентов трансформации автотрансформаторов и иное.

На основании анализа фактических и перспективных электроэнергетических режимов в энергосистеме Свердловской области выявлен один энергорайон с прогнозируемым недопустимым изменением параметров электроэнергетического режима, для которого разработаны мероприятия, – энергорайон ПС 220 кВ Салда, представленный на рисунке 20, с указанием величины ГВО, необходимой для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

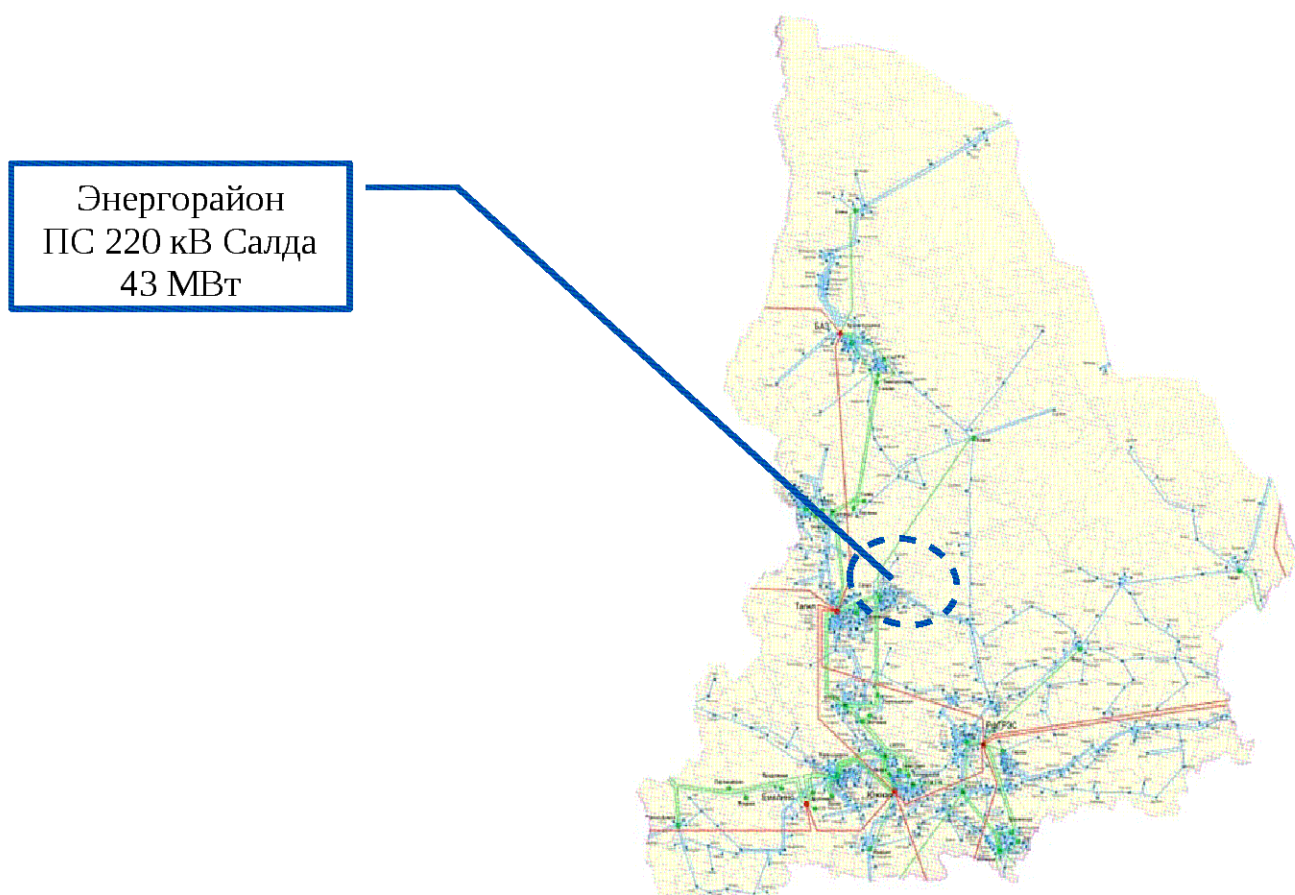


Рисунок 20. Энергорайон энергосистемы Свердловской области, в котором прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима

В период зимнего максимума нагрузок 2021 года в нормальной и единичных ремонтных схемах параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГВО не требуется.

В период летнего максимума нагрузок 2021 года при температуре периода экстремально высоких температур в нормальной и единичных ремонтных схемах параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГВО не требуется.

В период летнего максимума нагрузок 2021 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца в нормальной и единичных ремонтных схемах параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГВО не требуется.

Результаты расчетов приведены на рисунках 1–6 в приложении № 11 к настоящему схеме и программе.

В период летнего максимума нагрузок 2021 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца при аварийном отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда в единичной ремонтной схеме (ремонт АТ1(2) ПС 220 кВ Салда) потребуются ввод ГВО. В указанной двойной ремонтной схеме прогнозируемый переток активной мощности в контролируемом сечении «Салда», состоящем из ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1(2) с отпайками в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 2(1) с отпайками), превысит МДП на 64 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений после выполнения всех возможных дополнительных схемно-режимных мероприятий требуется ввод ГВО в объеме 43 МВт. Результаты расчетов приведены на рисунках 7–8 в приложении № 11 к настоящему схеме и программе.

Для исключения схемно-режимных ситуаций, приводящих к вводу ГВО в энергорайоне ПС 220 кВ Салда, требуется установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1, 2 с отпайками и установка УПАСК (ПРД) на ПС 220 кВ Вязовская и УПАСК (ПРМ) на ПС 220 кВ Салда по ВЛ 220 кВ Салда – Тагил I и II цепь с отпайкой на ПС Вязовская для организации передачи УВ на ОН на ПС 220 кВ Салда.

С учетом того что рост нагрузки по энергосистеме Свердловской области до 2026 года составляет около 1% в год, результаты расчетов электроэнергетических режимов на перспективный период аналогичны результатам расчетов, приведенным на этап 2021 года, а предложенных мероприятий достаточно для исключения необходимости ввода ГВО в рассмотренных схемно-режимных ситуациях.

Перечень мероприятий, необходимых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, приведен в перечне мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области (приложение № 9 к настоящему схеме и программе).

Глава 20. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области

Электросетевой комплекс Свердловской области характеризуется следующими проблемами:

1) значительное количество электросетевых объектов, имеющих высокий физический износ;

2) значительное количество морально устаревших устройств релейной защиты и автоматики (в том числе противоаварийной автоматики), автоматической информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, находящихся в эксплуатации;

3) значительное количество морально устаревшего маслonaполненного коммутационного оборудования, находящегося в эксплуатации и снижающего надежность энергосистемы;

4) наличие бесхозных объектов энергетической инфраструктуры без надлежащего технического обслуживания, приводящего к обветшанию, невозможности нести расчетную нагрузку и обеспечивать параметры ГОСТа по качеству электроэнергии (сверхнормативное отклонение напряжения) и электробезопасности;

5) имеются предприятия, владеющие непрофильными сетевыми объектами, эксплуатация которых находится на низком уровне или отсутствует, что также приводит к снижению надежности и электробезопасности объектов;

6) недостаточное финансирование реконструкции сети низкого уровня напряжения и отсутствие финансирования на поддержание сетей у небольших сетевых компаний;

7) распределительные сети низшего напряжения находятся в собственности более 50 организаций, среди которых многие не несут ответственности за надежное электроснабжение потребителей, снижая общую надежность и управляемость таких сетей;

8) проблема оформления сервитутов на земельные участки охранных зон, доступа к территориям частной застройки, по которым проходят линии.

Глава 21. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области

Существуют следующие проблемы генерирующих мощностей Свердловской области:

1) ограничение конденсационной мощности в летний период из-за нехватки водных ресурсов;

2) истощение емкости существующих золоотвалов.

На Рефтинской ГРЭС (АО «Кузбассэнерго») частично внедрена система сухого золошлакоудаления, позволяющая решать проблемы утилизации золы;

3) экологическая проблема – низкая эффективность золоулавливающих устройств. Для решения данной проблемы необходимо осуществить следующие мероприятия:

реконструкцию золоулавливающих устройств;

реконструкцию систем газоочистки;

реконструкцию котлов, горелочных устройств;

4) отказ потребителей от централизованного теплоснабжения.

Проблемой развития генерирующих мощностей, обеспечивающих централизованное теплоснабжение муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, является необоснованный отказ потребителей от централизованного теплоснабжения. В результате этого:

ухудшаются технико-экономические показатели работы электростанции: увеличивается выработка электроэнергии по конденсационному циклу и, как следствие, повышается удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, что приводит к увеличению себестоимости электрической и тепловой энергии;

меняется топливный баланс Свердловской области, так как удельный расход топлива на отпущенную Гкал в котельных значительно выше этого показателя на ТЭЦ;

происходит увеличение тарифов на тепловую энергию за счет увеличения себестоимости и значительных потерь в распределительных сетях, которые сохраняются при переводе на теплоснабжение от котельных. Потери в распределительных сетях с учетом их износа составляют от 20% до 40%.

Необходимо сооружение дополнительных пиковых источников тепла, обеспеченных резервным топливом из условий ограничений подачи природного газа на основные теплоисточники – ТЭЦ в максимально холодный период зимы;

5) потеря долгосрочной заинтересованности собственников тепловых сетей в эффективной эксплуатации сетей по причине перехода потребителей на локальные источники теплоснабжения. Совершенствование нормативной правовой базы позволит решить эту проблему;

6) отсутствие экономических стимулов для содержания мощности теплоснабжающих источников;

7) отсутствие мотивационного механизма для развития энергоисточников малой и средней мощности, способных работать на местных энергоресурсах (в первую очередь на торфе и лесных ресурсах).

Глава 22. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области.

Рост повреждаемости тепловых сетей

1. Износ основных фондов.

Износ магистральных тепловых сетей, находящихся в собственности АО «ЕТК», составляет 78,9% (325,0 км).

Как показывает статистика, большинство случаев повреждений на тепловых сетях происходит на подземных участках, что составляет 73,6% от общего числа инцидентов.

Наиболее распространенными типами повреждения на тепловых сетях АО «ЕТК», использующихся для транспорта теплоносителя, являются наружная коррозия и свищи. За 2019 год было выявлено 343 случая повреждения трубопроводов, что составляет 75% от общего числа инцидентов повреждения трубопроводов в связи с образованием наружной коррозии и свищей.

Средний износ тепловых сетей по городу Екатеринбургу составляет 67,2%. Аварийность на муниципальных тепловых сетях объясняется большим объемом принимаемых в муниципальную собственность бесхозных тепловых сетей с износом более 90%. За период 2015–2019 годов принято на муниципальный баланс 146,2 км бесхозных тепловых сетей. За 2019 год было выявлено 297 случаев повреждений трубопроводов МУП «Екатеринбургэнерго» и прочих ведомств.

Объемы переключений сдерживаются регулированием тарифов и недостаточным финансированием со стороны бюджетов. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях АО «ЕТК» показано на рисунке 21.



Рисунок 21. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях АО «ЕТК»

2. Снижение качества тепловой энергии.

Несмотря на формальное обеспечение существующих тепловых нагрузок потребителей, имеет место невыполнение качественных параметров тепловой энергии – температуры в подающем трубопроводе. Температурный дискомфорт в помещениях компенсируется за счет включения электронагревателей, что ведет к перегрузке и высокой аварийности в электросетях.

Наличие «температурных срезов» в утвержденных температурных графиках по основным тепловым источникам системы при температуре наружного воздуха ниже -18°C является следствием дефицита тепловой мощности и недостаточного количества пиковых источников тепла. Это приводит к снижению температуры в помещениях потребителей при расчетных температурах наружного воздуха.

Основные проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области приведены в таблице 12.

Основные проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области

Номер строки	Проблема	Описание проявлений	Причина
1.	Надежность	значительное увеличение числа повреждений теплосетей; увеличение числа случаев нанесения вреда здоровью третьих лиц и повреждения имущества третьих лиц	окончание нормативного срока эксплуатации более 40% теплотрасс; 99% повреждений теплотрасс происходит в результате наружной коррозии; большая часть конструкций тепловых сетей не обеспечивает надежной защиты трубопровода при воздействии внешней среды; неэффективность существующейливневой канализации и дренажных систем
2.	Качество	ухудшение качества ГВС (температура, органолептические параметры) в межотопительный период, периоды запуска отопления и начала циркуляции внутридомовых систем	проведение гидроиспытаний, при которых необходимо снижение температуры подпиточной воды до 40°C; открытый водоразбор ГВС в летний период по одному трубопроводу; отсутствие систем рециркуляции во многих домах, низкое качество изоляции внутридомовых систем
3.	Организационно-финансовые проблемы	уровень собираемости денежных средств по управляющим компаниям (97,8%), товариществам собственников жилья и прочим жилищным организациям (95,1%) ниже среднего уровня по г. Екатеринбургу, при этом доля потребления жилищными организациями составляет 67% от объема рынка тепловой энергии в г. Екатеринбурге	низкая платежная дисциплина управляющих компаний, товариществ собственников жилья и прочих жилищных организаций
4.	Обеспечение развития г. Екатеринбурга	с учетом выданных технических условий на подключение к системе централизованного теплоснабжения новых объектов наблюдается дефицит теплоснабжения	неразвитая система транспортировки тепловой энергии, низкая пропускная способность тепловых сетей, недостаточная располагаемая мощность ряда теплоисточников

Глава 23. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области

Свердловская область зависит от возможностей приема энергетического топлива из других регионов, в том числе из Республики Казахстан. В период 1980–1990 годов произошел перевод значительного объема генерирующих мощностей, работавших на угле, на сжигание газа. Этому способствовали рост добычи газа в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, ограничение по провозным способностям железных дорог и специальный режим ценообразования на газ для нужд электроэнергетики. Таким образом, сформировалась долговременная тенденция к повышению роли природного газа.

Однако наличие в Свердловской области крупнейшей угольной электростанции в стране (Рефтинской ГРЭС) обусловило долю угля в топливном балансе Свердловской области гораздо более высокую, чем по Российской Федерации в целом. С учетом того, что через Свердловскую область проходят головные участки магистральных газопроводов, а уголь является дальнепривозным, целесообразно сохранить в топливном балансе электростанций весомую долю газа.

Наиболее крупные риски по обеспечению топливом связаны с дальностью перевозок экибастузского угля.

Кроме угля и газа для Свердловской области важны перспектива развития атомной энергетики, а также создание генерирующих мощностей на торфе. Использование торфа целесообразно в первую очередь для малой и распределенной генерации.

Формирование перспективной структуры энергетического топлива должно сопровождаться минимизацией затрат на его получение, особенно в части угля, диверсификацией, использованием новых возможностей малой и распределенной генерации, энергетических технологий на торфе и других возобновляемых ресурсах и оптимизацией энергетических режимов.

В Свердловской области наблюдается устойчивое снижение производства (потребления) тепловой энергии, одной из причин которого является снижение потребления тепловой энергии населением, потребляющим около 35% от общей величины распределенного ресурса. Положительное изменение объемов потребления теплоэнергии населением может быть объяснено постепенным осуществлением энергосберегающих мероприятий в жилищном секторе, а именно введением средств учета и автоматизации с возможностью регулирования подачи тепла, применением новых энергоэффективных технологий строительства, увеличением числа вводимых жилых домов, использующих альтернативные источники теплоснабжения.

Глава 24. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области

Предприятия энергетики оказывают существенное воздействие на окружающую среду. Решение проблем негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду в Свердловской области актуально.

Основными направлениями уменьшения экологической нагрузки предприятий энергетики на окружающую среду остаются снижение объема вредных выбросов в атмосферу и снижение объема размещаемых отходов.

Основным требованием к предприятиям энергетики является снижение показателей негативного воздействия на окружающую среду в объемах, предусмотренных Стратегией природопользования и экологической безопасности Свердловской области на период до 2035 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской области от 28.05.2020 № 353-ПП «Об утверждении Стратегии природопользования и экологической безопасности Свердловской области на период до 2035 года» (далее – Стратегия природопользования и экологической безопасности Свердловской области на период до 2035 года).

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики и их доля в суммарном выбросе загрязняющих веществ в атмосферу по Свердловской области показана в таблице 13.

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области показаны в таблице 14.

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области и доля предприятий энергетики в общем объеме размещения отходов показаны в таблице 15.

Таблица 13

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики и их доля в суммарном выбросе загрязняющих веществ в атмосферу по Свердловской области (тыс. т/год)

Но- мер стро- ки	Наименование предприятия	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Рефтинская ГРЭС (АО «Кузбассэнерго»)	315,4	281,4	255,1	284,6	251,2	256,9	228,7
2.	Верхнетагильская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	33,1	28,3	2,2	2,3	1,7	1,6	2,3
3.	Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	6,6	6,9	6,2	5,1	4,7	4,5	4,1
4.	Серовская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»)	27,5	27,2	11,1	6,6	0,51	0,8	1,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	Богословская ТЭЦ (филиал «РУСАЛ Красноурьинск»)	12,6 (с учетом БАЗ – 29,29)	–	–	–	–	–	нет данных
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	8,5	3,0	3,4	3,2	3,5	1,5	1,2
7.	Филиал «РУСАЛ Каменск- Уральский»	14,1	2,4	нет данных	нет данных	–	–	3,0
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	5,3	5,5	5,3	4,9	5,4	4,9	4,3
9.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0	0,9	0,9
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,7	0,7	0,7	0,6	0,68	0,66	0,60
11.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
12.	Белоярская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом»)	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3
13.	Всего	425,5	357,0	285,3	308,7	269,2	272,3	246,4
14.	Всего по Свердловской области	1021,2	983,9	906,4	927,8	863,0	нет данных	нет данных
15.	Доля данных предприятий в суммарном выбросе по Свердловской области (процентов)	41,7	36,3	31,5	33,3	31,2	нет данных	нет данных

Таблица 14

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области

Но- мер стро- ки	Наименование электростанции	Объем сброса загрязненных сточных вод (млн. куб. м)						Масса сброса загрязняющих веществ (тыс. тонн)					
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Рефтинская ГРЭС (АО «Кузбасс- энерго»)	16,400	14,790	12,450	8,475	6,70	5,06	7,921	7,000	5,300	3,430	3,05	2,14
2.	Верхне- тагильская ГРЭС (АО «Интер	5,700	4,880	4,470	3,834	2,02	2,26	3,975	3,850	3,400	2,280	1,44	1,50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	РАО – Электрогенерация»))												
3.	Средне-уральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	2,488	2,860	2,470	2,670	2,16	1,85
4.	Серовская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»)	0,046	0,053	0,052	0,000	0,000	0,05	0,086	0,087	0,085	0,075	0,06	0,06
5.	Богословская ТЭЦ (филиал «РУСАЛ Красно-турьинск»)	0,342	0,176	0,320	0,350	нет данных	нет данных	0,220	0,214	0,150	0,178	нет данных	нет данных
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	2,216	2,152	1,890	1,005	1,32	1,22	0,070	0,854	0,940	0,289	0,24	0,23
7.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	0,081	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,003	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	1,424	1,181	1,340	1,340	1,18	0,77	0,277	0,264	0,170	0,190	0,28	0,21
9.	Качканарская ТЭЦ (АО «ЕВРАЗ КГОК»)	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
10.	Белоярская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом»)	0,259	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,100	0,064	0,074	0,088	0,09	0,09
11.	Итого	26,414	23,232	20,522	14,671	11,22	9,36	15,140	15,193	12,589	9,200	7,32	6,08
12.	Всего по Свердловской области	660,2	616,6	586,05	559,42	566,51	556,42	461,00	433,00	407,00	386,00	399,00	412,00
13.	Доля (процентов)	4,0	3,8	3,5	2,6	2,0	1,7	3,3	3,5	3,1	2,4	1,8	1,5

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области (тыс. тонн/год)

Но- мер стро- ки	Наименование предприятия	Образовано (тыс. тонн)					Использовано (тыс. тонн)					Размещено (тыс. тонн)				
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1.	Белоярская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом»)	0,96	0,85	0,89	0,72	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Рефтинская ГРЭС (АО «Кузбассэнерго»)	4443,0	4496,98	4641,61	4361,9	4031,06	0,00	241,79	0,00	0,00	0,00	4220,05	4247,97	4634,72	4353,59	4028,46
3.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Г Плюс»)	0,12	0,14	0,49	0,29	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Богословская ТЭЦ (филиал «РУСАЛ Красноурьинск»)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	Качканарская ТЭЦ (АО «ЕВРАЗ КГОК»)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.	Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	1,57	2,44	4,13	3,64	3,01	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,17	0,16	0,95	0,84	0,82
8.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Г Плюс»)	3,83	0,89	0,96	0,43	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00
9.	Серовская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»)	169,49	82,81	0,51	0,32	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	168,31	82,02	0,00	0,00	0,01

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,15	0,35	0,35	0,5	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,50	0,34	0,47	0,59	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,15	0,19	0,20	0,21
12.	Верхнетагильская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	5,00	1,33	1,37	3,69	20,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,87	0,41	0,35	0,35	0,66
13.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.	Итого по предприятиям энергетики	4624,65	4587,01	4650,79	4372,09	4057,65	0,00	241,79	0,03	0,00	0,00	4392,06	4330,71	4636,21	4354,98	4030,17
15.	Всего по Свердловской области	176 224,6	166 007,2	154 183,5	137 715,4	147 268,1	77 645,1	67 876,7	60 880,6	50 914,46	61 623,82	100 783,4	98 536,3	92 614,2	84 169,58	89 150,53
16.	В процентах от общего объема отходов	2,62	2,76	3,02	3,17	2,76	0,00	0,36	<0,0001	0,00	0,00	4,36	4,39	5,01	5,17	4,52

Параграф 7. Развитие энергетики с учетом экологических показателей перспективной генерации и изменения структуры существующей генерации

В энергетике Свердловской области преобладают тенденции развития генерации на углеводородном топливе по причине развития различной газовой генерации, в том числе ПГУ и малой генерации. Это связано с широким диапазоном генерирующих мощностей на газе, удобством использования газовой топливной инфраструктуры и меньшими удельными показателями требуемой площади размещения.

По сравнению с текущей генерацией (традиционные конденсационные станции на угле и природном газе) новые энергоустановки различных видов обладают отличающимися характеристиками, которые необходимо учитывать при развитии энергетики. Обобщенные параметры выбросов в атмосферу современных, новых, модернизируемых и реконструированных энергоустановок приведены в таблице 16.

Таблица 16

Обобщенные параметры выбросов в атмосферу современных, новых, модернизируемых и реконструированных энергоустановок

Номер строки	Параметр	Сжигание пылевидного угля	ПГУ и мощные ГТУ	ГТУ	ГПУ
1.	Выбросы SO ₂ (мг/куб. м)	100–200	–	–	–
2.	Выбросы NO _x (мг/куб. м)	20–30	50–200	50–100	до 500
3.	Выбросы СО (мг/куб. м)	менее 20	50–200	60–200	до 650
4.	Выбросы твердых частиц (мг/куб. м)	15–30	–	–	в зависимости от угара масла
5.	Электрический КПД (процентов)	35–43	54–58	33–37	40–45
6.	КИТ (процентов)	80–90			

С учетом данных таблицы 16 можно сделать следующие выводы по экологическим критериям развития генерации:

1) все новые современные и перспективные виды генерации обладают более высокими по сравнению с существующей традиционной генерацией КПД и КИТ, что позволит сжигать меньше топлива, выбрасывать в атмосферу меньше вредных веществ и размещать меньше отходов. Также новые виды генерации обладают улучшенными удельными показателями выбросов вредных веществ.

Прямой эффект снижения выбросов от реконструкции связан с заменой оборудования на более экологичное и эффективное с точки зрения КПД. Существует также косвенный эффект, который по масштабам может быть больше прямого. Он связан с тем, что современное экономичное и экологичное оборудование получает преимущества при конкурентном отборе на оптовом рынке

электроэнергии и мощности и вытесняет менее экономичное генерирующее оборудование. Потенциал такого замещения составляет 26,5 тыс. тонн, или 6,3% от выбросов предприятий энергетики в Свердловской области;

2) угольная генерация (а также генерация на местных и локальных видах топлива) обладает повышенным уровнем выбросов оксидов серы и пыли. Это связано со свойствами угля и зависит от его зольности. Применение современных установок с сухим золошлакоудалением и десульфурризацией отходящих газов существенно уменьшает данный недостаток;

3) современные мощные ПГУ и ГТУ обладают высоким КПД и экологичностью. Тем не менее направление конструктивного развития мощных газовых турбин ведет к повышению температуры и давления в камере сгорания для повышения КПД, что, в свою очередь, ведет к повышенному уровню выбросов окислов азота NO_x и необходимости их нейтрализации;

4) традиционно считается, что доля угарного газа CO в выбросах станций невелика в связи с возможностью гибко дозировать подачу воздуха и контролировать процесс сгорания топлива. Тем не менее с переходом на новые технологии генерации и уменьшением других видов выбросов доля выбросов CO становится весомой, при развитии генерации она также принимается во внимание;

5) малая генерация на углеводородном топливе обладает лучшими по сравнению с существующей традиционной генерацией экологическими характеристиками. С учетом отсутствия потерь энергии благодаря близости к потребителю малая генерация дает выигрыш в КПД на 5–15% и снижает выбросы вредных веществ в 1,7–2,5 раза.

При развитии учитывается, что малая генерация на углеводородном топливе обладает несколько худшими по сравнению с новой «большой» генерацией экологическими характеристиками. Это касается КПД и количества сжигаемого топлива (для ГТУ), выбросов CO , NO_x и твердых частиц (для ПГУ) и связано как с эффектом масштаба, так и с конструктивно-технологическими особенностями. Замещение малой генерацией доли, покрываемой новыми крупными станциями нагрузки, ведет к увеличению суммарных выбросов вредных веществ. Следует отметить, что ввиду распределенности по территории малая генерация снижает концентрацию выбрасываемых ею некумулятивных вредных веществ. С точки зрения выбросов углекислого газа CO_2 и количества сжигаемого топлива малая генерация обладает меньшим КПД ввиду эффекта масштаба, но устраняет потери при передаче энергии ввиду своего расположения в точке потребления.

В целом массовое направленное внедрение малой генерации на углеводородном топливе может быть обосновано экологическими критериями только при замещении доли нагрузки существующей традиционной генерации, но не новых крупных генерирующих мощностей.

Можно сделать следующие выводы по размещению новой генерации по экологическим критериям:

1) в городских зонах с высокой плотностью застройки имеет смысл размещать газовую генерацию на базе ПГУ и мощных ГТУ с учетом уровня выбрасываемых окислов NO_x ;

2) в небольших городах, пригородных и промышленных зонах при наличии транспортной инфраструктуры для угля и свободной территории имеет смысл рассматривать современные модульные угольные генерирующие установки с устройствами десульфуризации в качестве альтернативы газовой генерации. Схожими свойствами обладают установки, работающие на локальных и местных видах топлива при наличии очистки отходящих газов;

3) направленное внедрение малой генерации на углеводородном топливе может быть обосновано экологическими критериями только при замещении ею доли нагрузки существующей традиционной генерации, но не новых крупных генерирующих мощностей. Размещение малой генерации преимущественно зависит от потребителей. Подобная генерация приводит к увеличению суммарных вредных выбросов в Свердловской области, но ввиду свойства распределенности она не приводит к повышению концентрации некумулятивных вредных веществ.

Основные загрязнители и виды негативных воздействий предприятий электроэнергетики на окружающую среду, учитываемых при развитии предприятий энергетики до 2023 года, представлены в таблице 17.

Таблица 17

Основные загрязнители и виды негативных воздействий предприятий электроэнергетики на окружающую среду

Номер строки	Название	Формула	Основной источник	Опасные последствия	Кумулятивность	Статус опасности
1	2	3	4	5	6	7
1.	Газообразные и аэрозоли					
2.	Диоксид серы	SO ₂	станции на местных, локальных видах топлива и угле	угнетение растений, кислотные дожди, коррозия	нет	локальный
3.	Оксиды азота	NO, NO ₂	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	канцерогены, коррозия, разрушение озона	нет	локальный
4.	Углекислый газ	CO ₂	все виды станций	парниковый эффект	да	глобальный
5.	Угарный газ	CO	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	яд	нет	локальный
6.	Твердые частицы	пыль	станции на местных, локальных видах топлива и угле	ухудшение дыхания, болезни	частично	локальный
7.	Тяжелые металлы	Fe, Pb, Ni, Zn, Cu, Mn, Cr	малая генерация (масла и продукты износа)	яды, канцерогены, мутагены	да	локальный

1	2	3	4	5	6	7
8.	Твердые					
9.	Твердые производственные отходы	золошлакоотвалы	станции на местных, локальных видах топлива и угле	уничтожение экосистем	да	локальный
10.	Жидкие					
11.	Сбросы сточных вод с загрязнителей	все вышеперечисленное	угольные станции с гидравлическим золошлакоудалением	яды, канцерогены, мутагены, уничтожение экосистем	частично	локальный
12.	Потребление воды	–	все виды станций	дефицит питьевой воды	нет	областной
13.	Поступление теплоты	–	сбросы теплой воды энергоустановками	изменение местного климата и изменение экосистем	нет	локальный

С целью снижения негативного воздействия на окружающую среду ряду предприятий энергетического комплекса предложено заключить соглашения с Правительством Свердловской области о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды, включающие среднесрочные и долгосрочные программы природоохранных мероприятий.

На 1 февраля 2021 года с Правительством Свердловской области были заключены соглашения о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды ПАО «ОГК-2» в части деятельности Серовской ГРЭС (от 30.10.2013) и АО «Интер РАО – Электрогенерация» в части деятельности филиала «Верхнетагильская ГРЭС» (от 13.07.2015).

Необходимо продолжить работу по заключению соглашений с другими предприятиями энергетического комплекса с учетом задач, определенных для субъектов хозяйственной деятельности, осуществляющих обращение с отходами производства, и принятых в Стратегии природопользования и экологической безопасности Свердловской области на период до 2035 года:

1) модернизации промышленных предприятий с целью предотвращения образования отходов и сокращения их количества (внедрение малоотходных и безотходных технологий, замена устаревшего оборудования);

2) внедрения в производство наилучших доступных технологий;

3) внедрения имеющихся отечественных и зарубежных технологий и оборудования, направленных на вовлечение отходов в хозяйственный оборот, включая ранее размещенные отходы производства;

4) организации производственного контроля за соблюдением требований законодательства Российской Федерации в области обращения с отходами;

5) проведения собственниками объектов размещения отходов, а также лицами, во владении или в пользовании которых находятся объекты размещения

отходов, мониторинга состояния окружающей среды на территориях объектов размещения отходов и в пределах их воздействия на окружающую среду.

Глава 25. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области

Параграф 8. Текущее состояние малой генерации в Свердловской области

Под малой генерацией в настоящей схеме и программе подразумеваются электростанции установленной мощностью менее 25 МВт, которые производят электрическую и тепловую энергию в непосредственной близости от ее конечного потребления. В качестве малой генерации не рассматриваются существующие социальные источники тепла: муниципальные котельные и ТЭЦ с преимущественно тепловой нагрузкой, построенные начиная с середины XX века с технологическими особенностями того периода.

На 1 февраля 2021 года доля малой генерации от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области оценивается примерно в 2%.

По данным проектных организаций, энергосервисных компаний и поставщиков оборудования, существует также множество объектов малой генерации единичной мощностью 200–600 кВт во внутренних сетях электроснабжения потребителей.

Текущая ситуация характеризуется тем, что малая генерация в Свердловской области наиболее интенсивно развивается на производственных объектах потребителей электрической энергии ввиду необходимости обеспечения энергетических потребностей производственного процесса в кратчайшие сроки и с минимальной себестоимостью. Для выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях, относящихся к малой генерации, преимущественно используется углеводородное топливо (газ), в крупных котельных для выработки электрической энергии применяются в том числе редуцированные установки. Электростанции, относящиеся к малой генерации, на основе возобновляемых источников энергии представлены незначительно, что обусловлено климатическими особенностями Свердловской области.

Большинство электростанций, относящихся к малой генерации, работают параллельно с энергосистемой Свердловской области с выдачей или без выдачи мощности в прилегающую электрическую сеть сетевых организаций, что для собственников таких электростанций обеспечивает наиболее эффективный технологический режим работы электростанции и высокие экономические показатели.

Параграф 9. Технологические факторы развития малой генерации

С учетом существующего состояния электросетевой инфраструктуры Свердловской области, ее климатических особенностей и экономического развития можно провести анализ перспектив развития малой генерации в Свердловской

области. В качестве основных критериев, определяющих возможности увеличения доли малой генерации в суммарной установленной мощности энергосистемы Свердловской области, рассматриваются:

- 1) доступность электросетевой инфраструктуры, включая загрузку центров питания 35–110 кВ, а также необходимость электрификации удаленных районов;
- 2) наличие теплоэнергетической инфраструктуры и учет возможной потребности в низко- и среднетемпературном тепле для производственных нужд;
- 3) наличие и степень развития распределительных газовых сетей как основной топливной инфраструктуры;
- 4) возможность использования местных видов топлива в качестве альтернативной топливной инфраструктуры.

Наличие развитой электросетевой, теплоэнергетической и топливной инфраструктуры является одним из ключевых показателей развития Свердловской области.

Также на территории Свердловской области имеется ряд населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с относительно малой численностью населения. Перечень населенных пунктов, расположенных на территории Свердловской области, не охваченных централизованным электроснабжением, представлен в таблице 18. Подключение их к существующей электрической сети нецелесообразно по причине дороговизны, переселение жителей данных территорий невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада. В то же время повышение качества жизни населения предусмотрено Стратегией социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденной Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы». Энергоснабжение потребителей электрической энергии, расположенных на данных территориях, может быть организовано путем строительства электростанций, относящихся к малой генерации, на местных и локальных видах топлива с изолированным режимом работы, что окажет положительное воздействие на устойчивое развитие данных территорий.

Таблица 18

**Перечень населенных пунктов, расположенных на территории
Свердловской области, не охваченных централизованным
электроснабжением**

Номер строки	Населенный пункт	Наименование муниципального образования, расположенного на территории Свердловской области
1	2	3
1.	Деревня Нижняя Ослянка	город Нижний Тагил
2.	Село Ерёмينو	Гаринский городской округ
3.	Деревня Шантальская	

1	2	3	
4.	Село Шабурово	Ивдельский городской округ	
5.	Поселок Ликино		
6.	Поселок Новый Вагиль		
7.	Поселок Понил		
8.	Поселок Митяево		
9.	Поселок Суеватпауль		
10.	Поселок Хандыбина Юрта		
11.	Поселок Юрта Анямова		
12.	Поселок Бахтиярова Юрта		
13.	Поселок Ушма		
14.	Поселок Массавы		
15.	Поселок Пакина		
16.	Поселок Пристань		
17.	Поселок Юркино		
18.	Деревня Монастырка		Каменск-Уральский городской округ Свердловской области
19.	Поселок Калач		Махнёвское муниципальное образование
20.	Село Кумарьинское		Туринский городской округ

Важным критерием при выборе мест размещения генерации является наличие топливной инфраструктуры. В качестве основного вида топлива для выработки тепловой и электрической энергии в энергоустановках малой мощности применяется природный газ. На территории Свердловской области действуют несколько газораспределительных организаций, обслуживающих бытовых и промышленных потребителей Свердловской области: АО «Екатеринбурггаз», ГУП СО «Газовые сети», АО «ГАЗЭКС», АО «Регионгаз-инвест», ОАО «Газпром газораспределение Екатеринбург». В соответствии с данными о зонах обслуживания производственных участков указанных газораспределительных организаций газовая инфраструктура не развита в Сосьвинском городском округе, Гаринском городском округе и Таборинском муниципальном районе Свердловской области, что, в свою очередь, исключает появление в этих муниципальных образованиях объектов малой генерации, работающих на природном газе. Следует отметить, что некоторые муниципальные образования, расположенные на территории Свердловской области, газифицированы частично.

Развитие малой генерации в зоне децентрализованного энергоснабжения целесообразно осуществлять за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов. Строительство муниципальных объектов малой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива, является одним из направлений снижения энергодефицита и диверсификации источников энергии, которое позволяет обеспечить тепловой и электрической энергией отдаленные и труднодоступные районы.

Одним из таких перспективных направлений является использование отходов лесобработывающей промышленности. Крупнейшие предприятия лесобработывающей промышленности сосредоточены в Муниципальном образовании Алапаевское, Ивдельском, Новолялинском, Артинском, Ачитском городских округах и городском округе Красноуфимск Свердловской области. В качестве топлива для энергоустановок малой мощности могут служить опилки, щепа, стружка или дрова при использовании газогенератора, топливные брикеты из древесины и топливные пеллеты (гранулы).

В Гаринском городском округе, Тавдинском городском округе и Таборинском муниципальном районе Свердловской области перспектив для развития круглогодичных лесозаготовок нет, так как эксплуатационные запасы расположены среди болот и имеют низкую товарную производительность. Тем не менее в восточной части Свердловской области при развитии торфяного кластера целесообразно развитие малой когенерации на торфе. Наиболее крупные месторождения Свердловской области: Таборинское – 1780 млн. тонн, Гаринское – 1250 млн. тонн, Серовское – 840 млн. тонн, Туринское – 470 млн. тонн, Тавдинское – 460 млн. тонн. Разведанные запасы торфа в Свердловской области составляют более 5000 млн. тонн, в том числе балансовые запасы – более 1600 млн. тонн. Экологичное использование торфа требует внедрения современных технологий.

Карта районирования Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения представлена на рисунке 22.

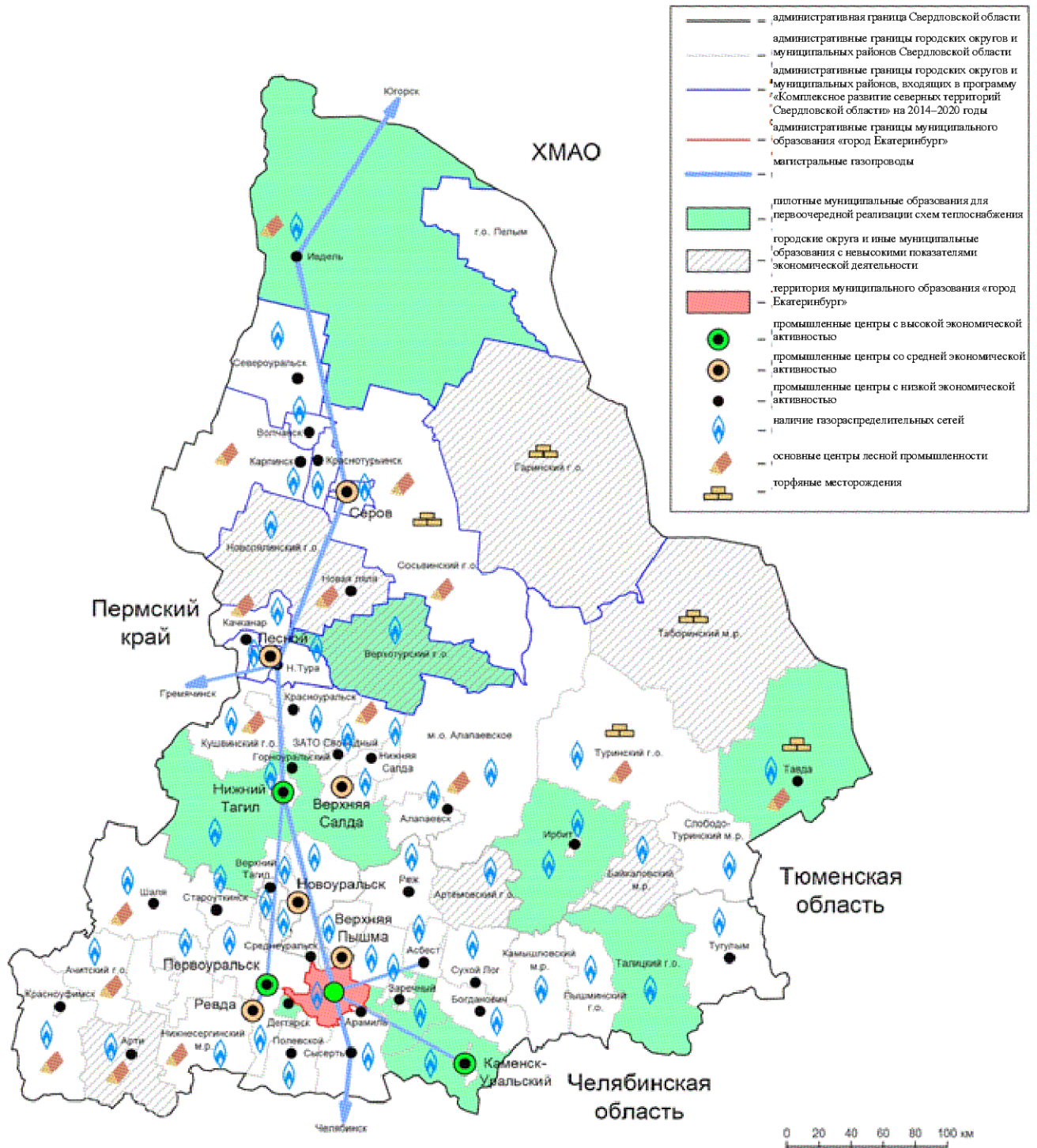


Рисунок 22. Районирование Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения. Рейтинг городских округов и доступность энергоносителей

Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области

Глава 26. Основные цели и задачи развития электроэнергетики Свердловской области

Развитие электроэнергетики Свердловской области должно быть направлено на достижение следующих целей:

- 1) достижение целевых показателей энергокомфорта населения Свердловской области;
- 2) обеспечение развития производственного потенциала Свердловской области в долгосрочной перспективе, в том числе энергоемких отраслей экономики;
- 3) повышение конкурентоспособности экономики Свердловской области;
- 4) включение научно-производственного потенциала Свердловской области в технологическое развитие электроэнергетики;
- 5) минимизация затрат на энергоснабжение потребителей Свердловской области;
- 6) увеличение доли малой генерации и возобновляемых источников энергии в энергетике Свердловской области.

Для реализации целей развития энергетики Свердловской области необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработка целевых показателей энергокомфорта как составляющих показателя качества жизни и способов их достижения;
- 2) разработка мер по преобразованию энергетики в инфраструктуру, стимулирующую развитие Свердловской области (модернизация и замена морально устаревшего оборудования, внедрение энергетически и экономически эффективных технологий и иное);
- 3) создание высокопроизводительных рабочих мест и модернизация существующих рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области;
- 4) разработка механизмов вовлечения научно-производственного потенциала Свердловской области в технологическое развитие электроэнергетики;
- 5) определение оптимальных границ развития систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения;
- 6) уточнение целесообразности использования местных топливно-энергетических ресурсов Свердловской области через комплекс показателей социально-экономической, экологической, энергетической эффективности и энергобезопасности.

Глава 27. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области на пятилетний период

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме разработан на базе фактических показателей потребления электрической энергии и мощности за последние годы с учетом анализа имеющейся информации об утвержденных технических условиях и заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям. При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках ввода их в эксплуатацию, а также характере нагрузки (виде деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования.

Формирование долгосрочного прогноза потребления электрической мощности осуществляется в условиях отсутствия метеорологических прогнозов для рассматриваемого периода прогнозирования. Статистический анализ фактических периодов максимальных нагрузок энергосистем позволяет сделать вывод, что максимум потребления мощности достигается в зимний период при существенном снижении температуры наружного воздуха относительно среднесезонных значений.

С учетом изложенного формирование прогнозного максимума потребления мощности осуществляется для средних температурных условий прохождения максимума потребления мощности в базовом периоде. Это позволяет сформировать статистически корректные прогнозные значения максимумов потребления мощности энергосистемы.

В соответствии с выполненным прогнозом потребления электрической энергии на период до 2026 года потребление электрической энергии на этап 2026 года составит 45,1 млрд. кВт·ч, что выше фактического уровня, зафиксированного в 2020 году, на 3,8 млрд. кВт·ч, или на 9,2%.

Основой развития экономики энергосистемы Свердловской области в перспективном периоде будут оставаться горнодобывающая, металлургическая и машиностроительная отрасли промышленности, предприятия оборонно-промышленного комплекса. Крупные приросты объемов потребления электрической энергии, связанные с развитием металлургических производств, ожидаются на АО «КУМЗ», АО «НЛМК-Урал», АО «Первоуральский новотрубный завод», АО «Святогор», ПАО «Корпорация ВСМПО – АВИСМА».

Увеличение объема потребления электрической энергии в энергосистеме Свердловской области прогнозируется на предприятиях транспортной системы (ОАО «РЖД» в границах Свердловской области), прочих промышленных и жилищно-коммунальных потребителей. При этом необходимо отметить, что траектория развития в кратко- и среднесрочной перспективе будет определяться не только экономическими, но и эпидемиологическими факторами (распространение коронавирусной инфекции (COVID-19) в 2021 году).

Прогноз спроса на электрическую энергию приведен в таблице 19. Прогноз потребления электрической энергии в Свердловской области показан на рисунке 23.

Таблица 19

Прогноз спроса на электрическую энергию

Номер строки	Период	Факт	Прогноз					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	41 347,0	42 652,0	43 492,0	44 159,0	44 652,0	44 886,0	45 147,0
2.	Абсолютный прирост потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), млн. кВт·ч	-1731,8	1305,0	840,0	667,0	493,0	234,0	261,0
3.	Динамика изменения потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), процентов	-4,0	3,2	2,0	1,5	1,1	0,5	0,6

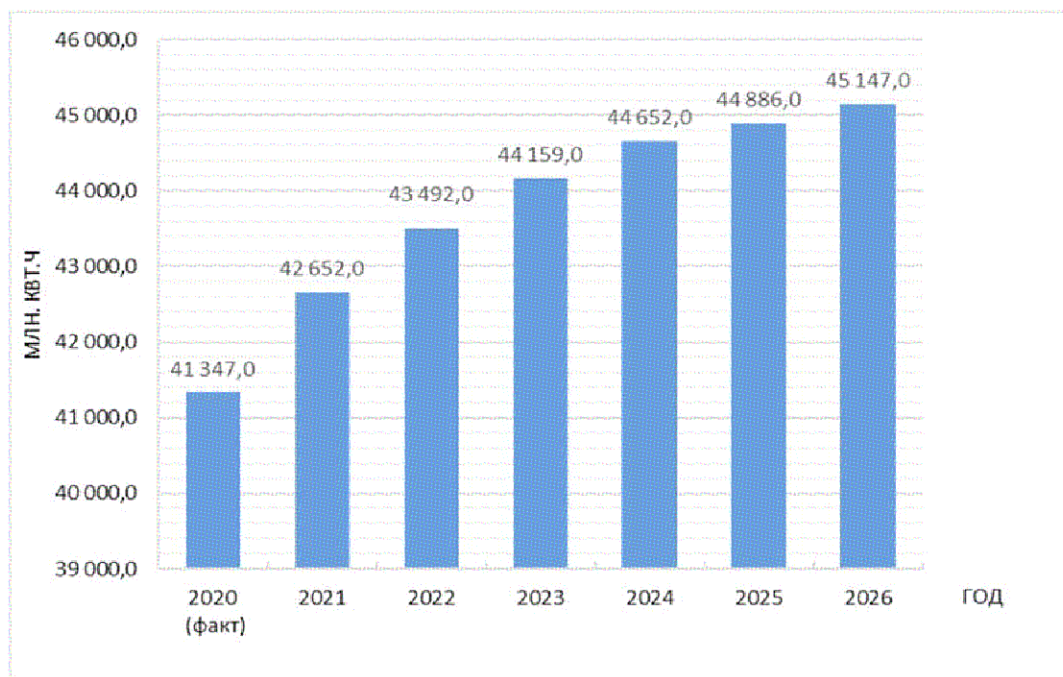


Рисунок 23. Прогноз потребления электрической энергии в Свердловской области

В соответствии с выполненным прогнозом максимумов потребления мощности на период до 2026 года максимальное потребление мощности энергосистемы Свердловской области составит 6666 МВт на этап 2026 года, что выше уровня фактического максимального потребления мощности, зафиксированного в 2020 году, на 653 МВт, или на 10,9%.

Прогнозные уровни максимумов потребления мощности энергосистемы Свердловской области на период с 2021 по 2026 год приведены в таблице 20. Прогноз максимумов потребления мощности показан на рисунке 24.

Таблица 20

**Прогнозные уровни максимума потребления мощности энергосистемы
Свердловской области на период с 2021 по 2026 год**

Номер строки	Период	Факт	Прогноз					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1.	Максимум потребления мощности, МВт	6013	6273	6402	6509	6576	6622	6666
2.	Абсолютный прирост максимума потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-443	260	129	107	67	46	44
3.	Динамика изменения (по отношению к предшествующему году), процентов	-6,9	4,3	2,1	1,7	1,0	0,7	0,7

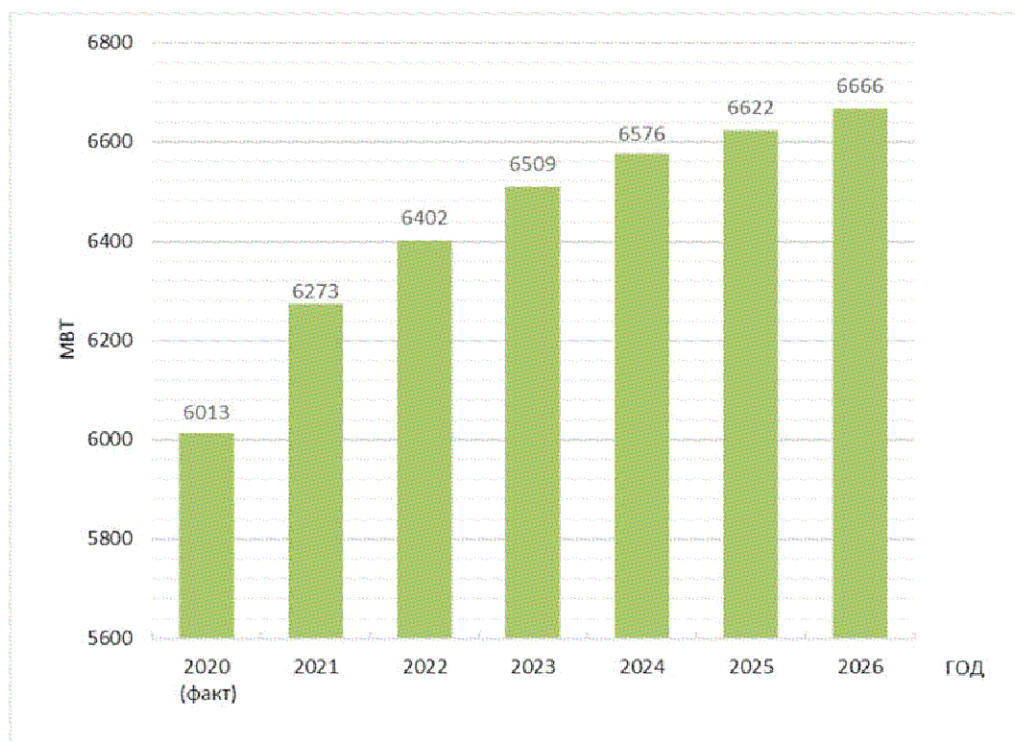


Рисунок 24. Прогноз максимумов потребления мощности

Глава 28. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области

Параграф 10. Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в период с 2021 по 2026 год учитываются на основании проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2021–2027 годы для базового варианта.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2021 по 2026 год не планируется.

Параграф 11. Планируемые объемы ввода и модернизация генерирующего оборудования

Объем ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей в период с 2021 по 2026 год определен на основании проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2021–2027 годы для базового варианта.

Ввод в эксплуатацию нового генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2021 по 2026 год не планируется.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 07.02.2020 № 232-р в 2025 году планируется окончание модернизации ТГ-6 и ТГ-7 Среднеуральской ГРЭС с суммарным увеличением установленной мощности на 40 МВт.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 06.02.2021 № 265-р в 2026 году планируется окончание модернизации Блока 1 Рефтинской ГРЭС с увеличением установленной мощности на 15 МВт.

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме Свердловской области приведены в приложении № 7 к настоящим схеме и программе.

До 2026 года с учетом модернизации генерирующего оборудования установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области увеличится на 55 МВт и составит 10 612,7 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом объемов ввода и вывода генерирующего оборудования по основным объемам показано в таблице 21.

Также в рамках реализации технологического присоединения объектов по производству электрической энергии в 2021–2026 годах на территории Свердловской области планируется ввести в работу:

- 1) в 2021 году – ТЭС АО «Уральская фольга» максимальной мощностью 14 МВт;
- 2) в 2021 году – перевод ТГ-6 Синарской ТЭЦ (АО «Синарская ТЭЦ») максимальной мощностью 12 МВт на параллельную работу с ЕЭС России;
- 3) в 2021 году – ТЭС ООО «Агрреко Евразия» максимальной мощностью 14 МВт;

4) в 2021 году – корпус ПТУ ООО «Штарк Энерджи Ревда» максимальной мощностью 7,5 МВт;

5) в 2021 году – ТЭЦ «Синергия» максимальной мощностью 19,9 МВт;

6) в 2022 году – ГТУ № 5 и ГТУ № 6 Ревдинской ГТ-ТЭЦ суммарной максимальной мощностью 18 МВт;

7) в 2023 году – ГТУ № 7 и ГТУ № 8 Ревдинской ГТ-ТЭЦ суммарной максимальной мощностью 18 МВт;

8) в 2023 году – ТЭС Энергоцентр АО «Уралэлектромедь» максимальной мощностью 22,34 МВт.

Информация, не указанная в приложении № 7 к настоящим схеме и программе, не входит в базовый прогнозный баланс и не учитывается при расчете режимно-балансовой ситуации.

Таблица 21

**Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области
с учетом объемов ввода и вывода генерирующего оборудования
по основным объемам**

Но- мер стро- ки	Электростанция	Р _{уст.} (на 01.02.2021) (МВт)	Установленная мощность на конец года (МВт)					2026 год
			2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Академическая ТЭЦ	228	228	228	228	228	228	228
2.	Белоярская АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
3.	Богдановичская ТЭЦ	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
4.	Богословская ТЭЦ	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
5.	Верхнетагильская ГРЭС	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15
6.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
7.	ГТЭС АРП Арамиль	4	4	4	4	4	4	4
8.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	4	4	4	4	4	4	4
9.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
10.	Качканарская ТЭЦ	50	50	50	50	50	50	50
11.	Красногорская ТЭЦ	121	121	121	121	121	121	121
12.	Мини-ТЭЦ ПАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
13.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
14.	Невьянская ТЭС	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
15.	Нижнетуринская ГРЭС	484	484	484	484	484	484	484
16.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
17.	Первоуральская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
18.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
19.	Режевская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
20.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3815
21.	Свердловская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
22.	Серовская ГРЭС	451	451	451	451	451	451	451
23.	Среднеуральская ГРЭС	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1618,5	1618,5
24.	ТЭЦ в г. Новоуральске	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
25.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
26.	ТЭЦ НТМК	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
27.	ТЭЦ ПАО «НМЗ»	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
28.	ТЭЦ Синарского трубного завода	12	12	12	12	12	12	12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29.	ТЭЦ УВЗ	108	108	108	108	108	108	108
30.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	24	24	24	24	24	24	24
31.	Энергоцентр «Березовский»	6,451	6,451	6,451	6,451	6,451	6,451	6,451
32.	Энергокомплекс г. Нижние Серги	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
33.	Итого	10 557,7	10 557,7	10 557,7	10 557,7	10 557,7	10 597,7	10 612,7
34.	в том числе:							
35.	АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
36.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
37.	ТЭС	9065,70	9065,70	9065,70	9065,70	9065,70	9105,70	9120,70

Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на пятилетний период

Балансы электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области сформированы на основании проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2021–2027 годы для базового варианта. При формировании перспективного баланса электрической энергии энергосистемы Свердловской области потребность в производстве электрической энергии определяется с учетом прогнозных объемов потребления электрической энергии на территории региональной энергосистемы и сальдо перетоков с соседними энергосистемами. Прогноз спроса на электрическую энергию в энергосистеме Свердловской области приведен в таблице 22.

Таблица 22

Прогноз спроса на электрическую энергию в энергосистеме Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2020 год (отчет)	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	41 347,0	42 652,0	43 492,0	44 159,0	44 652,0	44 886,0	45 147,0
2.	Производство, млн. кВт·ч	56 417,0	53 410,0	55 582,0	56 454,0	57 316,0	58 347,0	58 537,0
3.	в том числе:	–	–	–	–	–	–	–
4.	АЭС	10 831,0	9656,0	10 245,0	10 240,0	10 038,0	10 395,0	10 283,0
5.	ГЭС	22,0	21,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
6.	ТЭС	45 564,0	43 733,0	45 318,0	46 195,0	47 259,0	47 933,0	48 235,0
7.	Перетоки, млн. кВт·ч	-15 070,0	-10 758,0	-12 090,0	-12 295,0	-12 664,0	-13 461,0	-13 390,0

Прогнозный баланс мощности по энергосистеме Свердловской области приведен в таблице 23.

Прогнозный баланс мощности по энергосистеме Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2020 год (отчет)	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6013	6273	6402	6509	6576	6622	6666
2.	Покрытие (установленная мощность), МВт	10 557,7	10 557,7	10 557,7	10 557,7	10 557,7	10 597,7	10 612,7
3.	в том числе:	–	–	–	–	–	–	–
4.	АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
5.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	ТЭС	9065,7	9065,7	9065,7	9065,7	9065,7	9105,7	9120,7

Как и до 2020 года энергосистема Свердловской области до 2026 года останется избыточной как по мощности, так и по электрической энергии.

Глава 30. Перечень основных перспективных потребителей

Перечень крупных перспективных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области согласно действующим договорам об осуществлении технологического присоединения в период 2020–2024 годов приведен в приложении № 5 к настоящим схеме и программе.

Глава 31. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области на 2021 год и период 2022–2026 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

- 1) обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;
- 2) обеспечение допустимых параметров электроэнергетических режимов для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы;
- 3) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанной с недопустимой перегрузкой трансформаторного оборудования;
- 4) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанной с неудовлетворительным состоянием линий электропередачи и оборудования;
- 5) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства для обеспечения надежности электроснабжения потребителей.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2021 год и период 2022–2026 годов сформированы на основе анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Свердловской области на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС России, ОЭС Урала, энергосистемы Свердловской области, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения по действующим ТУ на ТП, а также на основе предложений Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловского РДУ, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД», АО «ЕЭСК» и иных субъектов электроэнергетики, учитывающих экспертную оценку по срокам выполнения работ по проектированию, новому строительству и реконструкции электросетевых объектов.

Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, приведен в приложении № 9 к настоящему схеме и программе.

Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже энергосистемы Свердловской области на 2021 год и период 2022–2026 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

- 1) обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;
- 2) обеспечение электроснабжения существующих потребителей в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- 3) обновление электросетевого оборудования, связанное с его неудовлетворительным состоянием.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и ниже на 2021 год и период 2022–2026 годов сформированы на основе предложений филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», АО «Облкоммунэнерго» и АО «ЕЭСК».

Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 35 кВ и ниже (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, приведен в приложении № 10 к настоящему схеме и программе.

Параграф 12. Развитие сетевого комплекса 110 кВ и выше, связанного с технологическим присоединением энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 15 МВт):

1) строительство ПС 220 кВ Шипеловская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА);

2) строительство заходов ВЛ 220 кВ Курчатовская – Каменская на ПС 220 кВ Шипеловская ориентировочной протяженностью 0,2 км (2x0,1 км).

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 25 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2018 № 317/ТП-М4):

1) строительство КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь № 2 ориентировочной протяженностью 3,075 км;

2) расширение ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Сварочная на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ с номинальным током 1000 А;

3) расширение ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Электромедь на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ с номинальным током 1000 А.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Краснотурьинск-Полиметалл» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 7 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 16.07.2019 № 8500010559):

1) строительство ПС 110 кВ Полиметалл с установкой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый;

2) сооружение отпайек от ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК – Краснотурьинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК – Серов с отпайкой на ПС Птицефабрика до ПС 110 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 4,4 км (2x2,2 км).

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Медно-Рудная компания» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 12 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 20.08.2019 № 8500010631):

реконструкция ПС 110 кВ Карпушиха с заменой трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств объектов XXXII Всемирной летней Универсиады 2023 года в г. Екатеринбурге (максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 28 299,48 МВт, договор об осуществлении технологического

присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 24.01.2020 № 8500010928):

реконструкция ПС 35 кВ Кольцово с переводом на класс напряжения 110/10 кВ с присвоением ей диспетчерского наименования ПС 110 кВ Новокольцовская.

Для возможности реконструкции ПС 35 кВ Кольцово требуется реализация следующих мероприятий:

1) организация шлейфового захода КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Новокольцовская ориентировочной протяженностью 10,26 км (2x5,13 км);

2) установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

3) замена на ПС 110 кВ Нижне-Исетская ВЧЗ ВЛ 110 кВ Н. Исетская – Южная 1 с отпайками с номинальным током 500 А на ВЧЗ с номинальным током не менее 597 А;

4) замена на ПС 110 кВ Нижне-Исетская ВЧЗ ВЛ 110 кВ Н. Исетская – Южная 2 с отпайками с номинальным током 500 А на ВЧЗ с номинальным током не менее 569 А.

По состоянию на 1 апреля 2021 года мероприятия по замене на ПС 110 кВ Нижне-Исетская ВЧЗ ВЛ 110 кВ Н. Исетская – Южная 1 и 2 с отпайками выполнены.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «ОЭЗ «Титановая Долина» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 16,3 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 31.12.2019 № 8500010921):

1) реконструкция ПС 110 кВ Титан с заменой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый (мощность трансформаторов уточняется при проектировании);

2) замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками на участке от ПС 220 кВ Вязовская до отпайки на ПС 110 кВ Полимер марки АС-120 (2x0,18 км) на провод с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 450 А при температуре +18°C;

3) установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки энергопринимающих устройств ОАО «ОЭЗ «Титановая Долина» на ПС 110 кВ Титан.

Мероприятие по установке на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками также является мероприятием, необходимым для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, подробное описание которых приведено в главе 19 настоящих схемы и программы.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 24,63 МВт (из них 21,63 МВт – ранее

присоединенная максимальная мощность, 3,0 МВт – вновь присоединяемая максимальная мощность), договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 25.12.2020 № 8500011130):

1) реконструкция ПС 110 кВ Пышма с переносом ПС с производственной территории АО «Уралэлектромедь» на новую площадку и установкой трех трансформаторов мощностью 40 МВА каждый на новой площадке ПС 110 кВ Пышма;

2) перезавод КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками (ориентировочной протяженностью 0,527 км), КВЛ 110 кВ Сварочная – Пышма (ориентировочной протяженностью 0,562 км) на вновь сооружаемое ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Пышма.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 6,64 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 17.12.2019 № 8500010748):

1) перевод отпаяк на ПС 110 кВ Подволошная с ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы на ВЛ 110 кВ Первоуральская – Металл I, II цепь с отпайками (ориентировочной протяженностью 2x0,06 км);

2) реконструкция ПС 110 кВ Подволошная с заменой трансформаторов мощностью 16 МВА и 15 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый;

3) замена существующих трансформаторов тока ТТ В 110 кВ Т-1 и ТТ В 110 кВ Т-2 ОРУ 110 кВ Подволошная на оборудование с номинальным током не менее 126 А.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Святогор» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 44 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 24.07.2020 № 8500011122):

1) реконструкция ПС 110 кВ Волковская с переносом места размещения ПС на новое место и заменой силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и 10 МВА на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый;

2) строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ В. Тура – Тагил 1, 2 с отпайками до вновь сооружаемой на новом месте ПС 110 кВ Волковская.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» максимальной мощностью 14,24 МВт (договор об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» по состоянию на 23.04.2021 находится в стадии заключения):

1) строительство ПС 110 кВ Бородовская с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый;

2) сооружение отпаяк от ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово II цепь и от отпайки на ПС Мирная от ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДФЗ с отпайкой на ПС Мирная до ПС 110 кВ Бородовская;

3) установка ВЧЗ на вновь сооружаемой отпайке от отпайки на ПС Мирная от ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДФЗ с отпайкой на ПС Мирная до ПС 110 кВ Бородовская с номинальным током не менее 85 А.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» максимальной мощностью 14,24 МВт (договор об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» по состоянию на 23.04.2021 находится в стадии заключения):

1) строительство ПС 110 кВ Костриково с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый;

2) строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Полевская – Гвоздика с отпайкой на ПС Диорит и от ВЛ 110 кВ Дегтярка – Макарецво с отпайкой на ПС Верхнее Макарово до ПС 110 кВ Костриково.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 85 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс» от 20.09.2019 № НТФ ЕЭТ 21Н-2-22):

1) установка на ПС 110 кВ Коксовая трансформатора 110/35 кВ мощностью 63 МВА;

2) расширение ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Коксовая на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ с номинальным током не менее 789 А.

Кроме этого, планируется реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» максимальной мощностью энергопринимающих устройств 790 кВт (договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс» от 13.10.2020 № НТФ ЕЭТ 21Н-2-26).

В действующих технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» к электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс» максимальной мощностью 790 кВт (дополнительно к существующей 1710 кВт, существующие энергопринимающие устройства относятся ко II категории надежности электроснабжения), являющихся приложением к договору от 13.10.2020 № НТФ ЕЭТ 21Н-2-26, заявлена II категория надежности электроснабжения вновь присоединяемых энергопринимающих устройств (в соответствии с пунктом 1.2.20 ПУЭ II категория надежности электроснабжения предусматривает питание потребителей от двух независимых источников). В настоящее время на ПС 110 кВ Обжиговая установлен один трансформатор Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и имеется связь по электрической сети 6 кВ ЗРУ 6 кВ ПС 110 кВ Обжиговая с ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР. Требования к электроснабжению энергопринимающих устройств II категории надежности электроснабжения не могут быть обеспечены

за счет существующей КЛ 6 кВ от ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР до ПС 110 кВ Обжиговая (принадлежит другому собственнику – ОАО «ВГОК»): длительно допустимая токовая нагрузка существующей КЛ 6 кВ от ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР до ПС 110 кВ Обжиговая составляет 135 А при температуре 25⁰С, в то время как требуемая допустимая токовая нагрузка исходя из существующей и перспективной нагрузки АО «ЕВРАЗ-НТМК» составляет 290 А при температуре 25⁰С. В соответствии с письмом ОАО «ВГОК» от 17.03.2021 № 12-14-137 отсутствует техническая возможность транзита мощности через сети ОАО «ВГОК» между ПС 110 кВ Обжиговая и ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР.

В связи с этим для организации второго независимого источника на ПС 110 кВ Обжиговая в технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» к электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс» максимальной мощностью 790 кВт предусмотрено мероприятие по установке второго трансформатора 110/6 кВ.

В соответствии с договором от 13.10.2020 № НТФ ЕЭТ 21Н-2-26 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям существующая и вновь присоединяемая максимальная мощность энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» составляет 2500 кВт (эффект совмещения максимумов нагрузки не учитывается, поскольку другие потребители на ПС 110 кВ Обжиговая отсутствуют).

На основании активной нагрузки АО «ЕВРАЗ-НТМК», планирующего технологическое присоединение к ПС 110 кВ Обжиговая в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции), расчетная величина загрузки вновь устанавливаемого трансформатора Т-2 при отключении Т-1 составит 2,78 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

Таким образом, для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» к ПС 110 кВ Обжиговая исходя из допустимой токовой нагрузки Т-2 в схеме, сложившейся после отключения Т-1, требуется установка на ПС 110 кВ Обжиговая второго трансформатора мощностью 4 МВА.

Параграф 13. Выполнение мероприятий, необходимых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы Свердловской области

Выполнение мероприятий, необходимых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы Свердловской области, исключит необходимость ввода ГВО в различных схемно-режимных ситуациях. Подробное описание мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из

области допустимых значений, приведено в главе 19 настоящих схемы и программы.

Параграф 14. Реконструкция объектов электросетевого хозяйства Свердловской области

Перечень технических условий на технологическое присоединение, учтенных при выполнении расчетов по определению загрузки трансформаторного оборудования, сформирован на основании перечней технических условий на технологическое присоединение, направленных письмами АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533, филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080 и Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ, и приведен в приложении № 8 к настоящим схеме и программе.

Обоснования по реконструкции объектов электросетевого хозяйства, приведенные в настоящей главе, выполнены с учетом писем АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533, филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080 и Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ, содержащих значения ИТС, год ввода в эксплуатацию, перегрузочную способность трансформаторов, возможность перевода нагрузки на другие центры питания и другие необходимые материалы.

Параграф 15. Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Тугулым установлены:

- 1) Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10, введен в эксплуатацию в 1972 году, текущий ИТС равен 80,25);
- 2) Т-2 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10, введен в эксплуатацию в 1973 году, текущий ИТС равен 80,25).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «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» (далее – приказ от 08.02.2019 № 81). Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2016 года, однако характерная данному центру питания загрузка трансформаторного оборудования на основании того же анализа имела место в 2017 году, она и принята для дальнейших расчетов. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Тугулым по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила 8,88 МВт.

При отключении Т-2 загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-1 мощностью 6,3 МВА могла составить 49,53 А (1,36 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 36$ А при 0°C) и превысила бы длительно допустимую.

Перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Тугулым (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 9,87 МВА. Необходима замена Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,87 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Тугулым с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,03 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП загрузка ПС 110 кВ Тугулым может составить 8,91 МВт.

Перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Тугулым (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Тугулым в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 9,90 МВА.

Необходима замена Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,90 МВА. Ближайшим большим стандартным по мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Таким образом, как для обеспечения допустимой нагрузки трансформатора с учетом фактической максимальной нагрузки, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Тугулым, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Тугулым требуется замена существующего трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Параграф 16. Реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Шпагатная установлены:

- 1) Т-1 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1981 году, текущий ИТС равен 74,06);
- 2) Т-2 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1984 году, текущий ИТС равен 71).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2020 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Шпагатная по данным зимнего контрольного замера 2020 года составила 27,21 МВт.

При отключении Т-2 (Т-1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-1 (Т-2) мощностью 16 МВА могла составить 148,07 А (1,60 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 92$ А при 0°C) и превысила бы длительно допустимую.

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки величиной 4,57 МВт по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по сети 10 кВ на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-2 (Т-1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-1 (Т-2) мощностью 16 МВА

могла составить 124,85 А (1,35 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 92$ А при 0°C) и превысила бы длительно допустимую.

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 24,87 МВА. Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 24,87 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Шпагатная, а также на Т-2 ПС 35 кВ Нива и Т-2 ПС 35 кВ Полевая, электроснабжение которых осуществляется от ПС 110 кВ Шпагатная, с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 6,76 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП и схемно-режимных мероприятий загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная может составить 29,40 МВт.

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки величиной 4,57 МВт по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по сети 10 кВ на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 32,37 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,37 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, для обеспечения допустимой нагрузки трансформатора с учетом фактической максимальной нагрузки на ПС 110 кВ Шпагатная требуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый. Для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Шпагатная требуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Параграф 17. Реконструкция ПС 110 кВ Свобода

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

По состоянию на 1 февраля 2021 года:

1) 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 62,3);

2) на ПС 110 кВ Сысерть установлен Т-1 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10, введен в эксплуатацию в 1986 году, текущий ИТС равен 64,75).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

Перегрузочная способность Т-1 ПС 110 кВ Свобода и Т-1 ПС 110 кВ Сысерть, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2016 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Свобода по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 8,19 МВт, ПС 110 кВ Сысерть – 9,81 МВт.

Загрузка Т-1 на ПС 110 кВ Свобода в 2016 году в нормальной схеме составила 45,69 А (0,76 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 60$ А при 0°C). Загрузка Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть в 2016 году в нормальной схеме составила 54,72 А (0,95 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 58$ А при 0°C). В случае отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки на указанной ПС. Отключенную нагрузку на ПС 110 кВ Сысерть возможно (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080) оперативно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода (параметры режима работы указанной электрической сети 10 кВ при этом находятся в области допустимых значений), но недопустимо по условию загрузки Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (в рассматриваемый зимний период перевод в полном объеме погашенной нагрузки на ПС 110 кВ Свобода может привести к недопустимой по величине и длительности перегрузке Т-1 на ПС 110 кВ Свобода на 1,74 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 60$ А.) Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Перевод отключенной нагрузки (части нагрузки) потребителей ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть по распределительной сети напряжения 10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 на ПС 110 кВ Свобода) при отключении Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть) составит 20,00 МВА. Для обеспечения допустимой нагрузки Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 на ПС 110 кВ Свобода) мощностью 10 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть), требуются мероприятия по строительству и реконструкции объектов электрической сети.

Для обеспечения допустимой нагрузки Т-1 на ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть, необходима установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода мощностью не менее 10,00 МВА. С учетом возможного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Свобода мощность второго устанавливаемого трансформатора должна быть не менее 9,10 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузок может составить на ПС 110 кВ Свобода 1,57 МВт, на ПС 110 кВ Сысерть – 0,42 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП загрузка трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Свобода составит 9,76 МВт, загрузка трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть – 10,23 МВт.

Для существующих трансформаторов с учетом указанного выше прироста нагрузки по действующим ТУ на ТП в случае отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки ПС 110 кВ Сысерть. Отключенную нагрузку ПС 110 кВ Сысерть возможно (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 №СЭ/01/21/2080) оперативно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода (параметры режима работы указанной электрической сети 10 кВ при этом находятся в области допустимых значений), но недопустимо по условию загрузки Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (в рассматриваемый зимний период перевод погашенной нагрузки на ПС 110 кВ Свобода в полном объеме может привести к недопустимой перегрузке Т-1 на ПС 110 кВ Свобода). Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Перевод отключенной нагрузки (части нагрузки) потребителей ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть по распределительной сети 10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей

(письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

На основании анализа максимальной загрузки трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Свобода и Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанций) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 ПС 110 кВ Свобода) при отключении Т-1 ПС 110 кВ Свобода (Т-1 ПС 110 кВ Сысерть) составит 22,22 МВА. Для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть исходя из допустимой нагрузки Т-1 ПС 110 кВ Свобода (Т-1 ПС 110 кВ Сысерть) в схеме, сложившейся после отключения Т-1 ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 ПС 110 кВ Свобода), требуются мероприятия по строительству и реконструкции объектов электрической сети.

С учетом возможного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть мощность второго устанавливаемого трансформатора на ПС 110 кВ Свобода должна быть не менее 11,11 МВА. С учетом возможного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Свобода мощность второго устанавливаемого трансформатора на ПС 110 кВ Свобода должна быть не менее 10,84 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

В соответствии с информацией филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» (письма от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080 и от 23.04.2021 № СЭ/01/21/3542) значение текущего ИТС 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 филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» также планируется 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. До замены Т-1 ПС 110 кВ Свобода работоспособность оборудования будет обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Таким образом, для обеспечения допустимой нагрузки трансформаторов с учетом фактической максимальной нагрузки требуется установка Т-2 на ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА. На основании ИТС ниже 70 собственником также планируется выполнить замену Т-1 ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА. Для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Свобода требуется установка Т-2 мощностью 16 МВА. На основании ИТС ниже 70

собственником планируется выполнить замену Т-1 ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА, при этом с учетом технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы развития действующие ТУ на ТП, мощность Т-1 составит 16 МВА.

До выполнения реконструкции ПС 110 кВ Свобода работоспособность оборудования будет обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Параграф 18. Реконструкция ПС 110 кВ Полевская

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Полевская установлены:

- 1) Т-1 мощностью 16 МВА (ТДТГ-16000-110/35/6 У, введен в эксплуатацию в 1972 году, текущий ИТС равен 69,5);
- 2) Т-2 мощностью 15 МВА (ТДТГ-15000/110/35/6, введен в эксплуатацию в 1951 году, текущий ИТС равен 62,25) – в резерве;
- 3) Т-3 мощностью 15 МВА (ТД-15000-110/6 У1, введен в эксплуатацию в 1959 году, текущий ИТС равен 69,5).

На основании значения текущего ИТС ниже 70 трансформаторы Т-1, Т-2 и Т-3 требуют замены. Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Полевская по данным зимнего контрольного замера в период 2016–2020 годов составила 23,22 МВт. По данным телеметрической информации за период 2016–2020 годов максимальная загрузка ПС 110 кВ Полевская составила 30 МВт в 2020 году. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

Трансформатор Т-2 в соответствии с нормальной схемой электрических соединений ПС 110 кВ Полевская находится в резерве. В случае отключения Т-1 (Т-3) произойдет погашение нагрузки соответствующего трансформатора. Действием оперативного персонала отключенная нагрузка будет переведена на питание от Т-3 (Т-1) и Т-2. На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Полевская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки одного трансформатора, рассчитанная по условию отключения Т-3 (Т-1) и с учетом включения в работу Т-2 (для условия равномерного распределения мощности между двумя трансформаторами) составит 16,67 МВА. Таким образом, с целью замены трех существующих трансформаторов ПС 110 кВ Полевская,

обусловленной значениями их ИТС ниже 70, необходима установка трех трансформаторов мощностью не менее 16,67 МВА. Ближайшими большими стандартными по номинальной мощности к указанному значению являются трансформаторы мощностью 25 МВА.

Согласно данным о технико-коммерческом предложении производителя, приведенным в письме филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080, стоимость трансформаторов 3x25 МВА составит 104,7 млн. рублей (без НДС), при этом стоимость двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА с расцепленной обмоткой низшего напряжения составит 85,8 млн. рублей (без НДС). С учетом меньшей стоимости двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА с целью приведения схемы ПС 110 кВ Полевская к типовой схеме № 110-13 «Две рабочие системы шин» предлагается выполнить замену трех трансформаторов на два – Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый.

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Полевская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) при установке на ПС 110 кВ Полевская двух трансформаторов расчетная величина загрузки нового трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 33,33 МВА.

Необходимо, чтобы мощность Т-1 и Т-2 была не менее 33,33 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА. Установка Т-1 и Т-2 выполняется с целью замены существующих трансформаторов ПС 110 кВ Полевская, необходимость реконструкции которых подтверждается на основании ИТС ниже 70.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Полевская с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,18 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП нагрузка ПС 110 кВ Полевская может составить 30,18 МВт.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Полевская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Полевская, в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки) расчетная величина загрузки нового трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 33,53 МВА.

Необходимо, чтобы мощность Т-1 и Т-2 составила не менее 33,53 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, требуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 ПС 110 кВ Полевская, необходимость реконструкции которых

подтверждается на основании ИТС ниже 70, на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый исходя из обеспечения допустимой нагрузки трансформатора с учетом максимальной фактической загрузки. С учетом технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Полевская, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП на ПС 110 кВ Полевская, также требуется замена трансформаторов на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

До выполнения реконструкции ПС 110 кВ Полевская работоспособность оборудования будет обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Параграф 19. Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Свердловская установлены:

- 1) Т-1 мощностью 31,5 МВА (ТДТН-31500/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1993 году, текущий ИТС равен 69,25);
- 2) Т-2 мощностью 40 МВА (ТДТН-40000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 2018 году, текущий ИТС равен 98,99).

На основании значения текущего ИТС ниже 70 трансформатор Т-1 требует замены. Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свердловская имела место в зимний период 2016 года.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свердловская по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 25,01 МВт. По данным телеметрической информации максимальная нагрузка ПС 110 кВ Свердловская в 2019 году составила 28,09 МВт. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C.

Согласно письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080 перевод нагрузки с ПС 110 кВ Свердловская по распределительной сети 35 кВ на другие центры питания (ПС 110 кВ Куйбышевская) недопустим, так как уровни напряжения в точках присоединения указанных потребителей к электрической сети с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий не соответствуют допустимым параметрам, определенным в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» (далее – ГОСТ 32144-2013).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий,

направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 31,21 МВА.

С учетом возможного отключения Т-2 мощность оставшегося в работе трансформатора Т-1 должна быть не менее 31,21 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА. Установка Т-1 выполняется с целью замены существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свердловская, необходимость реконструкции которого подтверждается на основании ИТС ниже 70.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Свердловская с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,58 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП нагрузка ПС 110 кВ Свердловская может составить 28,67 МВт.

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Свердловская в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 31,86 МВА.

Необходимо, чтобы мощность заменяемого трансформатора Т-1 составила не менее 31,86 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, требуется замена существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свердловская, необходимость реконструкции которого подтверждается на основании ИТС ниже 70, на трансформатор мощностью 40 МВА. С учетом технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свердловская, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Свердловская также требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 40 МВА.

До выполнения реконструкции ПС 110 кВ Свердловская работоспособность оборудования будет обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Параграф 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Алмазная установлены:

- 1) Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6,3/110/10, введен в эксплуатацию в 1988 году, текущий ИТС равен 92);
- 2) Т-2 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6,3/110/10, введен в эксплуатацию в 1990 году, текущий ИТС равен 94).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2016 года. В качестве расчетной температуры для определения мощности заменяемого оборудования принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Алмазная по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 10,1 МВт.

При отключении Т-2 (Т-1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-1 (Т-2) мощностью 6,3 МВА могла составить 56,34 А (1,55 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 36$ А при 0°C) и превысила бы длительно допустимую.

Согласно письму АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533 на ПС 110 кВ Алмазная имеется возможность перевода нагрузки по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания (ПС 110 кВ Братская, ПС 110 кВ Нижне-Исетская, ПС 110 кВ Рулонная) в объеме 0,4 МВт.

С учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки при отключении Т-2 (Т-1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-1 (Т-2) мощностью 6,3 МВА могла составить 54,11 А (1,49 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 36$ А при 0°C) и превысила бы длительно допустимую.

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная с учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 10,78 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,78 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Алмазная с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 2,95 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная может составить 13,05 МВт.

С учетом данных по действующим ТУ на ТП и письма АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533 на ПС 110 кВ Алмазная имеется возможность перевода нагрузки по распределительной сети низкого напряжения на другие

центры питания (ПС 110 кВ Братская, ПС 110 кВ Нижне-Исетская, ПС 110 кВ Рулонная) в объеме 0,4 МВт.

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная с учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки в послеаварийном режиме с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Алмазная в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 14,06 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,06 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Таким образом, для обеспечения допустимой нагрузки трансформаторов с учетом фактической максимальной нагрузки на ПС 110 кВ Алмазная, а также для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Алмазная, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Алмазная требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

Параграф 21. Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит

По состоянию на 1 августа 2020 года на ПС 110 кВ Горный Щит установлены:

- 1) Т-1 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/10, введен в эксплуатацию в 2005 году, текущий ИТС равен 92);
- 2) Т-2 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/10, введен в эксплуатацию в 2005 году, текущий ИТС равен 96).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2020 года. В качестве расчетной температуры для определения мощности заменяемого оборудования принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Горный Щит по данным зимнего контрольного замера 2020 года составила 27,57 МВт.

При отключении Т-2 (Т-1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-1 (Т-2) мощностью 16 МВА могла составить 153,79 А (1,53 о.е. от $I_{ддтн} = 1,25 \times I_{ном} = 100$ А при 0°С) и превысила бы длительно допустимую.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Горный Щит (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 30,63 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,63 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Горный Щит с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 6,33 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок по действующим ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Горный Щит может составить 33,90 МВт.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Горный Щит (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Горный Щит в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 37,67 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,67 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, для обеспечения допустимой загрузки трансформатора с учетом фактической максимальной нагрузки на ПС 110 кВ Горный Щит, а также для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Горный Щит, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Горный Щит требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Горный Щит установлены:

1) Т-1 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/10, введен в эксплуатацию в 2005 году, текущий ИТС равен 92);

2) Т-3 мощностью 25 МВА (ОТН 25000/110/10,5, временно введенный

в эксплуатацию в сентябре 2020 года в составе ММПС с целью поэтапной замены трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы большей мощности). Ранее установленный на ПС 110 кВ Горный Щит Т-2 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/10) выведен из эксплуатации в сентябре 2020 года для замены на новый мощностью 40 МВА.

Параграф 22. Реконструкция ПС 110 кВ Керамик

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Керамик установлены:

- 1) Т-1 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10/110/6, введен в эксплуатацию в 1962 году, текущий ИТС равен 86);
- 2) Т-2 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10/110/6, введен в эксплуатацию в 1970 году, текущий ИТС равен 88).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году. В качестве расчетной температуры для определения мощности заменяемого оборудования принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Керамик по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 13,93 МВт.

При отключении Т-1 (Т-2) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 10 МВА могла составить 77,71 А (1,35 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 58$ А при 0°C) (77,71 А (1,29 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 60$ А при 0°C)) и превысила бы длительно допустимую.

Согласно письму АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533, на ПС 110 кВ Керамик имеется возможность перевода нагрузки по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания (ПС 110 кВ Сотая, ПС 110 кВ Загородная, ПС 110 кВ Новинская) в объеме 0,3 МВт.

С учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки при отключении Т-1 (Т-2) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 10 МВА могла составить 76,03 А (1,32 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 58$ А при 0°C) (76,03 А (1,26 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 60$ А при 0°C)) и превысила бы длительно допустимую.

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Керамик с учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки, расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 15,14 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 15,14 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Керамик с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 4,86 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Керамик может составить 18,79 МВт.

С учетом данных по действующим ТУ на ТП и письма АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533 на ПС 110 кВ Керамик имеется возможность перевода нагрузки по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания (ПС 110 кВ Сотая, ПС 110 кВ Загородная, ПС 110 кВ Новинская) в объеме 0,3 МВт.

В этом случае с учетом письма АО «ЕЭСК» от 24.03.2021 № ЕЭСК/001/123/1533, результатов проведенного анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Керамик с учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки в послеаварийном режиме расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 20,54 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,54 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Таким образом, для обеспечения допустимой нагрузки трансформатора с учетом фактической максимальной нагрузки на ПС 110 кВ Керамик требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый, а для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Керамик, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Керамик, требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Параграф 23. Реконструкция ПС 110 кВ Капралово

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Капралово установлены:

- 1) Т-1 мощностью 15 МВА (ТДТНГ-15000/110/35/6,6, введен в эксплуатацию в 1959 году, текущий ИТС равен 50);
- 2) Т-2 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/6,6, введен в эксплуатацию в 1974 году, текущий ИТС равен 50).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2018 года.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Капралово по данным зимнего контрольного замера 2018 года составила 25,40 МВт. По данным телеметрической информации максимальная загрузка ПС 110 кВ Капралово составила 35,5 МВт в 2019 году. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

При отключении Т-1 (Т-2) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 25 МВА (15 МВА) могла составить 198,03 А (1,37 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 144$ А при 0°C) (198,03 А (2,00 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 99$ А при 0°C)) и превысила бы длительно допустимую.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Капралово (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 39,44 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,44 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Капралово с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,43 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок по действующим ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Капралово может составить 35,93 МВт.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Капралово (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Капралово, расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 39,92 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,92 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, как для обеспечения допустимой нагрузки трансформатора с учетом фактической максимальной нагрузки, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Капралово, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Капралово требуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 15 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Параграф 24. Реконструкция ПС 110 кВ Гагарский

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Гагарский установлены:

- 1) Т-1 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/6,6, введен в эксплуатацию в 1976 году, текущий ИТС равен 50);
- 2) Т-2 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/6,6, введен в эксплуатацию в 1976 году, текущий ИТС равен 50).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2018 года.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Гагарский по данным зимнего контрольного замера 2018 года составила 12,95 МВт. По данным телеметрической информации максимальная загрузка ПС 110 кВ Гагарский в 2019 году составила 26 МВт. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

При отключении Т-1 (Т-2) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 16 МВА могла составить 145,03 А (1,57 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 92$ А при 0°С) и превысила бы длительно допустимую.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Гагарский с учетом длительно допустимой перегрузки без ограничения длительности (на основании письма Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 19.04.2021 № исх-2824/СвердНТЭ), а также отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 23,11 МВА. Для обеспечения допустимой токовой нагрузки Т-1 (Т-2) мощностью 16 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-2 (Т-1), необходима замена Т-1 (Т-2) на трансформатор мощностью не менее 23,11 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27 (в том числе для трансформатора, срок эксплуатации которого составляет до 30 лет при ИТС > 70).

Для обеспечения допустимой токовой нагрузки Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гагарский мощностью 16 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-2 (Т-1), необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Гагарский с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 1,40 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Гагарский может составить 27,40 МВт.

Перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Гагарский с учетом длительно допустимой перегрузки без ограничения длительности (на основании письма Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 19.04.2021 № исх-2824/СвердНТЭ), а также отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Гагарский, расчетная

величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 24,36 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,36 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27 (в том числе для трансформатора, срок эксплуатации которого составляет до 30 лет при ИТС > 70).

Таким образом, как для обеспечения допустимой токовой нагрузки трансформаторов с учетом фактической максимальной нагрузки, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Гагарский, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Гагарский требуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА.

Параграф 25. Реконструкция ПС 110 кВ Гвоздика

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Гвоздика установлены:

- 1) Т-1 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110, введен в эксплуатацию в 1977 году, текущий ИТС равен 50);
- 2) Т-2 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110, введен в эксплуатацию в 1980 году, текущий ИТС равен 50).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27.

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2020 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в зимний период 2020 года.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Гвоздика по данным зимнего контрольного замера 2020 года составила 10,48 МВт. По данным телеметрической информации максимальная загрузка ПС 110 кВ Гвоздика составила 26 МВт в 2020 году. В качестве расчетной температуры принята температура, равная 0°C, соответствующая наименее холодному значению для ОЭС Урала в зимний период.

При отключении Т-1 (Т-2) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 16 МВА могла составить 145,03 А (1,57 о.е. от $I_{ддтн} = 1,15 \times I_{ном} = 92$ А при 0°С) и превысила бы длительно допустимую.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ).

На основании анализа максимальной фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Гвоздика с учетом длительно допустимой перегрузки без ограничения длительности (на основании письма Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 19.04.2021 № исх-2824/СвердНТЭ), а также отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 23,11 МВА.

Для обеспечения допустимой токовой нагрузки Т-1 (Т-2) мощностью 16 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-2 (Т-1), необходима замена Т-1 (Т-2) на трансформатор мощностью не менее 23,11 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27 (в том числе для трансформатора, срок эксплуатации которого составляет до 30 лет при ИТС > 70).

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Гвоздика с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 1,78 МВт.

С учетом данных о максимальной мощности энергоустановок потребителей по действующим ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Гвоздика может составить 27,78 МВт.

Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ).

На основании анализа максимальной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Гвоздика с учетом длительно допустимой перегрузки без ограничения длительности (на основании письма Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 19.04.2021 № исх-2824/СвердНТЭ), а также отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Гвоздика, расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 24,69 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,69 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 27 (в том числе для трансформатора, срок эксплуатации которого составляет до 30 лет при ИТС > 70).

Таким образом, как для обеспечения допустимой токовой нагрузки трансформаторов с учетом фактической максимальной нагрузки, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Гвоздика, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Гвоздика требуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Параграф 26. Замена БСК на ПС 110 кВ Михайловская

По состоянию на 1 февраля 2021 года на ПС 110 кВ Михайловская установлена БСК – КС1-0,66-20У1 (2436 штук), мощность батареи (установленная/расчетная) – 48,72/33,52 Мвар.

Согласно письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080 установленная БСК содержит запрещенные стойкие органические загрязнители (полихлорированные бифенилы) и не соответствует требованиям Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях (ратифицирована Федеральным законом от 27 июня 2011 года № 164-ФЗ «О ратификации Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях»), так как содержит полихлорированные бифенилы и в соответствии с информацией собственника требует замены.

На ПС 110 кВ Михайловская необходимо заменить установленную БСК, подлежащую утилизации, на БСК мощностью 33,52 Мвар.

Параграф 27. Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками от опоры № 26 до опоры № 128 с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 19,83 км)

КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками введена в эксплуатацию в 1939 году.

По состоянию на 1 февраля 2021 года текущий ИТС КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками равен 38,31.

Значение ИТС приведено в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками на участке от опоры № 26 до опоры № 128 (ориентировочной протяженностью по трассе 19,83 км) с заменой опор на металлические и железобетонные и существующего провода М-70 на провод с аналогичной допустимой токовой нагрузкой.

До выполнения реконструкции КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками техническое состояние будет обеспечено за счет следующих компенсирующих мероприятий в рамках технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного инженерного осмотра, измерение габаритов, проверка состояния опор, замер сопротивления контура заземления, подрезка деревьев, устранение аварийных дефектов.

Параграф 28. Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 10,62 км)

ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками введена в эксплуатацию в 1961 году.

По состоянию на 1 февраля 2021 года текущий ИТС ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I цепь с отпайками составляет 35,37, ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик II цепь с отпайками составляет 39,51.

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская (ориентировочной протяженностью по трассе 10,62 км) с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-300 на провод с аналогичной допустимой токовой нагрузкой АСК-300.

До выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками техническое состояние будет обеспечено за счет следующих компенсирующих мероприятий в рамках технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного инженерного осмотра, измерение габаритов, проверка состояния опор, замер сопротивления контуров заземления, подрезка деревьев, устранение аварийных дефектов.

Параграф 29. Реконструкция ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 (ориентировочной протяженностью по трассе 9,35 км) и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская (ориентировочной протяженностью по трассе 26,5 км) с заменой опор и провода ЛЭП

ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень введены в эксплуатацию в 1933 году.

По состоянию на 1 февраля 2021 года текущий ИТС ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень составляет 31,63 и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень составляет 61,46.

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

На основании текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 (ориентировочной протяженностью по трассе 9,35 км) и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская (ориентировочной протяженностью по трассе 26,5 км) с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующих проводов СА-95 (согласно отчету технического состояния ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень (направлен письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080), аналогом провода СА-95 является провод АС-150), М-95 и АС-150 на провод с аналогичной допустимой токовой нагрузкой.

Параграф 30. Реконструкция ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье на участке от портала 110 кВ ПС 220 кВ Кошай до портала ПС 110 кВ Предтурье с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 41,3 км)

ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье введена в эксплуатацию в 1961 году.

По состоянию на 1 февраля 2021 года текущий ИТС ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье составляет 42,76.

Значение ИТС приведено в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-95.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов на 2021 год и на период 2022–2026 годов показали, что увеличение пропускной способности ЛЭП не требуется.

Согласно расчету монтажных стрел провеса и тяжений проводов и троса (результаты расчета приведены в письме филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080) в случае применения провода большего сечения с более высоким значением механического напряжения на реконструкцию 1 км линии с применением проводов АС-150 и АС-185 потребуется на одну промежуточную опору меньше, чем при реконструкции 1 км линии с применением проводов АС-95 и АС-120.

Согласно коммерческим предложениям производителей (приложены к письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080) стоимость одной промежуточной опоры на стойке СК-22 (применение данной стойки является типовым решением для опоры типа ПБ 110-15, применяемой для толщины стенки гололеда 15 мм, стойка соответствует ГОСТ 22687-85 «Стойки конические железобетонные центрифугированные для опор высоковольтных линий электропередачи») с учетом комплекта траверс, гирлянд изоляторов, страховочной системы ориентировочно составляет 259,6 тыс. рублей без НДС. С учетом протяженности реконструируемой ВЛ 110 кВ 41,3 км, стоимость приобретения опор без учета стоимости строительно-монтажных работ снизится на 10,6 млн. рублей

Изменение стоимости материалов относительно реконструкции ВЛ 110 кВ с применением провода АС-95 приведено в таблице 24.

Таблица 24

**Изменение стоимости материалов относительно реконструкции
ВЛ 110 кВ с применением провода АС-95**

Номер строки	Наименование показателя	Вариант 1 (провод АС-95)	Вариант 2 (провод АС-120)	Вариант 3 (провод АС-150)	Вариант 4 (провод АС-185)
1.	Ориентировочное снижение количества опор ВЛ, штук	–	–	-41	-41
2.	Ориентировочная стоимость одной опоры, тыс. рублей (без НДС)	259,6	259,6	259,6	259,6
3.	Ориентировочное снижение затрат на приобретение опор ВЛ, тыс. рублей (без НДС)	–	–	-10 643,6	-10 643,6
4.	Стоимость 1 км провода, тыс. рублей (без НДС)	76,3	93,18	108,05	134,71
5.	Стоимость провода ВЛ (длина реконструируемого участка), тыс. рублей (без НДС)	9453,57	11 545,0	13 387,4	16 690,57
6.	Изменение стоимости вариантов 2–4 с учетом стоимости материалов (относительно варианта 1), тыс. рублей (без НДС)	–	2091,43	-6709,77	-3406,6

Таким образом, за счет уменьшения количества опор при применении провода АС-150 затраты на материалы будут минимальны, а также сократятся затраты на оформление земельных участков под опоры, снизятся впоследствии эксплуатационные затраты на обслуживание ВЛ 110 кВ.

Согласно расчету технологических потерь электроэнергии в электрических сетях (направлен письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080), выполненному в соответствии с техническими характеристиками и паспортными данными линии электропередачи, на основании Методики расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде, приведенной в приложении № 1 к Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (далее – Методика расчета технологических потерь электроэнергии), снижение потерь электроэнергии при реконструкции ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье в зависимости от применения различных сечений провода ЛЭП относительно существующего провода АС-95 приведено в таблице 25. В стоимостном выражении в таблице 25 экономия приведена с учетом

средней нерегулируемой цены покупки потерь в сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», учтенной в тарифно-балансовых решениях на 2021 год в размере 2,68716 рубля/кВт·ч.

Таблица 25

Снижение потерь электроэнергии

Номер строки	Показатель	Вариант 1 (провод АС-95)	Вариант 2 (провод АС-120)	Вариант 3 (провод АС-150)	Вариант 4 (провод АС-185)
1.	Оценочно годовые потери, тыс. кВт·ч/год	137,2	117,1	102,46	88,58
2.	Оценочно годовые потери, тыс. рублей/год	368,68	314,67	275,33	238,03
3.	Оценочно годовая экономия от снижения потерь относительно варианта 1, тыс. рублей/год	–	54,01	93,35	130,65

Из вышеуказанного следует, что наиболее оптимальным с точки зрения затрат на выполнение строительно-монтажных работ (за счет снижения стоимости материалов) и последующего эффекта от снижения потерь является вариант выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье на участке от портала 110 кВ ПС 220 кВ Кошай до портала ПС 110 кВ Предтурье (ориентировочной протяженностью по трассе 41,3 км) с применением провода АС-150.

До выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье техническое состояние будет обеспечено за счет следующих компенсирующих мероприятий в рамках технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного инженерного осмотра, измерение габаритов, проверка состояния опор, замер сопротивления контуров заземления, подрезка деревьев, устранение аварийных дефектов.

Параграф 31. Реконструкция КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками (перевод отпаяк на ПС 110 кВ Алмазная в кабельное исполнение)

Отпайки на ПС 110 кВ Алмазная от КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками выполнены в габаритах 35 кВ и проходят по особо охраняемой природной территории г. Екатеринбурга (лесопарк имени Лесоводов России).

Падение деревьев из лесного массива на провод ЛЭП приводит к отключению ВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками и обесточиванию потребителей г. Екатеринбурга, в том числе:

28 апреля 2016 года (акт расследования ТН № 223 Центральные электрические сети от 28.04.2016) и 12 мая 2016 года (акт расследования ТН № 255 Центральные электрические сети от 12.05.2016) падение дерева из глубины лесного

массива привело к обесточиванию ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Ботаническая с нагрузкой 25,2 МВт 47 социально значимых объектов и населения г. Екатеринбурга (39 тыс. человек);

1 июня 2016 года (акт расследования ТН № 291 Центральные электрические сети от 01.06.2016) падение деревьев из глубины лесного массива привело к обесточиванию ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Ботаническая, ЗРУ 6 кВ на ПС 110 кВ Братская с нагрузкой 38,2 МВт 82 социально значимых объектов и населения г. Екатеринбурга (50,1 тыс. человек).

Согласно письму Департамента лесного хозяйства Свердловской области от 26.07.2017 № 24-0815-6336 проводить расчистку просек и охранных зон таких объектов путем применения сплошных рубок запрещается.

Для исключения риска возникновения аналогичных технологических нарушений, ведущих к прекращению электроснабжения потребителей (в том числе социально значимых объектов), распоряжением ОАО «МРСК Урала» от 28.02.2017 № 25 была утверждена Программа повышения надежности электроснабжения городов Екатеринбурга, Перми и Челябинска, в рамках которой предложено выполнить переустройство отпаек на ПС 110 кВ Алмазная в кабельное исполнение.

Из вышеуказанного следует, что требуется реконструкция КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками с переводом отпаек от данных ЛЭП на ПС 110 кВ Алмазная в кабельное исполнение с использованием кабеля с допустимой токовой нагрузкой, соответствующей проводу АС-120 (по состоянию на 1 февраля 2021 года отпайки выполнены проводом АС 120/19).

До выполнения реконструкции отпаек на ПС 110 кВ Алмазная в кабельное исполнение обеспечение контроля будет проводиться за счет компенсирующих мероприятий в рамках технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного инженерного осмотра, измерение габаритов, проверка состояния опор, замер сопротивления контуров заземления, подрезка деревьев, устранение аварийных дефектов.

Параграф 32. Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (в районе города Первоуральска) с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 4,5 км)

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

По состоянию на 1 февраля 2021 года 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.

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками

с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-150.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов на 2021 год и период 2022–2026 годов 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 (протокол от 09.10.2019 № 09-2020-пр) 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 на 50% (по информации ОАО «МРСК Урала») сохранить параметры инвестиционного проекта в ИПР 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).

Замена провода АС-150 на АС-240 предусмотрена также в соответствии с пунктом 1.15 плана-графика организационно-технических мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона, утвержденного Министром энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области, руководителем штаба по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Свердловской области в 2015 году.

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 по трассе 4,5 км) с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-150 на провод АС-240 или аналогичный по длительно допустимым токовым нагрузкам.

Согласно письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080 в 2016 году начата реконструкция ЛЭП с заменой провода на АС-240. К настоящему времени выполнена реконструкция ЛЭП от портала Среднеуральской ГРЭС до опоры № 176 (2х27,7 км), остался завершающий этап реконструкции, предусматривающий работы на участке ЛЭП от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (2х4,92 км).

Параграф 33. Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка – Самары – Глухарь с образованием ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка, ВЛ 110 кВ Глухарь – Самары и ВЛ 110 кВ Шаля – Самары

В настоящее время на одних опорах совместно с существующими ВЛ 110 кВ Вогулка – Самары, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка, ВЛ 110 Глухарь – Самары выполнена подвеска второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Самары – Глухарь проводом АС 120/19. Для ввода в работу второй цепи требуется выполнение следующих мероприятий (в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080):

1) демонтаж перемычки между цепями линии на опоре № 1 ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка;

2) соединение шлейфов на опорах № 1, 81, на опоре № 5 демонтаж перемычки между цепями линии ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка для образования ВЛ 110 кВ Шаля – Самары;

3) реконструкция участка ВЛ 110 кВ Глухарь – Самары с подвеской провода АС 120/19 между опорой № 69 и приемным порталом ПС 110 кВ Глухарь протяженностью 0,06 км;

4) соединение шлейфов на опорах № 67–69 ВЛ 110 кВ Глухарь – Самары;

5) перевод проводов ВЛ 110 кВ Глухарь – Самары на ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка с левой стороны на правую сторону на опоре № 67 в сторону портала ПС 110 кВ Глухарь;

6) демонтаж на опоре № 2 перемычки между цепями линии ВЛ 110 кВ Глухарь – Самары;

7) соединение шлейфов на опоре № 2 ВЛ 110 кВ Глухарь – Самары;

8) соединение шлейфов на опоре № 5 между цепями линии ВЛ 110 кВ Вогулка – Самары.

Стоимость капитальных затрат на включение второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Самары – Глухарь составит 493,63 тыс. рублей без НДС. Согласно письму Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ существующее оборудование на ПС 110 кВ транзита Шаля – Вогулка – Самары – Глухарь, предназначенное для ввода в работу вновь образуемых ВЛ 110 кВ, пригодно к использованию, таким образом, капитальные затраты на реконструкцию указанных ПС 110 кВ отсутствуют.

Согласно расчету технологических потерь электроэнергии в электрических сетях (направлен письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 12.03.2021 № СЭ/01/21/2080), выполненному в соответствии с техническими характеристиками и паспортными данными линии электропередачи, на основании Методики расчета технологических потерь электроэнергии, годовая экономия от снижения потерь электроэнергии составит 1621,88 тыс. рублей (таблица 26), что больше стоимости капитальных затрат на включение второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Самары – Глухарь.

В стоимостном выражении в таблице 26 экономия приведена с учетом средней нерегулируемой цены покупки потерь в сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», учтенной в тарифно-балансовых решениях на 2021 год в размере 2,68716 рубля/кВт·ч. Согласно представленному обоснованию включение второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Самары – Глухарь экономически целесообразно.

Снижение потерь электроэнергии

Номер строки	Показатель	До реконструкции	После реконструкции
1.	Оценочно годовые потери, тыс. кВт·ч/год	1297,00	693,323
2.	Оценочно годовые потери, тыс. рублей/год	3484,95	1863,07
3.	Оценочно годовая экономия от снижения потерь, тыс. рублей/год	–	1621,88

Таблица 27

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности

Номер строки	Срок эксплуатации трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{доп}$ при температуре охлаждающего воздуха (воды), θ , °С						
		-20	-10	0	10	20	30	40
1.	До 30 лет при ИТС > 70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2.	До 30 лет при ИТС < 70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3.	30 лет и более	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Глава 32. Организация единых теплоснабжающих организаций

В Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», определены права и обязанности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере теплоснабжения. Согласно указанным правилам для повышения качества обеспечения населения тепловой энергией необходима организация единых теплоснабжающих организаций.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер собственного капитала;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Глава 33. Потребность электростанций и котельных в топливе

Приоритетами в формировании перспективного топливного баланса в Свердловской области должны стать диверсификация, надежное взаиморезервирование видов топлива и снижение экологической нагрузки электроэнергетики – атмосферных выбросов и образования золоотвалов электростанций.

С учетом того, что потребляемый предприятиями энергетики уголь является дальнепривозным, нецелесообразно какое-либо наращивание доли и объема угля в топливном балансе электроэнергетики Свердловской области.

Смягчение рисков, связанных с дальностью перевозок экибастузского угля, можно обеспечить приоритетным вовлечением в топливный баланс энергетики Свердловской области природного газа, внутренних топливных ресурсов (торф, природный газ) и развитием атомной энергетики.

Важнейшие внутренние и пока не используемые ресурсы – торф и природный газ. Возможности потенциальной добычи торфа в Свердловской области – не менее 3–5 млн. т.у.т. в год, что может обеспечить работу не менее 1000 МВт установленной электрической мощности электростанций и выработку не менее 10 млн. Гкал в год тепла, отпускаемого котельными. Эффективность возвращения торфа в энергобаланс определяется возможностями новых технологий его сжигания, в том числе его газификацией. Ресурсы торфа позволяют в конечном счете произвести замещение угля для производства тепла в котельных.

Новый для Свердловской области внутренний энергоресурс – природный газ. Наиболее подготовлены к его использованию Бухаровское и Кедровское месторождения на юго-западе Свердловской области. Ведется разведка на других перспективных площадях. Возможности добычи газа в Свердловской области оцениваются в 1,5–2 млрд. куб. м в год. Ресурсы собственного газа позволяют рассматривать перспективы сооружения новой электростанции мощностью порядка 1500 МВт вблизи месторождения либо ориентировать их на нужды малой распределенной энергетики на сжиженном природном газе или в виде компримированного газа, исключая необходимость сооружения газопроводов.

Перспективы развития атомной энергетики в Свердловской области связаны в первую очередь с успешной эксплуатацией энергоблоков БН-600 и БН-800 Белоярской АЭС.

Формирование перспективной структуры энергетического топлива должно сопровождаться минимизацией затрат на его получение, особенно в части угля, диверсификацией, использованием новых возможностей малой и распределенной генерации, энергетических технологий на торфе и других возобновляемых ресурсах и оптимизацией энергетических режимов. По критерию надежности топливообеспечения энергетики Свердловской области на долю ввозимого в область энергоресурса каждого вида не должно приходиться более 30–40% от суммарного потребления.

Динамика потребляемых топливных ресурсов представлена на рисунках 25 и 26.

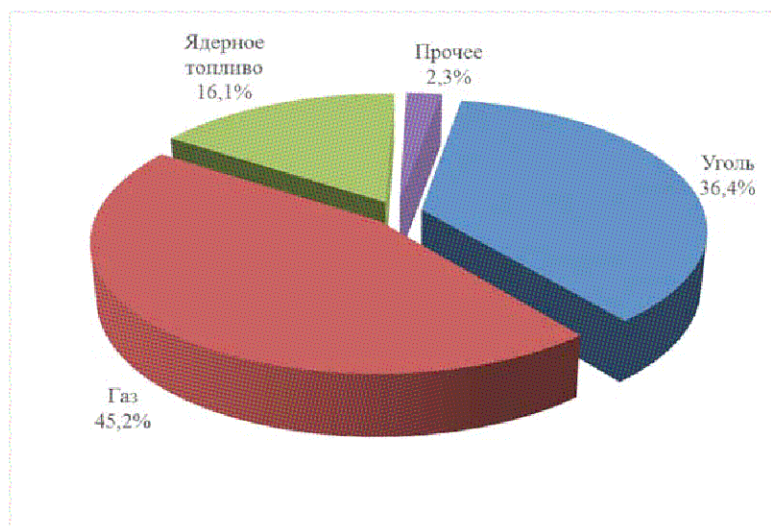


Рисунок 25. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2020 году

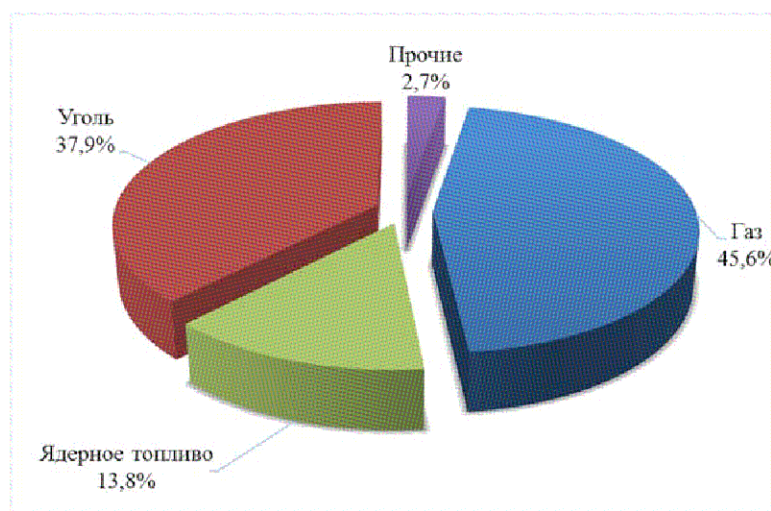


Рисунок 26. Планируемое потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2026 году

Глава 34. Энергообеспечение удаленных территорий Свердловской области

В регионе имеется ряд населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения. Перечень населенных пунктов, расположенных на территории Свердловской области, не охваченных на 1 марта 2021 года централизованным электроснабжением, представлен в таблице 28. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение населения этих населенных пунктов невозможно в связи с необходимостью сохранения существующего жизненного уклада, а обеспечение параметров комфортного существования на уровне среднеобластного предусмотрено в том числе Стратегией социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденной Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы».

**Перечень населенных пунктов, расположенных на территории
Свердловской области, не охваченных на 1 марта 2021 года
централизованным электроснабжением**

Номер строки	Наименование муниципального образования, расположенного на территории Свердловской области	Населенный пункт
1.	Город Нижний Тагил	д. Нижняя Ослянка
2.	Гаринский городской округ	с. Ерёмينو, д. Шантальская, с. Шабурово, пос. Ликино, пос. Новый Вагиль
3.	Ивдельский городской округ	пос. Понил, пос. Митяево, пос. Суеватпауль, пос. Хандыбина Юрта, пос. Юрта Анямова, пос. Бахтиярова Юрта, пос. Ушма, пос. Массаво, пос. Пакина, пос. Пристань, пос. Юркино
4.	Каменск-Уральский городской округ Свердловской области	д. Монастырка
5.	Махнёвское муниципальное образование	пос. Калач
6.	Туринский городской округ	с. Кумарьинское

При принятии решения об организации энергоснабжения удаленных территорий необходимо в каждом конкретном случае проводить технико-экономический анализ вариантов организации энергоснабжения. К альтернативе строительства электросетевых объектов можно отнести газификацию удаленных населенных пунктов (в том числе с использованием сжиженного природного газа, диметилового эфира) на базе когенерационных установок малой мощности, создание объектов малой генерации на древесных отходах или иных видах местного топлива.

Также необходимо учитывать, что при отказе от развития локальной малой генерации и сетевой инфраструктуры эксплуатация протяженных линий электропередачи с минимальным перетоком электрической энергии приведет к заметному росту тарифов на передачу электрической энергии для всех потребителей Свердловской области и снижению показателей эффективности работы электросетевого комплекса Свердловской области.

На территории Свердловской области имеются объективные предпосылки к развитию малой генерации, включая генерацию на местных видах топлива и генерацию на основе возобновляемых источников энергии, в том числе:

1) значительный промышленный и жилищно-коммунальный сегменты с центрами потребления электрической и тепловой энергии, не входящие в зону охвата существующих ТЭЦ;

2) наличие ряда населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения;

3) наличие собственного топливного потенциала, пригодного для замещения импортируемого топлива.

Также возможно использование следующего энергетического потенциала:

1) солнечного – для нагрева воды, электропитания потребителей и зарядки аккумуляторных батарей в период с апреля по сентябрь;

2) ветрового – для электропитания потребителей и зарядки аккумуляторных батарей в течение всего года с коэффициентом использования установленной мощности 0,15–0,2;

3) гидрологического – для электропитания потребителей и зарядки аккумуляторных батарей в течение безледного периода с коэффициентом использования установленной мощности 0,3–0,4;

4) теплового потенциала грунтовых вод и грунтов, а также очистных сооружений и теплых сбросов – для отопления в системах с тепловыми насосами, питаемыми электроэнергией от централизованной электрической сети.

Существуют также предпосылки для развития атомной энергетики на базе подземных атомных теплоэлектростанций средней и большой мощности.

Для вовлечения перечисленного потенциала энергоресурсов в топливно-энергетический баланс Свердловской области целесообразна разработка:

1) концепции и программы развития торфяного и биоэнергетического кластера со схемой-картой распределения запасов и потребностей в местных энергоресурсах с их логистической увязкой;

2) технико-экономического обоснования развития атомной энергетики Свердловской области на базе подземных атомных станций в районе городов Лесного, Новоуральска, Североуральска, имеющих энергоемкие производства;

3) программы использования собственных ресурсов природного газа;

4) программы развития малой гидроэнергетики и иных возобновляемых источников энергии (помимо биомассы и торфа) на территории Свердловской области.

Стратегической целью программ необходимо установить достижение к 2023 году доли энергетики на собственных ресурсах в ТЭБ Свердловской области не менее 17%, а к 2030 году – не менее 25%. В указанных программах целесообразно рассматривать возможность использования следующих перспективных технологий:

1) парогазовой установки на природном газе;

2) завода по сжижению природного газа для транспортировки в газовозах и последующей его регазификации для использования в котельных и на ТЭС Свердловской области;

3) газогенераторной парогазовой теплоэлектростанции на торфе;

4) завода по производству метанола или синтетического жидкого топлива из торфа;

5) технологий по использованию диметилового эфира.

Для решения задач по повышению уровня комфортного проживания граждан в населенных пунктах, указанных в таблице 28, а также в иных населенных пунктах с использованием объектов малой энергетики целесообразно проведение следующих мероприятий:

1) подготовки технико-экономических обоснований по способу энергообеспечения населенных пунктов (строительства электрических сетей или внедрения устройств локального энергообеспечения на базе перечня наилучших доступных технологий);

2) утверждения перечня населенных пунктов, в которых возможно создание опережающими темпами современных систем автономного электроснабжения;

3) разработки областной программы создания систем автономного энергообеспечения согласно разработанным технико-экономическим обоснованиям.

Глава 35. Информация о кадровых ресурсах в электроэнергетике Свердловской области

Среднесписочная численность работников организаций по виду экономической деятельности: обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха – в 2020 году составила 50,4 тыс. человек, что ниже показателя 2019 года на 1,6%. Начисленная среднемесячная заработная плата по виду экономической деятельности: обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха – в 2020 году составила 47,8 тыс. рублей, что выше показателя 2019 года на 6,5%.

Численность занятых на предприятиях электросетевого и генерирующего комплекса Свердловской области за 2020 год составила 24,4 тыс. человек при начисленной среднемесячной заработной плате 61,2 тыс. рублей.

Глава 36. Перспективные инновационные технологии и направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области

Правительством Свердловской области в соответствии с Федеральным законом от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» определены этапы и стратегические направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области. Основными приоритетными направлениями развития энергетики Свердловской области на перспективу до 2030 года приняты:

1) вовлечение местных и возобновляемых энергоресурсов в топливно-энергетический баланс Свердловской области;

2) развитие малой и распределенной генерации на территории Свердловской области, особенно для решения проблем энергоснабжения удаленных населенных пунктов, не имеющих централизованного энергоснабжения;

3) поддержка внедрения энергоэффективных и энергосберегающих технологий, снижающих технические потери электроэнергии и затраты потребителей, в том числе бюджетных;

4) поддержка внедрения технологий, снижающих аварийность и повышающих надежность электроснабжения потребителей;

5) поддержка внедрения технологий для развития интеллектуальной энергетики.

Кроме того, Стратегия социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденная Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы», направлена на внедрение импортозамещающих технологий во всех отраслях экономики и создание высокопроизводительных рабочих мест.

Экспертным советом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области рассмотрен ряд инновационных проектов и технологических разработок, созданных и создаваемых усилиями уральских разработчиков, внедрение которых отвечает перечисленным направлениям и может быть поддержано Правительством Свердловской области. По итогам этой работы сформирован перечень перспективных технологий:

- 1) климатонезависимый биогазовый комплекс утилизации органических отходов БГУ-100 как автономный энергоисточник;
- 2) роботизированный комплекс «Канатоход» для диагностики воздушных линий электропередачи;
- 3) системы накопления электрической энергии на базе литий-ионных аккумуляторов;
- 4) автономные источники тока на базе твердооксидных топливных элементов АИТ-ТОТЭ;
- 5) мобильные электростанции на базе малогабаритной паровой турбины;
- 6) паровые турбины для привода механизмов собственных нужд, в том числе путем замены действующих электроприводов на энергопредприятиях для энергосбережения и повышения надежности работы;
- 7) силовые масляные трансформаторы с низкими потерями с магнитопроводом на базе аморфных сплавов.

Перечень будет дополняться по мере появления новых перспективных разработок.

Раздел 6. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках

Перечень генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, отобранных по результатам конкурсного отбора (инвестиционные проекты на строительство генерирующих объектов), представлен в таблице 29. Указанные генерирующие объекты не входят в базовый прогнозный баланс и не учитываются при расчете режимно-балансовой ситуации.

Перечень генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, отобранных по результатам конкурсного отбора (инвестиционные проекты на строительство генерирующих объектов)

Номер строки	Показатели	Значения показателей		
1.	Идентификационный номер квалифицированного генерирующего объекта	–	–	–
2.	Наименование квалифицированного генерирующего объекта	СВО-1	СВО-2	СВО-3
3.	Наименование организации – владельца генерирующего объекта, подавшего заявку на участие в конкурсном отборе	ООО «Хевел Региональная Генерация» (ООО «Хевел РГ»)		
4.	Планируемое (фактическое, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) местонахождение генерирующего объекта с указанием муниципального образования	Свердловская область, Артинский городской округ	Свердловская область, Артинский городской округ	Свердловская область, Артинский городской округ
5.	Планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) установленная мощность генерирующего объекта, МВт	15	18	4,9
6.	Вид соответствующего генерирующего объекта	генерирующий объект, функционирующий на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца, со степенью локализации не менее 50%, но не более 70%		
7.	Величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, тыс. рублей (без НДС)	73 500	73 500	73 500
8.	Срок возврата инвестированного капитала, лет	15	15	15
9.	Базовый уровень нормы доходности капитала, процентов	12	12	12
10.	Год, в котором проект был отобран на конкурсном отборе	2020	2020	2020
11.	Планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) дата ввода в эксплуатацию генерирующего объекта	декабрь 2021 года	декабрь 2021 года	декабрь 2021 года
12.	Дата, когда в отношении генерирующего объекта впервые установлена цена (тариф) на электрическую энергию (мощность)	по состоянию на 01.02.2021 не установлена		

Приложение № 1
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

**ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА
оборудования электростанций Свердловской области
на 1 февраля 2021 года***

Но- мер стро- ки	Наименование электростанции, станционный номер, тип агрегата	Год ввода	Всего (МВт*)	До 1960 года (МВт*)	1961– 1970 годы (МВт*)	1971– 1980 годы (МВт*)	1981– 1990 годы (МВт*)	1991– 2000 годы (МВт*)	2001– 2010 годы (МВт*)	2011– 2020 годы (МВт*)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Академическая ТЭЦ 1. ПГУ-230: - ТГ-1 (ГТУ) GT13E2 - ТГ-2 (ПТУ) КТ-63-7,7	2016	228 168 60							228 168 60
2.	Верхотурская ГЭС 1. Ф-123 ВБ-160 2. Ф-123 ВБ-160 3. 123-ВБ-160	1949 1949 1951	7 2,25 2,25 2,5	7 2,25 2,25 2,5						
3.	Белоярская АЭС 4. К-200-130 М1 5. К-200-130 М1 6. К-200-130 М1 7. К-880-130/3000	1980 1980 1980 2015	1485 200 200 200 885			600 200 200 200				885 885
4.	Верхнетагильская ГРЭС 9. К-205-130 10. К-205-130 11. К-205-130 12. ПГУ-420: - ТГ ГТУ SGT5-4000F - ТГ ПТУ К-130-12,8	1964 1964 1964 2017	1062,15 205 205 205 307,08 140,07		615 205 205 205					447,15 307,08 140,07
5.	Рефтинская ГРЭС 1. К-300-240 2. К-300-240 3. К-300-240 4. К-300-240-2 5. К-300-240-2 6. К-300-240-2 7. К-500-240-2 8. К-500-240-2 9. К-500-240-2 10. К-500-240-2	1970 1971 1971 1972 1974 1975 1977 1978 1979 1980	3800 300 300 300 300 300 500 500 500 500		300 300	3500 300 300 300 300 300 500 500 500				
6.	Серовская ГРЭС 9. ПГУ-450: SGT5- 4000F(4) «Siemens», SST5-3000 «Siemens»	2015	451 451							451 451
7.	Среднеуральская ГРЭС 6. Т-100-130 7. Т-100-130 8. Р-38-130/34 9. К-310-240-1	1965 1966 1966 1969	1578,5 100 100 38 310		1148 100 100 38 310				11,5	419

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	10. Т-300-240-1 11. Т-300-240-1 12. ПГУ-410: - ТГ 12 ГГУ MS9001 FB PG9371 General Electric - ТГ 12 ПТ Skoda MTD 60 CR КТ-140-13,3 ТГ-ГТРЭС. ТГУ-11,5	1969 1970 2011	300 300 281,2 137,8		300 300					11,5	281,2 137,8
8.	Нижнетуринская ГРЭС 1. ПГУ-230: - ГТ-1 GT13E2 - ПТ-1 КТ-63-7,7 2. ПГУ-230: - ГТ-1 GT13E2 - ПТ-1 КТ-63-7,7	2015 2015	484 179 63 177 65								484 179 63 177 65
9.	Качканарская ТЭЦ 1. ПР-25-90/10/1,2 2. ПР-25-90/10/0,9	1976 1968	50 25 25		25 25	25 25					
10.	Первоуральская ТЭЦ 2. Р-6-35/10 3. Р-6-35/3 4. Р-6-35/10 5. ПР-6-35/10/1,2	1962 1963 1967 1969	24 6 6 6 6		24 6 6 6 6						
11.	Свердловская ТЭЦ 2. ПР-12-34/10/1,0 5. ПР-12-35/11/1,2	1998 1958	24 12 12	12 12				12 12			
12.	Красногорская ТЭЦ 1. Р-14-29/1,2 2. Р-17-29/8 4. Р-14-29/1,2 5. Р-14-29/1,2 6. Т-25-29/1,2 9. Р-17-29/8 10. Р-20-29/8	1939 1939 1941 1941 1941 1944 1957	121 14 17 14 14 25 17 20	121 14 17 14 14 25 17 20							
13.	Богословская ТЭЦ 1. Р-20-29/7 2. Р-20-29/7 3. Р-10-29/7 6. Т-33-31,5 7. Р-41-31,5/1,7 8. Р-6-31,5/7 10. Р-5,5-31,5/7	1944 1945 1948 1952 1953 1955 1959	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5							
14.	Ново-Свердловская ТЭЦ 1. Т-110/120-130-4 2. Т-110/120-130-4 3. ТР-110-130 4. Т-110/120-130-5 5. Т-117/120-130-5	1982 1983 1984 1986 1987	557 110 110 110 110 117				557 110 110 110 110 117				
15.	ТЭЦ НТМК 1. ПТ-29/35-2,9/1,0 2а. Р-6,7-2,9/1,4 2б. Р-6,7-2,9/1,4 3. ПТ-30/40-2,9/1,0 4. Р-12-2,9/0,7 5. Р-12-8,9/3,0 5б. Р-12-8,9/3,0 6. ПТ-30/40-8,9/1,0 7. ПТ-12/13-2,9/1,0	2004 2002 2002 2001 2002 1965 1975 2002 2005	149,9 29 6,7 6,7 30 11,5 12 12 30 12		12 12	12 12			125,9 29 6,7 6,7 30 11,5 30 12		
16.	ТЭЦ УВЗ 1. ПТ-30/35-90/10-5 3. АТ-25-1	2009 1943	108 30 20	44 20	12		22		30 30		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	4. АП-25-1 5. Р-12-90/33 6. ПР-25/30-90/10/0,9	1953 1966 1985	24 12 22	24	12		22			
17.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода 1. ПТ-12-35/10М 2. АР-6-5 3. АР-6-5	1942 1963 1964	24 12 6 6	12 12	12 6 6					
18.	ТЭЦ ВИЗа 1. ПТ-25-90/10М 2. ПР-25-90/10/0,9 3. ПР-25-90/10/0,9	1973 1973 1974	70,5 23,5 23,5 23,5			70,5 23,5 23,5 23,5				
19.	Режевская ГТ-ТЭЦ 1. ГТ-009 2. ГТ-009	2007 2007	18 9 9						18 9 9	
20.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ 1. ГТ-009М 2. ГТ-009М	2009 2009	18 9 9						18 9 9	
21.	ТЭЦ Синарского трубного завода 4. Р-12-35/5М 5. Р-12-35/5М	1977 1977	12 6 6			12 6 6				
22.	Энергокомплекс г. Нижние Серги 1. МWM TCG 2032B V16	2019	4,5 4,5							4,5 4,5
23.	ТЭЦ в г. Новоуральске 1. Р-4,3-34/2,3 2. Р-4,3-34/2,3 3. Р-4,3-34/2,3 4. Р 6-35/10М-1 5. Р 6-35/10М-1	2018 1997 1998 1994 1996	24,9 4,3 4,3 4,3 6 6					20,6 4,3 4,3 6 6		4,3 4,3
24.	Мини-ТЭЦ СУМЗ 1. МWM «TCG 2032 V16» 2. МWM «TCG 2032 V16» 3. МWM «TCG 2032 V16» 4. МWM «TCG 2032 V16» 5. МWM «TCG 2032 V16»	2014 2014 2014 2014 2014	21,5 4,3 4,3 4,3 4,3 4,3							21,5 4,3 4,3 4,3 4,3
25.	Богдановичская ТЭЦ 1. TCG-2032 V16 2. TCG-2032 V16	2014 2014	8,6 4,3 4,3							8,6 4,3 4,3
26.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ 1. ГТ-009 МЭ 2. ГТ-009 МЭ 3. ГТ-009 МЭ 4. ГТ-009 МЭ	2017 2017 2017 2017	24 6 6 6 6							24 6 6 6 6
27.	Невьянская ТЭС 1. Wartsila 20V34SG 2. Wartsila 20V34SG 3. Wartsila 20V34SG	2017 2017 2017	24,9 8,3 8,3 8,3							24,9 8,3 8,3 8,3
28.	ГТЭС-4 АРП Сысерть 1. ГТУ-4П	2004	4 4						4 4	
29.	ГТЭС АРП Арамилъ 1. ГТУ-4П	2004	4 4						4 4	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь» 1. Quanto D1200 2. Quanto D1200	2018 2018	2,4 1,2 1,2							2,4 1,2 1,2
31.	Энергоцентр «Березовский» 1. САТ СG 170-20 2. САТ СG 260-16	2020 2020	6,451 1,983 4,468							6,451 1,983 4,468
32.	ТЭЦ ПАО «НМЗ» 1. MWM TCG 2032 BV 16 2. MWM TCG 2032 BV 16 3. MWM TCG 2032 BV 16 4. MWM TCG 2032 BV 16 5. С6.9-4.0/0.22	2019 2019 2019 2019 2020	24,9 4,5 4,5 4,5 4,5 6,9							24,9 4,5 4,5 4,5 4,5 6,9
33.	Свердловская область		10 557,701	331,5	2148	4219,5	579	32,6	211,4	3035,701
34.	АЭС ГЭС ТЭС		1485 7 9065,701	7 324,5	2148	600 3619,5	579	32,6	211,4	885 2150,701
35.	Доля, проценты		100	3,1	20,5	40,0	5,5	0,3	2,0	28,8

* МВт с учетом перемаркировки.

Приложение № 2
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

**ХАРАКТЕРИСТИКА
электросетевого комплекса по классам напряжения на 1 февраля 2021 года**

Номер строки	Показатель	Единица измерения	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	АО «ЕЭСК»	АО «Облкоммунэнерго»
1.	ПС 500 кВ	штук	5	0	0	0
2.	ПС (ПП) 220 кВ	штук	22	3	2	0
3.	ПС 110 кВ	штук	0	283	56	27
4.	ПС 35 кВ	штук	0	103	14	9
5.	ТП 10-6/0,4 кВ	штук	0	10 555	2711	3674
6.	ЛЭП 500 кВ	км	1988	0	0	0
7.	ЛЭП 220 кВ	км	3359	56	0	0
8.	ЛЭП 110 кВ	км	4,6	10 911	62	22
9.	ЛЭП 35-0,4 кВ	км	41	33 495	7175	10 280

Примечания:

1. Количество ПС приведено с учетом ПП.
2. Количество ПС приведено с учетом арендованных объектов.
3. Километраж ЛЭП приведен с учетом арендованных ЛЭП (участков ЛЭП).

Приложение № 3
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
существующих средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше и их
характеристики на 1 февраля 2021 года

Номер строки	Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени номинальная/располагаемая (Мвар)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Шунтирующие реакторы					
2.	Рефтинская ГРЭС	Реактор ВЛ Южная	3* РОДЦ-60000/500У1	ВЛ 500 кВ Южная – Рефтинская ГРЭС	1	180/180
3.	ПС 500 кВ Емелино	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	3* РОМ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино	1	180/180
4.	ПС 500 кВ Исеть	Р-1-500	3* РОМБСМ-60000/500 У1	2 СШ 500	1	180/180
5.	ПС 500 кВ Курчатовская	Р 500 кВ	3* РОД-60000/500-У1	1 СШ 500 кВ	1	180/180
6.	Итого					720/720
7.	Батареи статических конденсаторов					
8.	ПС 220 кВ Белка	БСК	БСК 110 кВ 52 Мвар (КЭК1-1,05-63-1У1)	1СШ 110 кВ	1	52/36,74

1	2	3	4	5	6	7
9.	ПС 220 кВ Ница	БСК 110 кВ	БСК 110 кВ 52 Мвар (КЭК1-1,05-63-1У1)	1СШ 110 кВ	1	52/37,65
10.	ПС 220 кВ Красноуфимская	БСК-1-110	БСК-110-26 УХЛ1 (КЭПФ-11,55-430- 2УХЛ1)	1СШ 110 кВ	2	26/26
11.		БСК-2-110		2СШ 110 кВ		
12.	ПС 220 кВ Травянская	БСК 110	БСК-110-52 УХЛ1 (КЭПФ-11,55-430- 2УХЛ1)	2СШ 110 кВ	1	52/52
13.	ПС 110 кВ Михайловская	БСК-110	КС1-0,66-20У1	2СШ 110 кВ	1	48,72/33,52
14.	Итого					256,72/211,91

Приложение № 4
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме
Свердловской области

Номер строки	Наименование потребителя	Потребление за 2020 год	
		потребляемая мощность (МВт)	электрическая энергия (млн. кВт·ч)
1.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	322,61	2046,14
2.	АО «Транснефть – Прикамье», АО «Транснефть – Сибирь»	85,95	358,74
3.	ПАО «Уральский асбестовый горнообогатительный комбинат» (ПАО «Ураласбест»)	62,05	292,98
4.	АО «Уральский электрохимический комбинат»	154,53	1232,11
5.	АО «НЛМК-УРАЛ»	194,34	1101,91
6.	ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»	106,63	562,05
7.	АО «Уралэлектромедь»	51,07	496,05
8.	ООО «ВИЗ-Сталь»	63,18	391,68
9.	АО «Синарский трубный завод»	65,26	382,18
10.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	144,1	304,04
11.	ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»	53,59	376,22
12.	АО «Объединенная компания РУСАЛ Уральский алюминий» (в части БАЗ)	88,92	572,40
13.	АО «Первоуральский новотрубный завод»	185,24	990,83
14.	АО «Северский трубный завод»	168,72	795,09
15.	ОАО «РЖД»	297,63	1852,47

Приложение № 5
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
крупных перспективных потребителей электрической энергии
в энергосистеме Свердловской области согласно действующим договорам
об осуществлении технологического присоединения в период 2020–2024 годов

Номер строки	Наименование заявителя	Заявленная мощность (МВт)	Год ввода в эксплуатацию
1.	Более 10 МВт		
2.	АО УК индустриального парка «Богословский»	50	2021
3.	АО «Святогор»	44	2023 (25 МВт); 2024 (44 МВт)
4.	ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области»	28,29948	2021 (2,262 МВт); 2022 (17,14948 МВт); 2024 (29,29948)
5.	АО «Уралэлектромедь»	25	2022
6.	АО Специализированный застройщик «Региональная строительная группа-Академическое» (квартал 16)	19,07	2023 (3,547 МВт); 2024 (4,33 МВт); 2025 (9,322 МВт); 2025 (19,066 МВт)
7.	АО «Святогор»	17	2023
8.	АО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	16,3	2021 (4 МВт); 2023 (16,3 МВт)
9.	ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»	15	2024
10.	ООО «Синергия»	14,86	2021 (10,7314 МВт); 2023 (14,86 МВт)
11.	ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	14,24	2023
12.	ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Костриково)	14,24	2023
13.	ООО «Медно-рудная компания»	12,00	2021 (2 МВт); 2021 (7 МВт); 2022 (12 МВт)
14.	АО Специализированный застройщик «Региональная строительная группа-Академическое» (квартал 12)	11,506	2022 (3,498 МВт); 2023 (7,361 МВт); 2024 (9,646 МВт); 2025 (11,506 МВт)
15.	АО Специализированный застройщик «Региональная строительная группа-Академическое» (квартал 13)	11,506	2022 (3,498 МВт); 2023 (7,361 МВт); 2024 (9,646 МВт); 2025 (11,506 МВт)
16.	ООО «Терра Групп»	10,1	2017–2020 (введено 2,589 МВт); 2021 (7,511 МВт)

Приложение № 6
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории
Свердловской области

Номер строки	Наименование муниципального образования, расположенного на территории Свердловской области	Утверждение схемы теплоснабжения (да/нет); срок утверждения/планируемый срок в соответствии с графиком разработки; орган, принявший решение об утверждении схемы/графика
1	2	3
1.	Арамилский городской округ Свердловской области	да, 12.12.2013, Глава Администрации Арамилского городского округа Свердловской области
2.	Артемковский городской округ	да, 22.12.2020, Администрация Артемовского городского округа
3.	Аргинский городской округ	да, 01.06.2020, Администрация Аргинского городского округа
4.	Асбестовский городской округ	да, 04.06.2015, Администрация Асбестовского городского округа
5.	Ачитский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Ачитского городского округа
6.	Муниципальное образование Баженовское сельское поселение Байкаловского муниципального района Свердловской области	да, 15.05.2015, Глава Баженовского сельского поселения Байкаловского муниципального района Свердловской области
7.	Байкаловский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
8.	Байкаловское сельское поселение Байкаловского муниципального района Свердловской области	да, 02.10.2013, Глава Байкаловского сельского поселения Байкаловского муниципального района Свердловской области
9.	Белоярский городской округ	да, 07.02.2013, Глава Белоярского городского округа
10.	Березовский городской округ	да, 20.06.2018, Администрация Березовского городского округа
11.	Бисертский городской округ	да, 17.10.2014, Администрация Бисертского городского округа
12.	Верхнесалдинский городской округ	да, 30.01.2019, Администрация Верхнесалдинского городского округа
13.	Городской округ Верхотурский	да, 11.02.2013, Администрация городского округа Верхотурский (с изменениями от 26.11.2019)
14.	Волчанский городской округ	да, 04.12.2019, Глава Волчанского городского округа

1	2	3
15.	Восточное сельское поселение Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 05.09.2013, Глава Восточного сельского поселения Камышловского муниципального района Свердловской области
16.	Муниципальное образование «Галкинское сельское поселение»	да, 02.10.2014, Глава муниципального образования «Галкинское сельское поселение»
17.	Гаринский городской округ	да, 13.04.2015, Глава Гаринского городского округа (с изменениями от 09.02.2021)
18.	Городской округ ЗАТО Свободный Свердловской области	да, 26.04.2016, Дума городского округа ЗАТО Свободный Свердловской области
19.	Горноуральский городской округ	да, 21.01.2013, Администрация Горноуральского городского округа
20.	Город Нижний Тагил	да, 20.07.2016, Администрация города Нижний Тагил
21.	Городское поселение Верхние Серги Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 24.12.2013, Дума городского поселения Верхние Серги Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
22.	Городской округ Верхняя Пышма	да, 09.11.2015, Администрация городского округа Верхняя Пышма (с изменениями от 13.04.2018)
23.	Городской округ «Город Лесной» Свердловской области	да, 12.05.2014, Администрация городского округа «Город Лесной» Свердловской области
24.	Городской округ Богданович	да, 26.06.2014, Глава городского округа Богданович
25.	Городской округ Верхнее Дуброво	да, 09.12.2013, Администрация городского округа Верхнее Дуброво
26.	Городской округ Верх-Нейвинский	да, 16.05.2013, Администрация городского округа Верх-Нейвинский
27.	Городской округ Верхний Тагил	да, 13.03.2015, Администрация городского округа Верхний Тагил
28.	Городской округ Верхняя Тура	да, 28.12.2018, Администрация городского округа Верхняя Тура
29.	Городской округ Дегтярск	да, 31.01.2013, Дума городского округа Дегтярск
30.	Городской округ Заречный	да, 26.12.2013, Администрация городского округа Заречный
31.	Городской округ Карпинск	да, 08.12.2010, Глава городского округа Карпинск
32.	Городской округ Краснотурьинск	да, 02.09.2013, Администрация городского округа Краснотурьинск
33.	Городской округ Красноуральск	да, 23.12.2013, Администрация городского округа Красноуральск
34.	Городской округ Красноуфимск Свердловской области	да, 31.12.2013, Глава городского округа Красноуфимск Свердловской области
35.	Городской округ Нижняя Салда	да, 24.12.2012, Глава городского округа Нижняя Салда
36.	Городской округ Пелым	да, 20.06.2014, Дума городского округа Пелым
37.	Городской округ Первоуральск	да, 05.06.2018, Администрация городского округа Первоуральск (с изменениями от 18.07.2018)
38.	Городской округ Ревда	да, 13.03.2014, Администрация городского округа Ревда
39.	Городской округ Рефтинский	да, 05.02.2021, Глава городского округа Рефтинский
40.	Городской округ Среднеуральск	да, 18.07.2014, Администрация городского округа Среднеуральск (с изменениями от 23.10.2020)
41.	Городской округ Староуткинск	да, 24.04.2015, Администрация городского округа Староуткинск
42.	Городской округ Сухой Лог	да, 20.01.2014, Глава городского округа Сухой Лог
43.	Дружининское городское поселение Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 28.05.2014, Дума Дружининского городского поселения Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
44.	Муниципальное образование «Зареченское сельское поселение» Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 26.06.2014, Дума муниципального образования «Зареченское сельское поселение» Камышловского муниципального района Свердловской области

1	2	3
45.	Ивдельский городской округ	да, 10.09.2013, Администрация Ивдельского городского округа
46.	Ирбитское муниципальное образование	да, 29.05.2014, Администрация Ирбитского муниципального образования
47.	Калиновское сельское поселение Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 22.03.2013, Глава Калиновского сельского поселения Камышловского муниципального района Свердловской области
48.	Каменский городской округ	да, 10.09.2014, Глава Каменского городского округа
49.	Камышловский городской округ Свердловской области	да, 12.01.2015, Администрация Камышловского городского округа Свердловской области
50.	Камышловский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
51.	Качканарский городской округ Свердловской области	да, 28.04.2014, Администрация Качканарского городского округа Свердловской области
52.	Кировградский городской округ	да, 19.02.2015, Администрация Кировградского городского округа
53.	Кленовское сельское поселение Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	не требуется
54.	Краснополянское сельское поселение Байкаловского муниципального района Свердловской области	да, 29.08.2014, Глава Краснополянского сельского поселения Байкаловского муниципального района Свердловской области
55.	Кузнецовское сельское поселение Таборинского муниципального района Свердловской области	не требуется
56.	Кушвинский городской округ	да, 24.10.2013, Администрация Кушвинского городского округа
57.	Мальшевский городской округ	да, 03.09.2013, Глава Мальшевского городского округа
58.	Махнёвское муниципальное образование	да, 21.12.2015, Администрация Махнёвского муниципального образования
59.	Городское поселение Михайловское муниципальное образование Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 25.03.2014, Администрация городского поселения Михайловское муниципальное образование Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
60.	Муниципальное образование «город Екатеринбург»	да, 26.10.2018, Министерство энергетики Российской Федерации
61.	Городской округ ЗАТО Уральский Свердловской области	да, 25.11.2013, Администрация городского округа ЗАТО Уральский Свердловской области
62.	Муниципальное образование Алапаевское	да, 03.11.2015, Администрация муниципального образования Алапаевское
63.	Каменск-Уральский городской округ Свердловской области	да, 31.10.2014, Администрация Каменск-Уральского городского округа Свердловской области
64.	Муниципальное образование город Алапаевск	да, 10.02.2014, Администрация Муниципального образования город Алапаевск
65.	Городской округ «город Ирбит» Свердловской области	да, 23.09.2013, Администрация городского округа «город Ирбит» Свердловской области
66.	Муниципальное образование Красноуфимский округ	да, 13.02.2014, Администрация муниципального образования Красноуфимский округ
67.	Городское поселение Атиг Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 28.08.2013, Администрация городского поселения Атиг Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
68.	Невьянский городской округ	да, 29.10.2013, Администрация Невьянского городского округа
69.	Нижнесергинский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
70.	Нижнесергинское городское поселение Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 14.04.2014, Глава Нижнесергинского городского поселения Нижнесергинского муниципального района Свердловской области

1	2	3
71.	Нижнетуринский городской округ	да, 11.07.2018, Администрация Нижнетуринского городского округа
72.	Ницинское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 14.01.2014, Администрация Ницинского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
73.	Новолялинский городской округ	да, 30.04.2014, Глава Новолялинского городского округа
74.	Новоуральский городской округ Свердловской области	да, 03.11.2010, Администрация Новоуральского городского округа Свердловской области
75.	Муниципальное образование «Обуховское сельское поселение»	да, 21.01.2014, Глава муниципального образования «Обуховское сельское поселение»
76.	Полевской городской округ	да, 14.11.2014, Администрация Полевского городского округа
77.	Пышминский городской округ	да, 21.04.2014, Администрация Пышминского городского округа
78.	Режевской городской округ	да, 10.12.2013, Администрация Режевского городского округа
79.	Североуральский городской округ	да, 22.07.2014, Администрация Североуральского городского округа
80.	Серовский городской округ	да, 21.01.2014, Администрация Серовского городского округа
81.	Сладковское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 14.11.2013, Глава Сладковского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
82.	Слободо-Туринский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
83.	Слободо-Туринское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 07.04.2014, Администрация Слободо-Туринского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
84.	Сосьвинский городской округ	да, 22.04.2015, Администрация Сосьвинского городского округа
85.	Сысертский городской округ	да, 21.11.2014, Администрация Сысертского городского округа
86.	Таборинский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
87.	Таборинское сельское поселение Таборинского муниципального района Свердловской области	да, 15.09.2014, Глава Таборинского сельского поселения Таборинского муниципального района Свердловской области
88.	Тавдинский городской округ	да, 05.09.2014, Администрация Тавдинского городского округа
89.	Талицкий городской округ	да, 13.10.2014, Администрация Талицкого городского округа (с изменениями от 19.10.2017)
90.	Тугулымский городской округ	да, 30.01.2015, Администрация Тугулымского городского округа
91.	Туринский городской округ	да, 17.10.2013, Глава Туринского городского округа
92.	Унже-Павинское сельское поселение Таборинского муниципального района Свердловской области	не требуется
93.	Усть-Ницинское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 20.11.2013, Администрация Усть-Ницинского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
94.	Шалинский городской округ	да, 24.03.2014, Администрация Шалинского городского округа
95.	Итого	
96.	Схема разработана	86
97.	Не требуется разработка	8
98.	Схема не разработана	0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

**ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА
модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме
Свердловской области**

Номер строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2021–2026 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Рефтинская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2.	1 К-300-240		–	до модернизации	–	–	–	–	–	300,0 МВт	300,0 МВт
3.			–	после модернизации	–	–	–	–	–	315,0 МВт	315,0 МВт
4.			–	изменение мощности	–	–	–	–	–	15,0 МВт	15,0 МВт
5.	Среднеуральская ГРЭС	ПАО «Энел Россия»	–	–	–	–	–	–	–	–	–
6.	6 Т-100-130		газ	до модернизации	–	–	–	–	100,0 МВт	–	100,0 МВт
7.			–	после модернизации	–	–	–	–	120,0 МВт	–	120,0 МВт
8.			–	изменение мощности	–	–	–	–	20,0 МВт	–	20,0 МВт

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9.	7 Т-100-130		газ	до модернизации	–	–	–	–	100,0 МВт	–	100,0 МВт
10.			–	после модернизации	–	–	–	–	120,0 МВт	–	120,0 МВт
11.			–	изменение мощности	–	–	–	–	20,0 МВт	–	20,0 МВт
12.	Всего по станции		–	–	–	–	–	–	–	–	–
13.	До модернизации		–	–	–	–	–	–	200,0 МВт	300,0 МВт	500,0 МВт
14.	После модернизации		–	–	–	–	–	–	240,0 МВт	315,0 МВт	555,0 МВт
15.	Изменение мощности		–	–	–	–	–	–	40,0 МВт	15,0 МВт	55,0 МВт

ПЕРЕЧЕНЬ
технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, учтенных при определении объема мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства

Номер строки	Центр питания	Заявитель	Сетевая организация	Величина присоединяемой максимальной мощности (МВт)	Дата утверждения ТУ (дата заключения договора на ТП)	Номер договора на ТП	Год ввода энергопринимающих устройств	Срок действия ТУ (договора на ТП)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,15	24.11.2020	42141	2021	24.05.2021
2.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,08	25.11.2020	42148	2021	25.11.2021
3.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,15	25.11.2020	42153	2021	25.11.2021
4.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «БЛОК»	АО «ЕЭСК»	0,1	18.07.2019	36050	2021	18.07.2021
5.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	16.12.2015	22756	2021	03.06.2021
6.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	19.07.2019	36286	2021	30.01.2021
7.	ПС 110 кВ Алмазная	АО «Корпорация «Атомстройкомплекс»	АО «ЕЭСК»	0,65	10.10.2019	36880	2021	31.10.2021
8.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,002	28.10.2019	37414	2021	28.05.2021
9.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	28.10.2019	37430	2021	28.05.2021
10.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	07.11.2019	37615	2022	16.12.2022
11.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.11.2019	37624	2021	17.11.2021
12.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	21.11.2019	37801	2021	12.12.2021
13.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	03.12.2019	37816	2021	03.12.2021
14.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	05.12.2019	37938	2021	05.03.2021
15.	ПС 110 кВ Алмазная	АО «Корпорация «Атомстройкомплекс»	АО «ЕЭСК»	0,8917	07.02.2014	13448	2021	15.09.2021
16.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	03.02.2020	38556	2021	03.02.2021
17.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	25.09.2018	32423	2021	30.03.2021
18.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	28.08.2018	32424	2021	01.01.2021
19.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	27.09.2018	32425	2022	11.12.2022
20.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	19.11.2018	32428	2021	18.06.2021
21.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	19.11.2018	32429	2022	23.11.2022
22.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	18.02.2020	38613	2021	01.01.2021
23.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Вертикаль-Урал»	АО «ЕЭСК»	0,015	18.03.2020	39030	2022	14.05.2022
24.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Строительная Компания «Уралкомплект»	АО «ЕЭСК»	0,81	24.12.2018	33349	2022	13.03.2022
25.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «АЙГауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.05.2020	39512	2021	22.11.2021
26.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «АЙГауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.05.2020	39540	2021	22.11.2021
27.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	15.06.2020	39908	2021	30.03.2021
28.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.06.2020	40064	2021	23.12.2021
29.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «АЙГауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40110	2021	21.01.2021
30.	ПС 110 кВ Алмазная	АО «Корпорация «Атомстройкомплекс»	АО «ЕЭСК»	0,015	08.07.2020	40204	2021	29.07.2021
31.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Уктусские бани»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.08.2020	40427	2021	07.02.2021
32.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	03.09.2020	41138	2021	03.03.2021
33.	ПС 110 кВ Алмазная	ЗАО «Специализированное Монтажное Управление № 5»	АО «ЕЭСК»	0,31	04.08.2014	16195	2021	20.05.2021
34.	ПС 110 кВ Алмазная	МАУ «Физкультурно-оздоровительный комплекс «АЙС»	АО «ЕЭСК»	0,015	24.11.2020	41291	2021	24.05.2021
35.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	15.09.2020	41301	2022	02.11.2022
36.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	19.09.2020	41391	2022	05.11.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	28.05.2019	35399	2022	03.05.2022
38.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	13.10.2020	41652	2021	13.04.2021
39.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	09.10.2020	41716	2021	09.04.2021
40.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	04.07.2019	35782	2021	30.10.2021
41.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Интерхолдинг «Фарадей», ООО «Компания ГрандСервис-Ек»	АО «ЕЭСК»	1,51	02.07.2019	35789	2021	02.07.2021
42.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Нижнеисетский пруд»	АО «ЕЭСК»	3,2	29.12.2020	41675	2022	29.12.2022
43.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,007	06.10.2017	29026	2022	11.11.2022
44.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,045	01.07.2019	35838	2021	28.03.2021
45.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.06.2019	35845	2021	31.01.2021
46.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Родник»	АО «ЕЭСК»	0,015	27.06.2019	35852	2021	27.06.2021
47.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.11.2020	41958	2021	10.05.2021
48.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Зеленый бор» при в/ч 31701	АО «ЕЭСК»	0,015	24.12.2020	41959	2021	24.06.2021
49.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.11.2020	41978	2021	06.05.2021
50.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.11.2020	41982	2021	02.05.2021
51.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.11.2020	41983	2021	05.05.2021
52.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.11.2020	41987	2021	05.05.2021
53.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.11.2020	41991	2021	04.05.2021
54.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.11.2020	41996	2021	06.05.2021
55.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.11.2020	41997	2021	05.05.2021
56.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.11.2020	42010	2021	30.05.2021
57.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.11.2020	42019	2021	09.05.2021
58.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.11.2020	42021	2021	23.05.2021
59.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.11.2020	42025	2021	23.05.2021
60.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.11.2020	42030	2021	21.06.2021
61.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.11.2020	42031	2021	14.06.2021
62.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.11.2020	42045	2021	25.05.2021
63.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.11.2020	42050	2021	24.05.2021
64.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	19.11.2020	42051	2021	19.11.2021
65.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.11.2017	29187	2021	28.01.2021
66.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	17.12.2020	42088	2021	17.12.2021
67.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.11.2020	42094	2021	28.05.2021
68.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.11.2020	42107	2021	28.05.2021
69.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.11.2020	42136	2021	16.05.2021
70.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.11.2020	42152	2021	23.05.2021
71.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.11.2020	42172	2021	20.05.2021
72.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2020	42175	2021	01.06.2021
73.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.11.2020	42177	2021	21.05.2021
74.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Производственно-комплектующее предприятие «Энергоснабкомплект»	АО «ЕЭСК»	0,2	25.12.2020	42184	2021	25.12.2021
75.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.12.2020	42213	2021	11.12.2021
76.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,58	03.09.2019	36063	2021	03.09.2021
77.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.07.2019	36064	2021	10.07.2021
78.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.07.2019	36137	2021	31.01.2021
79.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ Свердловского ОПХ п. Сысерть	АО «ЕЭСК»	0,292	22.07.2019	36138	2021	23.10.2021
80.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2020	42227	2021	02.06.2021
81.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Производственно-комплектующее предприятие «Энергоснабкомплект»	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2020	42249	2021	01.06.2021
82.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2020	42258	2021	01.06.2021
83.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	16.12.2020	42302	2021	16.06.2021
84.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.12.2020	42315	2021	03.06.2021
85.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.12.2020	42322	2021	20.06.2021
86.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Янтарная линия»	АО «ЕЭСК»	0,15	01.12.2017	29366	2021	28.03.2021
87.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Соломонов Виктор Владимирович	АО «ЕЭСК»	0,15	01.12.2017	29371	2021	28.04.2021
88.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.08.2019	36164	2021	30.04.2021
89.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.07.2019	36175	2021	14.07.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
90.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.07.2019	36188	2022	29.04.2022
91.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	21.12.2020	42372	2021	21.12.2021
92.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.12.2020	42427	2021	17.06.2021
93.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.12.2020	42448	2021	17.06.2021
94.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.12.2020	42456	2021	17.12.2021
95.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.12.2020	42475	2021	17.06.2021
96.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.12.2020	42491	2021	16.06.2021
97.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.12.2020	42496	2021	23.06.2021
98.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Производственно-комплектующее предприятие «Энергоснабкомплект»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.12.2020	42519	2021	18.01.2021
99.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42544	2021	22.06.2021
100.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36329	2021	30.01.2021
101.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.01.2018	29603	2021	26.01.2021
102.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,02	21.08.2019	36385	2021	30.09.2021
103.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.07.2019	36391	2021	28.02.2021
104.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.12.2015	22981	2021	01.01.2021
105.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.12.2017	29767	2021	31.01.2021
106.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.12.2017	29796	2021	31.01.2021
107.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.08.2019	36476	2021	31.03.2021
108.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.01.2018	29944	2021	09.01.2021
109.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.01.2018	29950	2021	16.01.2021
110.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.02.2018	29967	2021	06.02.2021
111.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.01.2018	29972	2021	09.01.2021
112.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.01.2018	29977	2021	18.01.2021
113.	ПС 110 кВ Горный Щит	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,02375	09.09.2019	36605	2021	30.11.2021
114.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1107	16.04.2018	30136	2021	16.04.2021
115.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,34	16.04.2018	30138	2021	16.04.2021
116.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.08.2019	36641	2021	28.02.2021
117.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.08.2019	36674	2021	28.04.2021
118.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.03.2016	23313	2021	09.04.2021
119.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.03.2018	30174	2021	06.03.2021
120.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Товаров»	АО «ЕЭСК»	0,15	17.04.2018	30255	2021	17.04.2021
121.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.09.2019	36747	2021	31.03.2021
122.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.03.2016	23355	2021	20.03.2021
123.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	13.03.2018	30379	2021	26.02.2021
124.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.09.2019	36876	2021	30.09.2021
125.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.09.2019	36966	2021	18.09.2021
126.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.09.2019	36972	2021	30.03.2021
127.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.03.2016	23708	2021	19.09.2021
128.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.04.2018	30601	2021	09.04.2021
129.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.09.2019	36999	2021	25.02.2021
130.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	17.09.2019	37006	2021	20.01.2021
131.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.09.2019	37029	2021	30.06.2021
132.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.09.2019	37081	2022	02.09.2022
133.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	07.05.2018	30749	2021	30.05.2021
134.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.10.2019	37118	2021	04.10.2021
135.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0075	02.10.2019	37140	2021	30.03.2021
136.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	1	16.11.2011	6993-с	2026	18.07.2026
137.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.05.2018	30859	2021	22.05.2021
138.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.04.2018	30916	2021	24.04.2021
139.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	11.05.2018	30939	2021	11.05.2021
140.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	18.05.2018	30961	2021	30.06.2021
141.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	14.05.2018	30973	2021	14.05.2021
142.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	14.05.2018	30974	2021	14.05.2021
143.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	14.05.2018	30977	2021	14.05.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
144.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	14.05.2018	30983	2021	14.05.2021
145.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	14.05.2018	30984	2021	14.05.2021
146.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.10.2019	37373	2021	21.10.2021
147.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.10.2019	37376	2021	25.03.2021
148.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Горнощитский»	АО «ЕЭСК»	0,81	17.05.2016	24134	2021	27.05.2021
149.	ПС 110 кВ Горный Щит	ПК комфортабельного индивидуального жилья «Загородный поселок Удачный»	АО «ЕЭСК»	0,006	23.05.2018	31098	2022	25.03.2022
150.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0055	28.10.2019	37449	2021	25.03.2021
151.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.06.2018	31144	2021	01.06.2021
152.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.11.2019	37510	2021	01.01.2021
153.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.10.2019	37525	2021	01.01.2021
154.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.11.2019	37531	2021	31.01.2021
155.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	04.12.2013	12896	2022	04.02.2022
156.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.11.2019	37614	2021	25.04.2021
157.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.11.2019	37637	2021	14.11.2021
158.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.11.2019	37661	2021	28.04.2021
159.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,5355	19.06.2018	31386	2022	30.07.2022
160.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.06.2018	31446	2022	19.05.2022
161.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.06.2018	31453	2022	19.06.2022
162.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.06.2018	31459	2021	18.06.2021
163.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	14.11.2019	37704	2021	14.11.2021
164.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2018	31465	2021	29.06.2021
165.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2018	31471	2021	29.06.2021
166.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.07.2018	31472	2021	09.07.2021
167.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2018	31474	2021	29.06.2021
168.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2018	31475	2021	29.06.2021
169.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.06.2018	31477	2022	30.07.2022
170.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2018	31478	2021	29.06.2021
171.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2018	31479	2021	29.06.2021
172.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Пискун Галина Николаевна	АО «ЕЭСК»	0,3	03.07.2018	31523	2022	22.10.2022
173.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37847	2021	31.05.2021
174.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37849	2021	31.05.2021
175.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37850	2021	31.05.2021
176.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37853	2021	31.05.2021
177.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37854	2021	31.05.2021
178.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37856	2021	31.05.2021
179.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37857	2021	31.05.2021
180.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37859	2021	31.05.2021
181.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	37862	2021	31.05.2021
182.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	06.11.2014	18365	2021	15.01.2021
183.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.06.2016	24672	2021	28.11.2021
184.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.07.2018	31730	2022	28.02.2022
185.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,16	20.12.2019	38044	2021	31.05.2021
186.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.12.2019	38062	2021	31.01.2021
187.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.12.2019	38076	2021	31.01.2021
188.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.12.2019	38150	2021	28.02.2021
189.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.12.2019	38153	2021	28.02.2021
190.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «ДКА-Монтаж»	АО «ЕЭСК»	0,1	14.01.2020	38201	2021	14.01.2021
191.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.07.2018	32028	2021	28.03.2021
192.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.07.2018	32048	2021	28.03.2021
193.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.02.2014	13798	2021	19.12.2021
194.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.08.2016	25148	2021	28.10.2021
195.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	1,49	18.08.2016	25174	2021	30.01.2021
196.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2018	32081	2021	13.12.2021
197.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.07.2018	32161	2021	01.01.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
198.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38357	2021	20.05.2021
199.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38358	2021	20.05.2021
200.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38359	2021	20.05.2021
201.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38360	2021	20.05.2021
202.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38370	2021	20.03.2021
203.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38371	2021	20.03.2021
204.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.01.2020	38372	2021	20.03.2021
205.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2018	32175	2021	31.01.2021
206.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.01.2020	38426	2021	28.02.2021
207.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.01.2020	38433	2021	30.03.2021
208.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.01.2020	38452	2021	31.01.2021
209.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.01.2020	38456	2021	28.03.2021
210.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,06	23.05.2014	14032	2021	08.07.2021
211.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	30.01.2020	38524	2021	25.05.2021
212.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.02.2020	38558	2021	01.01.2021
213.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	04.02.2020	38565	2021	30.03.2021
214.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.02.2020	38587	2021	27.02.2021
215.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.09.2016	25548	2021	28.10.2021
216.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.10.2016	25581	2021	04.09.2021
217.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.09.2018	32450	2021	28.02.2021
218.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.02.2020	38605	2021	27.02.2021
219.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.03.2020	38652	2021	02.03.2021
220.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	18.02.2020	38659	2021	28.02.2021
221.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.02.2020	38685	2021	28.02.2021
222.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.01.2015	19222	2022	05.02.2022
223.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Специализированный застройщик «Уральская ЭкоДолина»	АО «ЕЭСК»	1,87	31.10.2016	25683	2021	03.10.2021
224.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	28.08.2018	32545	2021	14.05.2021
225.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	28.08.2018	32546	2021	14.05.2021
226.	ПС 110 кВ Горный Щит	ИП Заговалко Вероника Михайловна	АО «ЕЭСК»	0,03	28.08.2018	32547	2021	14.05.2021
227.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.09.2018	32562	2021	30.03.2021
228.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	21.02.2020	38716	2021	30.03.2021
229.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.02.2020	38735	2021	30.03.2021
230.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.02.2020	38746	2021	23.02.2021
231.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	2	10.02.2015	19496	2021	13.07.2021
232.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.02.2020	38857	2021	31.01.2021
233.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.03.2020	38877	2021	25.03.2021
234.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.11.2016	25917	2021	14.12.2021
235.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.03.2020	38898	2022	17.04.2022
236.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.03.2020	38917	2021	31.01.2021
237.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	06.03.2020	38990	2022	06.03.2022
238.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,02	12.05.2020	39001	2021	12.05.2021
239.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	2	23.03.2015	19496	2022	14.02.2022
240.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2018	32945	2021	21.09.2021
241.	ПС 110 кВ Горный Щит	муниципальное специализированное автономное учреждение «Екатеринбургское лесничество»	АО «ЕЭСК»	0,15	23.12.2016	26210	2021	31.01.2021
242.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	24.03.2020	39137	2021	31.01.2021
243.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.03.2020	39165	2021	01.01.2021
244.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.03.2020	39207	2021	28.02.2021
245.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,586	07.05.2014	14753	2022	20.11.2022
246.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,35	29.04.2014	14805	2022	14.02.2022
247.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Центр Горный щит»	АО «ЕЭСК»	0,081	24.04.2020	39277	2021	24.04.2021
248.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.04.2020	39283	2021	11.01.2021
249.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.04.2020	39371	2021	01.01.2021
250.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2018	33343	2021	16.01.2021
251.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.05.2020	39507	2021	31.03.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
252.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.05.2020	39538	2021	01.01.2021
253.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.05.2020	39545	2021	31.03.2021
254.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.02.2017	26535	2022	27.01.2022
255.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.02.2017	26600	2022	12.02.2022
256.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.05.2020	39591	2021	31.01.2021
257.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,356	22.04.2015	20115	2022	20.11.2022
258.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	20.02.2017	26769	2022	23.04.2022
259.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Луч»	АО «ЕЭСК»	0,08	07.12.2018	33577	2021	31.01.2021
260.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.11.2018	33590	2021	31.01.2021
261.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.11.2018	33599	2021	01.01.2021
262.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.11.2018	33675	2021	20.01.2021
263.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО ПКФ «Калугин и Компания»	АО «ЕЭСК»	0,15	23.07.2020	39695	2021	23.01.2021
264.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,074	22.09.2020	39729	2021	22.03.2021
265.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	09.10.2020	39770	2021	09.04.2021
266.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	26.06.2014	15177	2021	27.04.2021
267.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт»	АО «ЕЭСК»	0,065	28.07.2020	39853	2021	28.01.2021
268.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.08.2020	39865	2022	28.10.2022
269.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	08.07.2020	39871	2021	08.07.2021
270.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,02	11.08.2020	39926	2021	11.08.2021
271.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.06.2020	39941	2021	10.03.2021
272.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,02	14.07.2020	39951	2021	14.07.2021
273.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.04.2017	26971	2021	31.03.2021
274.	ПС 110 кВ Горный Щит	Екатеринбургский филиал ПАО «Ростелеком»	АО «ЕЭСК»	0,001	07.07.2020	40022	2021	07.01.2021
275.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.07.2020	40087	2021	06.01.2021
276.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.06.2020	40091	2021	08.05.2021
277.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.07.2020	40127	2021	14.01.2021
278.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.07.2020	40144	2021	03.01.2021
279.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.07.2020	40163	2021	13.01.2021
280.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.07.2020	40209	2021	23.01.2021
281.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.07.2020	40221	2021	13.01.2021
282.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.08.2020	40228	2021	03.02.2021
283.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.07.2020	40244	2021	13.01.2021
284.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,12	22.05.2017	27312	2022	16.07.2022
285.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.07.2020	40260	2021	13.01.2021
286.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.08.2020	40272	2021	03.02.2021
287.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.07.2020	40274	2021	31.01.2021
288.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	04.08.2020	40331	2021	04.02.2021
289.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	08.08.2020	40333	2021	08.02.2021
290.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.09.2020	40340	2021	22.09.2021
291.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2020	40343	2021	25.01.2021
292.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Екатеринбург-2000»	АО «ЕЭСК»	0,011	11.08.2020	40371	2021	11.02.2021
293.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.08.2020	40387	2022	29.09.2022
294.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.07.2020	40402	2021	26.01.2021
295.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.07.2020	40421	2021	16.01.2021
296.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.07.2020	40428	2021	14.01.2021
297.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.07.2020	40430	2021	14.01.2021
298.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Т2 Мобайл»	АО «ЕЭСК»	0,005	28.07.2020	40451	2021	28.01.2021
299.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.08.2020	40482	2021	11.02.2021
300.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.08.2015	20876	2022	27.07.2022
301.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.09.2015	20880	2022	06.10.2022
302.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.07.2020	40513	2021	30.01.2021
303.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.07.2020	40530	2022	25.09.2022
304.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.08.2020	40533	2021	05.08.2021
305.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.08.2020	40534	2021	05.08.2021
306.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.08.2020	40535	2021	05.08.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
307.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.07.2020	40581	2021	24.01.2021
308.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	14.08.2020	40585	2022	02.12.2022
309.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.08.2020	40595	2021	11.02.2021
310.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.07.2020	40628	2021	28.01.2021
311.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.08.2020	40631	2021	12.02.2021
312.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.07.2020	40634	2021	31.01.2021
313.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.11.2020	40635	2021	13.05.2021
314.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	28.07.2020	40639	2021	28.01.2021
315.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.07.2020	40651	2021	31.01.2021
316.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.02.2019	34519	2021	20.02.2021
317.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Луч»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.02.2019	34559	2022	13.10.2022
318.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.07.2020	40670	2021	31.01.2021
319.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2020	40701	2021	10.02.2021
320.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	31.07.2020	40704	2021	31.01.2021
321.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2020	40735	2021	06.02.2021
322.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	25.09.2020	40755	2021	25.09.2021
323.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	16.09.2020	40761	2021	16.03.2021
324.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.03.2019	34648	2021	11.03.2021
325.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	06.03.2019	34658	2021	06.03.2021
326.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.03.2019	34660	2021	06.03.2021
327.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.08.2020	40804	2022	08.12.2022
328.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	10.08.2020	40808	2022	16.10.2022
329.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.08.2020	40816	2022	24.12.2022
330.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.08.2020	40827	2021	11.02.2021
331.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.08.2020	40848	2021	13.02.2021
332.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.08.2020	40849	2022	24.09.2022
333.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.08.2020	40855	2021	13.02.2021
334.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.08.2020	40870	2021	21.02.2021
335.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2020	40873	2021	21.03.2021
336.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Автобаза № 1»	АО «ЕЭСК»	0,03	26.04.2019	34799	2022	16.10.2022
337.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	19.03.2019	34833	2021	19.03.2021
338.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.08.2020	40876	2021	14.02.2021
339.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.08.2020	40893	2021	18.02.2021
340.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.08.2020	40897	2021	01.05.2021
341.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.08.2020	40906	2021	19.02.2021
342.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.08.2020	40923	2021	21.02.2021
343.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	26.08.2020	40962	2021	26.02.2021
344.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.08.2020	40975	2021	20.02.2021
345.	ПС 110 кВ Горный Щит	ПАО «Мобильные ТелеСистемы»	АО «ЕЭСК»	0,015	01.09.2020	40977	2021	01.03.2021
346.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	23.06.2017	28007	2021	22.11.2021
347.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	13.05.2019	34935	2021	01.01.2021
348.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	13.05.2019	34942	2021	01.01.2021
349.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.08.2020	41022	2021	28.02.2021
350.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	26.08.2020	41024	2021	26.02.2021
351.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0155	10.09.2020	41031	2021	10.09.2021
352.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.08.2020	41055	2022	01.10.2022
353.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.09.2020	41066	2021	15.03.2021
354.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	28.08.2020	41082	2021	28.02.2021
355.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	02.09.2020	41095	2021	02.03.2021
356.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.04.2019	34989	2021	08.04.2021
357.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.04.2019	34994	2021	08.04.2021
358.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	23.04.2019	35033	2022	07.10.2022
359.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.04.2019	35114	2021	01.07.2021
360.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.09.2020	41104	2021	01.03.2021
361.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	04.09.2020	41144	2021	04.03.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
362.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.09.2020	41165	2021	02.03.2021
363.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.09.2020	41172	2021	02.03.2021
364.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.10.2020	41178	2021	13.04.2021
365.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.09.2020	41181	2021	02.03.2021
366.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.09.2020	41197	2021	08.03.2021
367.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.09.2020	41202	2021	14.03.2021
368.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Уралстройкомплект-1»	АО «ЕЭСК»	0,29	07.09.2015	21603	2021	14.02.2021
369.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,55	08.09.2015	21632	2022	26.11.2022
370.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,45	08.09.2015	21633	2022	26.11.2022
371.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	23.05.2019	35146	2021	01.01.2021
372.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.05.2019	35147	2021	08.05.2021
373.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.04.2019	35223	2021	18.04.2021
374.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.09.2020	41217	2021	03.03.2021
375.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	06.10.2020	41232	2021	06.04.2021
376.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.09.2020	41236	2021	29.03.2021
377.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.09.2020	41239	2021	29.03.2021
378.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	23.09.2020	41242	2021	23.09.2021
379.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2020	41245	2021	21.03.2021
380.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.09.2020	41249	2021	14.03.2021
381.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.09.2020	41250	2021	10.03.2021
382.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.09.2020	41253	2021	18.03.2021
383.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.10.2020	41269	2021	14.04.2021
384.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.10.2020	41278	2021	08.04.2021
385.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2020	41296	2021	21.03.2021
386.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.09.2020	41310	2021	17.03.2021
387.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.09.2020	41311	2021	11.03.2021
388.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,02	29.09.2020	41315	2021	29.09.2021
389.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.08.2014	16321	2021	30.08.2021
390.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.05.2019	35287	2021	31.03.2021
391.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Малахит-1»	АО «ЕЭСК»	0,15	15.05.2019	35353	2021	30.04.2021
392.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	16.09.2020	41345	2022	24.11.2022
393.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.09.2020	41352	2022	29.10.2022
394.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.09.2020	41367	2021	16.03.2021
395.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.10.2020	41368	2021	13.04.2021
396.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2020	41372	2022	10.11.2022
397.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.09.2020	41384	2022	20.11.2022
398.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	20.10.2020	41401	2021	20.10.2021
399.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2020	41406	2021	21.03.2021
400.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.09.2020	41423	2022	26.10.2022
401.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	13.10.2020	41454	2021	13.10.2021
402.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.04.2019	35395	2021	30.04.2021
403.	ПС 110 кВ Горный Щит	СНТ «Родник»	АО «ЕЭСК»	0,03	30.05.2019	35410	2022	26.02.2022
404.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	20.11.2020	41466	2021	20.03.2021
405.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.10.2020	41484	2021	06.04.2021
406.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.09.2020	41492	2021	29.03.2021
407.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,013	25.09.2020	41500	2021	25.03.2021
408.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	25.09.2020	41501	2021	25.03.2021
409.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.09.2020	41505	2021	29.03.2021
410.	ПС 110 кВ Горный Щит	ЕМУП «Специализированное управление эксплуатации и реабилитации жилья» (ЕМУП «СУЭРЖ»)	АО «ЕЭСК»	0,015	23.09.2020	41506	2021	23.03.2021
411.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.10.2020	41507	2021	13.04.2021
412.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.10.2020	41511	2021	07.04.2021
413.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.10.2020	41515	2021	12.04.2021
414.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.09.2020	41519	2021	28.03.2021
415.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,019	09.10.2020	41559	2021	09.10.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
416.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.10.2015	21872	2021	01.01.2021
417.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.06.2019	35554	2021	10.06.2021
418.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.09.2020	41581	2021	30.03.2021
419.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	19.10.2020	41582	2021	19.10.2021
420.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.10.2020	41583	2021	15.10.2021
421.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	12.10.2020	41594	2021	12.10.2021
422.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	19.10.2020	41601	2021	19.02.2021
423.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.10.2020	41617	2021	05.04.2021
424.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	07.10.2020	41629	2021	07.04.2021
425.	ПС 110 кВ Горный Щит	ДНТ «Зеленый бор-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	08.10.2020	41636	2021	08.04.2021
426.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.10.2020	41650	2021	08.04.2021
427.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	13.10.2020	41671	2021	13.04.2021
428.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.05.2019	35639	2021	31.05.2021
429.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.10.2020	41728	2021	26.04.2021
430.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	18.11.2020	41759	2021	18.05.2021
431.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	07.12.2020	41810	2021	07.12.2021
432.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	14.06.2019	35740	2021	31.01.2021
433.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0055	13.06.2019	35760	2021	01.01.2021
434.	ПС 110 кВ Горный Щит	ООО «Северный Капитал»	АО «ЕЭСК»	0,06	30.08.2019	35762	2021	28.02.2021
435.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.06.2019	35794	2021	14.06.2021
436.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2020	41831	2021	23.04.2021
437.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.10.2020	41844	2021	20.04.2021
438.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2020	41857	2021	23.04.2021
439.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2020	41872	2021	23.04.2021
440.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.10.2020	41876	2021	26.04.2021
441.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.11.2020	41879	2021	18.05.2021
442.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,034	16.11.2020	41914	2021	16.03.2021
443.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	18.11.2020	41916	2021	18.05.2021
444.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.10.2020	41931	2021	29.04.2021
445.	ПС 110 кВ Горный Щит	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.10.2020	41944	2021	28.04.2021
446.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	17.12.2020	42040	2021	17.06.2021
447.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	08.12.2020	42328	2021	08.06.2021
448.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,115	11.01.2018	29932	2021	20.06.2021
449.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	20.08.2019	36575	2021	20.01.2021
450.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	14.03.2018	30076	2021	20.06.2021
451.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0055	16.09.2019	36977	2021	16.09.2021
452.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	26.09.2019	37129	2021	30.03.2021
453.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,013	17.04.2018	30781	2021	17.04.2021
454.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	04.06.2018	31151	2021	04.06.2021
455.	ПС 110 кВ Керамик	ОАО по механизации работ на транспортном строительстве «Трансстроймеханизация»	АО «ЕЭСК»	4	24.07.2018	31652	2021	08.11.2021
456.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	13.07.2018	31857	2021	02.10.2022
457.	ПС 110 кВ Керамик	АО «Екатеринбурггаз»	АО «ЕЭСК»	0,0018	10.07.2014	13791	2021	25.10.2021
458.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.07.2020	40328	2021	04.09.2022
459.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	29.01.2019	34199	2021	29.01.2021
460.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	16.07.2020	40435	2021	16.01.2021
461.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Специализированный застройщик «Виктория Эстейт»	АО «ЕЭСК»	1,18	07.05.2019	35240	2021	07.05.2021
462.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	29.09.2020	41482	2021	29.03.2021
463.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Лифтостроитель № 3»	АО «ЕЭСК»	0,015	11.11.2020	41999	2021	11.05.2021
464.	ПС 110 кВ Керамик	АО Научно-производственный центр «Горноспасательные технологии»	АО «ЕЭСК»	0,135	13.11.2020	42035	2021	13.11.2021
465.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,015	18.11.2020	42121	2021	18.05.2021
466.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,015	27.11.2020	42221	2021	27.05.2021
467.	ПС 110 кВ Керамик	ООО Мебельная компания «Брандт»	АО «ЕЭСК»	0,105	02.08.2019	36346	2021	31.01.2021
468.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,05	27.03.2020	38951	2021	27.03.2021
469.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Истомин Павел Васильевич	АО «ЕЭСК»	0,015	01.02.2017	26556	2021	01.01.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
470.	ПС 110 кВ Керамик	местная православная религиозная организация Приход во имя Покрова Божьей Матери г. Екатеринбург Свердловской области Екатеринбургской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)	АО «ЕЭСК»	0,0182	18.12.2018	33816	2021	30.05.2021
471.	ПС 110 кВ Керамик	местная православная религиозная организация Приход во имя Покрова Божьей Матери г. Екатеринбург Свердловской области Екатеринбургской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)	АО «ЕЭСК»	0,06	10.01.2019	34128	2021	30.06.2021
472.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.09.2020	41213	2021	29.03.2021
473.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	13.10.2020	41524	2021	13.10.2021
474.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,02	08.10.2020	41567	2021	08.04.2021
475.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2020	41642	2021	23.04.2021
476.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,015	19.10.2020	41645	2021	19.04.2021
477.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,015	03.11.2020	41890	2021	03.05.2021
478.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Заветы Мичурина»	АО «ЕЭСК»	0,008	28.10.2020	41895	2021	28.04.2021
479.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Тальков камень»	АО «ЕЭСК»	0,15	26.09.2019	36897	2022	14.07.2022
480.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.06.2018	31201	2021	08.06.2021
481.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.11.2014	18662	2022	21.01.2022
482.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Спецр»	АО «ЕЭСК»	0,0363	25.12.2019	38209	2021	25.12.2021
483.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Фудный»	АО «ЕЭСК»	0,15	25.03.2020	38514	2021	25.03.2021
484.	ПС 110 кВ Керамик	ОАО «Объединенная энергетическая компания»	АО «ЕЭСК»	0,082	15.11.2016	25570	2021	13.07.2021
485.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,011	25.02.2020	38618	2021	25.02.2021
486.	ПС 110 кВ Керамик	садоводческое некоммерческое партнерство «Ольгинская»	АО «ЕЭСК»	0,3	30.10.2018	33128	2021	25.05.2021
487.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.05.2014	14982	2022	05.03.2022
488.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.05.2014	14983	2021	03.06.2021
489.	ПС 110 кВ Керамик	местная религиозная организация православный Приход храма святого благоверного князя Александра Невского города Екатеринбурга Екатеринбургской епархии Русской Православной Церкви	АО «ЕЭСК»	0,05	10.02.2017	26596	2022	05.03.2022
490.	ПС 110 кВ Керамик	АО «Екатеринбургская теплосетевая компания»	АО «ЕЭСК»	0,005	18.06.2020	39897	2021	31.01.2021
491.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ собственников недвижимости «Дружба-2»	АО «ЕЭСК»	0,015	04.08.2020	40251	2022	20.10.2022
492.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.07.2020	40442	2021	24.01.2021
493.	ПС 110 кВ Керамик	садоводческое товарищество «Звезда»	АО «ЕЭСК»	0,015	20.07.2020	40491	2021	20.01.2021
494.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Софронова Надежда Вениаминовна	АО «ЕЭСК»	0,0142	08.09.2020	41175	2021	08.03.2021
495.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Первые»	АО «ЕЭСК»	0,35	21.05.2019	35199	2021	17.03.2021
496.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Г2 Мобайл»	АО «ЕЭСК»	0,0075	12.10.2020	41555	2021	12.04.2021
497.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Юбилейный»	АО «ЕЭСК»	0,015	12.10.2020	41621	2021	12.04.2021
498.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Юбилейный»	АО «ЕЭСК»	0,015	12.10.2020	41630	2021	12.04.2021
499.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	29.01.2019	34199	2021	29.01.2021
500.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,035	17.04.2018	30781	2021	17.04.2021
501.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.03.2018	30585	2021	29.03.2021
502.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	04.06.2018	31151	2021	04.06.2021
503.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Ветга-Инвест»	АО «ЕЭСК»	2	07.10.2014	16808	2021	01.02.2021
504.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.11.2020	42077	2021	19.05.2021
505.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.03.2018	30195	2021	28.03.2021
506.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.03.2018	30351	2021	12.03.2021
507.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.05.2018	31249	2021	21.07.2021
508.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.12.2019	37728	2021	01.02.2021
509.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.01.2020	38179	2021	27.01.2021
510.	ПС 110 кВ Керамик	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,0244	27.02.2020	38199	2021	28.02.2021
511.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.11.2016	26121	2021	26.11.2021
512.	ПС 110 кВ Керамик	МАУ культуры «Дом культуры «Совхозный»	АО «ЕЭСК»	0,075	19.10.2018	32993	2021	25.05.2021
513.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.04.2020	39188	2021	27.04.2021
514.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.04.2020	39275	2021	28.02.2021
515.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.05.2020	39616	2021	01.01.2021
516.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «НовэлГрупп»	АО «ЕЭСК»	0,15	29.05.2020	39714	2021	29.05.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
517.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.12.2018	33789	2021	28.02.2021
518.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.07.2020	40083	2021	27.01.2021
519.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.03.2019	34354	2021	01.03.2021
520.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2020	40875	2021	10.02.2021
521.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.08.2020	40966	2021	20.02.2021
522.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.09.2020	41119	2021	24.03.2021
523.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0275	23.09.2020	41293	2022	05.11.2022
524.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.05.2019	35433	2021	06.05.2021
525.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,035	16.10.2020	41558	2021	16.10.2021
526.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Павлинова Ия Владимировна	АО «ЕЭСК»	0,15	03.11.2020	41858	2021	03.11.2021
527.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.10.2020	41936	2021	30.04.2021
528.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Концерн «Уральский текстиль»	АО «ЕЭСК»	0,8	26.03.2020	37558	2022	26.03.2022
529.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Сатурн»	АО «ЕЭСК»	0,96	20.05.2015	20385	2021	31.12.2021
530.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «АктивСтройГрупп»	АО «ЕЭСК»	0,9	05.12.2017	28763	2021	05.12.2020
531.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.01.2017	26404	2021	23.01.2020
532.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.03.2017	27039	2021	15.03.2020
533.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Металлист»	АО «ЕЭСК»	0,07	27.03.2017	26611	2021	26.03.2020
534.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	03.05.2017	27455	2021	02.05.2020
535.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.05.2017	27618	2021	14.05.2020
536.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.07.2017	28284	2021	16.07.2020
537.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.09.2017	28892	2021	19.09.2020
538.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2017	29556	2021	30.11.2020
539.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.11.2017	29478	2021	21.11.2020
540.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2017	29550	2021	30.11.2020
541.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.11.2017	29384	2021	12.11.2020
542.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.03.2018	30006	2021	02.03.2020
543.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Пшеницын Илья Евгеньевич	АО «ЕЭСК»	0,05	21.11.2018	33533	2021	21.11.2020
544.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Истомин Павел Васильевич	АО «ЕЭСК»	0,15	13.03.2019	34711	2021	13.03.2021
545.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,035	15.08.2019	36490	2021	15.08.2021
546.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.07.2019	36266	2021	26.07.2021
547.	ПС 110 кВ Керамик	СНТ «Лифтостроитель № 3»	АО «ЕЭСК»	0,035	10.09.2019	36722	2021	10.09.2021
548.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.03.2020	38965	2022	05.03.2022
549.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Спец»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.01.2020	38451	2022	22.01.2022
550.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Перспектива»	АО «ЕЭСК»	0,015	16.03.2020	39094	2022	16.03.2022
551.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,043	07.04.2020	39287	2022	07.04.2022
552.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Климин Михаил Александрович, ИП Романова Ирина Ивановна, ИП Черняева Татьяна Александровна	АО «ЕЭСК»	0,0315	02.07.2020	39752	2022	02.07.2022
553.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Метеорит и Ко»	АО «ЕЭСК»	0,447	30.05.2016	23856	2021	30.05.2019
554.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Виктория СКК»	АО «ЕЭСК»	0,4	21.02.2018	30023	2021	21.02.2020
555.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Парк Екатеринбург»	АО «ЕЭСК»	0,500	18.12.2014	18894	2025	31.12.2025
556.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.05.2016	24153	2021	06.05.2019
557.	ПС 35 кВ Нива	местная религиозная организация православный Приход Свяителя Николая Чудотворца п. Исток г. Екатеринбург Екатеринбургской Епархии Русской Православной Церкви	АО «ЕЭСК»	0,097	14.06.2016	24419	2021	14.06.2019
558.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.08.2016	25217	2021	22.08.2019
559.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.11.2016	26073	2021	25.11.2019
560.	ПС 35 кВ Нива	МБУ «Центр организации движения»	АО «ЕЭСК»	0,001	19.07.2017	28294	2021	18.07.2020
561.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2017	29541	2021	30.11.2020
562.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	29.12.2017	29907	2021	28.12.2020
563.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.01.2018	29995	2021	16.01.2020
564.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30370	2021	23.03.2020
565.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30388	2021	23.03.2020
566.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30511	2021	26.03.2020
567.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30521	2021	26.03.2020
568.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30519	2021	26.03.2020
569.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30528	2021	26.03.2020

1	2	3	4	5	6	7	8	9
625.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.07.2019	35889	2021	09.07.2021
626.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	01.08.2019	36388	2021	01.08.2021
627.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36377	2021	25.07.2021
628.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.09.2019	37047	2021	30.09.2021
629.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36378	2021	25.07.2021
630.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36379	2021	25.07.2021
631.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	31.07.2019	36381	2021	31.07.2021
632.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,030	15.07.2019	36184	2021	15.07.2021
633.	ПС 35 кВ Нива	СНТ «Кедр»	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2019	35854	2021	06.08.2021
634.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,011	02.08.2019	36194	2021	02.08.2021
635.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.08.2019	36462	2021	07.08.2021
636.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.10.2019	36958	2021	01.10.2021
637.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,065	09.10.2019	37128	2021	09.10.2021
638.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.10.2019	37208	2021	02.10.2021
639.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.11.2019	37729	2021	26.11.2021
640.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2019	38010	2021	06.12.2021
641.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,150	12.12.2019	38009	2021	12.12.2021
642.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,013	21.10.2019	37244	2021	21.10.2021
643.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.10.2019	36657	2021	30.10.2021
644.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	17.12.2019	37463	2021	17.12.2021
645.	ПС 35 кВ Нива	ИП Гаджиева Бурлият Агаэраэиевна	АО «ЕЭСК»	0,015	04.12.2019	37910	2021	04.12.2021
646.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.12.2019	37955	2021	09.12.2021
647.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.11.2019	37735	2021	19.11.2021
648.	ПС 35 кВ Нива	ПАО «Мобильные ТелеСистемы»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.11.2019	37335	2021	15.11.2021
649.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.11.2019	37098	2021	13.11.2021
650.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,013	29.01.2020	38501	2022	29.01.2022
651.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.01.2020	38341	2022	27.01.2022
652.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.03.2020	39125	2022	24.03.2022
653.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.06.2020	39983	2022	08.06.2022
654.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.05.2020	39593	2022	18.05.2022
655.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.05.2020	39636	2022	18.05.2022
656.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.04.2020	39130	2022	09.04.2022
657.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.04.2020	39208	2022	09.04.2022
658.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.06.2020	39631	2022	15.06.2022
659.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.06.2020	39984	2022	23.06.2022
660.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,013	29.09.2020	41543	2022	29.09.2022
661.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2020	40721	2022	06.08.2022
662.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Екатеринбург-2000»	АО «ЕЭСК»	0,011	30.07.2020	40502	2022	30.07.2022
663.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.07.2020	40612	2022	30.07.2022
664.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.07.2020	40131	2022	24.07.2022
665.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.07.2020	40130	2022	24.07.2022
666.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.08.2020	40961	2022	20.08.2022
667.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Главсредуралстрой-Девелопмент»	АО «ЕЭСК»	0,149	12.08.2020	40541	2022	12.08.2022
668.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,000	11.08.2020	40499	2022	11.08.2022
669.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.09.2020	41154	2022	06.09.2022
670.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.09.2020	41085	2022	07.09.2022
671.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.09.2020	39176	2022	10.09.2022
672.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	16.09.2020	41041	2022	16.09.2022
673.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.09.2020	40473	2022	17.09.2022
674.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.09.2020	40474	2022	14.09.2022
675.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.08.2020	40984	2022	25.08.2022
676.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.08.2020	40979	2022	24.08.2022
677.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.09.2020	41186	2022	03.09.2022
678.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,011	28.08.2020	41028	2022	28.08.2022
679.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.08.2020	40780	2022	28.08.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
680.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.09.2020	41166	2022	01.09.2022
681.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2020	40707	2022	06.08.2022
682.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.07.2020	39985	2022	02.07.2022
683.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.07.2020	39981	2022	02.07.2022
684.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.07.2020	40216	2022	20.07.2022
685.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40381	2022	21.07.2022
686.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40375	2022	21.07.2022
687.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40108	2022	21.07.2022
688.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.07.2020	40142	2022	30.07.2022
689.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.08.2020	40345	2022	17.08.2022
690.	ПС 35 кВ Нива	МУП «Водоканал»	АО «ЕЭСК»	0,000	24.07.2020	40185	2022	24.07.2022
691.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,669	16.07.2020	40459	2022	16.07.2022
692.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,050	08.07.2020	40006	2022	08.07.2022
693.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,050	20.07.2020	40012	2022	20.07.2022
694.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.10.2020	41774	2022	15.10.2022
695.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.10.2020	40008	2022	08.10.2022
696.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.10.2020	41649	2022	09.10.2022
697.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.10.2020	41495	2022	05.10.2022
698.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	01.10.2020	41517	2022	01.10.2022
699.	ПС 35 кВ Нива	Жилищно-строительный кооператив «Георгиевский»	АО «ЕЭСК»	0,150	30.11.2020	42216	2022	30.11.2022
700.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.10.2020	41780	2022	29.10.2022
701.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	19.10.2020	41768	2022	19.10.2022
702.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	20.10.2020	41787	2022	20.10.2022
703.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.11.2020	41961	2022	03.11.2022
704.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Лидер»	АО «ЕЭСК»	0,012	29.10.2020	41332	2022	29.10.2022
705.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.10.2020	41939	2022	28.10.2022
706.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2020	41884	2022	23.10.2022
707.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,000	13.11.2020	41883	2022	13.11.2022
708.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,013	16.11.2020	42043	2022	16.11.2022
709.	ПС 35 кВ Нива	ООО «СК-Недвижимость»	АО «ЕЭСК»	0,150	19.11.2020	42033	2022	19.11.2022
710.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,020	25.11.2020	41984	2022	25.11.2022
711.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.11.2020	42203	2022	24.11.2022
712.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2020	42173	2022	02.12.2022
713.	ПС 35 кВ Нива	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	АО «ЕЭСК»	0,050	22.12.2020	42458	2022	22.12.2022
714.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.12.2020	42367	2022	08.12.2022
715.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.12.2020	42406	2022	14.12.2022
716.	ПС 35 кВ Нива	Управление Федеральной службы по аккредитации по Уральскому федеральному округу	АО «ЕЭСК»	0,007	24.12.2020	42029	2022	24.12.2022
717.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,150	24.12.2020	41183	2022	24.12.2022
718.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Екатеринбург-2000»	АО «ЕЭСК»	0,011	24.12.2020	42528	2022	24.12.2022
719.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.12.2020	42430	2022	24.12.2022
720.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.12.2020	41980	2022	28.12.2022
721.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.12.2020	42310	2022	21.12.2022
722.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.12.2020	42345	2022	17.12.2022
723.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.12.2020	42527	2022	21.12.2022
724.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42473	2022	22.12.2022
725.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42524	2022	22.12.2022
726.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42523	2022	22.12.2022
727.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,900	30.09.2020	41039	2022	30.09.2022
728.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	1,800	18.08.2020	40824	2022	18.08.2022
729.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,900	16.10.2020	40641	2022	16.10.2022
730.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,900	08.10.2020	41030	2022	08.10.2022
731.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	1,850	28.10.2020	41715	2022	28.10.2022
732.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,900	12.11.2020	41385	2022	12.11.2022
733.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «ГлавСредУралСтройБетон»	АО «ЕЭСК»	0,100	23.09.2019	36993	2021	23.09.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
734.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «ГлавСредУралСтройБетон»	АО «ЕЭСК»	0,150	29.07.2019	36359	2021	29.07.2021
735.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Портал СИД»	АО «ЕЭСК»	0,150	26.02.2020	38785	2022	26.02.2022
736.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Портал СИД»	АО «ЕЭСК»	0,150	26.02.2020	38787	2022	26.02.2022
737.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Портал СИД»	АО «ЕЭСК»	0,150	03.03.2020	38892	2022	03.03.2022
738.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Портал СИД»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.03.2020	38889	2022	04.03.2022
739.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,150	12.02.2020	38497	2022	12.02.2022
740.	ПС 35 кВ Полевая	ИП Джамолов Довар Хисравджонович	АО «ЕЭСК»	0,150	08.04.2020	39246	2022	08.04.2022
741.	ПС 35 кВ Полевая	ИП Джамолов Довар Хисравджонович	АО «ЕЭСК»	0,150	08.04.2020	39251	2022	08.04.2022
742.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	03.08.2020	40716	2022	03.08.2022
743.	ПС 35 кВ Полевая	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	АО «ЕЭСК»	0,025	31.07.2020	39694	2022	31.07.2022
744.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2020	42325	2022	02.12.2022
745.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Виджет»	АО «ЕЭСК»	0,015	29.12.2020	42347	2022	29.12.2022
746.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.12.2020	42342	2022	12.12.2022
747.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42288	2022	04.12.2022
748.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42299	2022	04.12.2022
749.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42274	2022	04.12.2022
750.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	07.12.2020	42251	2022	07.12.2022
751.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	07.12.2020	42254	2022	07.12.2022
752.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	07.12.2020	42262	2022	07.12.2022
753.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,015	07.12.2020	42263	2022	07.12.2022
754.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	07.12.2020	42266	2022	07.12.2022
755.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	07.12.2020	42253	2022	07.12.2022
756.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	07.12.2020	42256	2022	07.12.2022
757.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42276	2022	04.12.2022
758.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42278	2022	04.12.2022
759.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42289	2022	04.12.2022
760.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42272	2022	04.12.2022
761.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,150	04.12.2020	42290	2022	04.12.2022
762.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,669	16.04.2019	35022	2021	16.04.2021
763.	ПС 110 кВ Гвоздика	ООО ПК «Урал Щебень»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42463	2021	22.06.2021
764.	ПС 110 кВ Гвоздика	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	15.02.2018	29874	2021	31.03.2021
765.	ПС 110 кВ Гвоздика	ООО «ПромРазвитие»	АО «ЕЭСК»	0,63	25.09.2019	36589	2021	25.09.2021
766.	ПС 110 кВ Гвоздика	ООО ПК «Урал Щебень»	АО «ЕЭСК»	0,5	01.11.2019	37185	2021	01.11.2021
767.	ПС 110 кВ Гвоздика	Садоводческий ПК «Таёжное»	АО «ЕЭСК»	0,01	27.04.2016	23982	2022	06.10.2022
768.	ПС 110 кВ Гвоздика	СНТ «Березовая Роща»	АО «ЕЭСК»	0,23	28.05.2018	31067	2022	06.10.2022
769.	ПС 110 кВ Гвоздика	ООО «ПромРазвитие»	АО «ЕЭСК»	0,592	16.01.2020	38301	2021	16.01.2021
770.	ПС 110 кВ Гвоздика	ИП Чепелева Лилия Алексеевна	АО «ЕЭСК»	0,256	16.02.2017	26612	2023	19.01.2023
771.	ПС 110 кВ Гвоздика	ООО «ЭКО Пак Урал»	АО «ЕЭСК»	0,5	15.07.2020	40214	2021	15.07.2021
772.	ПС 110 кВ Гвоздика	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.02.2019	34388	2021	07.02.2021
773.	ПС 110 кВ Гвоздика	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.12.2020	41685	2021	23.06.2021
774.	ПС 110 кВ Гвоздика	ООО «Промразвитие»	ОАО «РЖД»	3,000	25.01.2019	14688-01-19/Сверд	2023	25.01.2024
775.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,5	06.03.2014	ТП-54/1891	2021	01.06.2021
776.	ПС 110 кВ Гагарский	ДНП «Гусево»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1,26	28.05.2014	ТП-54/2638	2021	01.04.2021
777.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.03.2019	5400040206	2021	21.03.2021
778.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.05.2019	5400040906	2021	22.05.2021
779.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.08.2019	5400042773	2021	01.06.2021
780.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	10.10.2019	5400043905	2021	15.04.2021
781.	ПС 110 кВ Гагарский	СНТ «Боярский»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,12	28.10.2019	5400044231	2021	01.04.2021
782.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.10.2019	5400044230	2021	25.04.2020
783.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.11.2019	5400044315	2021	01.04.2021
784.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.11.2019	5400044314	2021	02.04.2021
785.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.02.2020	5400045300	2021	10.03.2021
786.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	30.01.2020	5400045374	2021	01.03.2021
787.	ПС 110 кВ Гагарский	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	14.02.2020	5400045548	2021	05.12.2020

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1008.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	20.07.2020	5200051258	2021	20.01.2021
1009.	ПС 110 кВ Капралово	АО «РСК»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,78	30.03.2020	5200051420	2021	30.03.2021
1010.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.04.2020	5200051485	2021	17.04.2021
1011.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	24.06.2020	5200051929	2021	24.06.2021
1012.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.06.2020	5200051968	2021	29.04.2021
1013.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.07.2020	5200052243	2021	24.01.2021
1014.	ПС 110 кВ Капралово	ООО «Башни. Урал»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.09.2020	5200052583	2021	02.03.2021
1015.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	16.09.2020	5200052691	2021	16.03.2021
1016.	ПС 110 кВ Капралово	ООО ПКФ «УМЗ»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,2	02.11.2020	5200052868	2021	02.11.2021
1017.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.10.2020	5200053004	2021	15.04.2021
1018.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.10.2020	5200053049	2021	20.04.2021
1019.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.11.2020	5200053149	2021	06.05.2021
1020.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	21.10.2020	5200053057	2021	21.04.2021
1021.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	20.11.2020	5200053299	2021	20.05.2021
1022.	ПС 110 кВ Капралово	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	25.12.2020	5200053517	2021	25.06.2021
1023.	ПС 110 кВ Капралово	ИП Калейникова Ольга Валентиновна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,038	02.12.2020	5200053358	2021	02.04.2021
1024.	ПС 110 кВ Полевская	ООО «АЛЕКС»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,65	21.05.2020	5200051647	2021	21.05.2021
1025.	ПС 110 кВ Полевская	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,09	04.06.2020	5200051740	2021	04.06.2021
1026.	ПС 110 кВ Полевская	ООО «Пресс»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	29.12.2020	5200053476	2021	29.06.2021
1027.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Красная горка»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,35	17.09.2013	2362	2021	31.03.2021
1028.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,92	29.01.2015	ТИ-54/5657	2021	01.01.2021
1029.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	14.02.2018	5400034471	2021	01.04.2021
1030.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	19.07.2018	5400037196	2021	30.05.2021
1031.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.09.2019	5400042262	2021	28.02.2021
1032.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	30.04.2020	5400046546	2021	15.03.2021
1033.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	29.05.2020	5400046890	2021	01.03.2021
1034.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0115	11.06.2020	5400047216	2021	11.04.2021
1035.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.06.2020	5400047295	2021	17.06.2021
1036.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.06.2020	5400047293	2021	18.02.2021
1037.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	30.06.2020	5400047550	2021	18.06.2021
1038.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	13.07.2020	5400047708	2021	13.01.2021
1039.	ПС 110 кВ Свобода	МБУ Сысертского городского округа «Благоустройство»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.07.2020	5400047981	2021	24.01.2021
1040.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.08.2020	5400047749	2021	25.02.2021
1041.	ПС 110 кВ Свобода	МБУ Сысертского городского округа «Благоустройство»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	23.07.2020	5400047938	2021	23.01.2021
1042.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	11.08.2020	5400047765	2021	11.02.2021
1043.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.07.2020	5400047808	2021	20.01.2021
1044.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.07.2020	5400047878	2021	22.01.2021
1045.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	23.07.2020	5400047919	2021	23.01.2021
1046.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	24.08.2020	5400048108	2021	24.02.2021
1047.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.08.2020	5400048295	2021	27.02.2021
1048.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	14.08.2020	5400048365	2021	14.02.2021
1049.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	14.08.2020	5400048386	2021	14.02.2021
1050.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	17.08.2020	5400048398	2021	17.02.2021
1051.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.08.2020	5400048691	2021	25.02.2021
1052.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.08.2020	5400048690	2021	25.02.2021
1053.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	31.08.2020	5400048683	2021	28.02.2021
1054.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.08.2020	5400048726	2021	27.02.2021
1055.	ПС 110 кВ Свобода	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,4886	16.10.2020	5400049345	2021	16.10.2021
1056.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	07.09.2020	5400048891	2021	07.03.2021
1057.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,009	16.09.2020	5400049072	2021	16.03.2021
1058.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.09.2020	5400049156	2021	21.03.2021
1059.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.09.2020	5400049164	2021	22.03.2021
1060.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.10.2020	5400049376	2021	02.04.2021
1061.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,03	20.10.2020	5400049745	2021	20.10.2021
1062.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	08.10.2020	5400049472	2021	08.04.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1173.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Красный ключ»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,518	20.10.2020	5400049786	2021	20.10.2021
1174.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «Связинформ»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.03.2017	5400029839	2021	01.01.2021
1175.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.04.2019	5400040729	2021	01.03.2021
1176.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Попандогуло Святослав Юрьевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,145	04.04.2019	5400040797	2021	11.01.2021
1177.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,03	31.07.2020	5400047772	2021	31.01.2021
1178.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,03	02.07.2020	5400047519	2021	02.07.2021
1179.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	09.06.2020	5400047077	2021	09.06.2021
1180.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	15.06.2020	5400047222	2021	15.04.2021
1181.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	08.06.2020	5400047159	2021	08.06.2021
1182.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Ладыгин Станислав Владимирович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,09	20.07.2020	5400047590	2021	20.01.2021
1183.	ПС 110 кВ Сысерть	МБУ Сысертского городского округа «Благоустройство»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.07.2020	5400047936	2021	21.01.2021
1184.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	22.07.2020	5400047751	2021	22.01.2021
1185.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	16.07.2020	5400047770	2021	16.01.2021
1186.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	30.07.2020	5400048098	2021	30.01.2021
1187.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0235	14.09.2020	5400048446	2021	14.09.2021
1188.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	07.08.2020	5400048226	2021	07.02.2021
1189.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	05.08.2020	5400048189	2021	05.02.2021
1190.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	08.09.2020	5400048385	2021	08.03.2021
1191.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	08.09.2020	5400048360	2021	08.03.2021
1192.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Алексеева Светлана Саветьяновна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,031	27.08.2020	5400048656	2021	27.02.2021
1193.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	20.08.2020	5400048570	2021	20.02.2021
1194.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	08.09.2020	5400048956	2021	08.03.2021
1195.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	15.09.2020	5400049076	2021	15.03.2021
1196.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Чолахян Артур Айкович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,07	29.09.2020	5400049166	2021	29.03.2021
1197.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	30.09.2020	5400049220	2021	30.03.2021
1198.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	29.09.2020	5400049346	2021	29.03.2021
1199.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	28.09.2020	5400049324	2021	28.03.2021
1200.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	28.09.2020	5400049329	2021	28.03.2021
1201.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.10.2020	5400049475	2021	06.04.2021
1202.	ПС 110 кВ Сысерть	государственное автономное учреждение здравоохранения Свердловской области «Сысертская центральная районная больница»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	22.10.2020	5400049505	2021	22.04.2021
1203.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	20.10.2020	5400049557	2021	20.04.2021
1204.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,09	13.10.2020	5400049541	2021	13.04.2021
1205.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	09.10.2020	5400049569	2021	09.04.2021
1206.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Ковин Владимир Юрьевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	08.10.2020	5400049568	2021	08.04.2021
1207.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.11.2020	5400049910	2021	06.11.2021
1208.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	05.11.2020	5400049974	2021	05.05.2021
1209.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	05.11.2020	5400049966	2021	05.05.2021
1210.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «Т2 Мобайл»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0075	02.12.2020	5400050039	2021	02.06.2021
1211.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	17.11.2020	5400050178	2021	17.05.2021
1212.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	23.11.2020	5400050317	2021	23.05.2021
1213.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0005	21.12.2020	5400050393	2021	21.06.2021
1214.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	30.11.2020	5400050441	2021	30.05.2021
1215.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0005	21.12.2020	5400050432	2021	21.06.2021
1216.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	21.12.2020	5400050841	2021	21.06.2021
1217.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «Борей»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,055	29.12.2020	5400050940	2021	29.06.2021
1218.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.12.2020	5400051007	2021	28.06.2021
1219.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	14.01.2021	5400051153	2021	14.07.2021
1220.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	29.01.2021	5400051338	2021	29.07.2021
1221.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	26.01.2021	5400051290	2021	26.07.2021
1222.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.02.2021	5400051374	2021	01.08.2021
1223.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Казакова Дарья Александровна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.02.2021	5400051689	2021	16.08.2021
1224.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	08.02.2021	5400051556	2021	08.08.2021
1225.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «Медовая компания»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	03.02.2021	5400051455	2021	03.08.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1226.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.02.2021	5400051399	2021	02.08.2021
1227.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2021	5400051582	2021	11.08.2021
1228.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.02.2021	5400051612	2021	15.08.2021
1229.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0115	10.02.2021	5400051593	2021	10.08.2021
1230.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	12.02.2021	5400051637	2021	12.08.2021
1231.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	16.02.2021	5400051672	2021	16.08.2021
1232.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Арнаутов Максим Владимирович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.02.2021	5400051615	2021	15.08.2021
1233.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	08.02.2021	5400051542	2021	08.08.2021
1234.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	16.02.2021	5400051707	2021	16.08.2021
1235.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	09.02.2021	5400051596	2021	09.08.2021
1236.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2021	5400051605	2021	11.08.2021
1237.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	16.02.2021	5400051725	2021	16.08.2021
1238.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	19.02.2021	5400051750	2021	19.08.2021
1239.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.02.2021	5400051636	2021	15.08.2021
1240.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.02.2021	5400051733	2021	18.08.2021
1241.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванова Ольга Сергеевна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,085	26.02.2021	5400051818	2021	26.08.2021
1242.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.03.2021	5400051938	2021	01.09.2021
1243.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.02.2021	5400051731	2021	16.08.2021
1244.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,1	26.02.2021	5400051807	2021	26.08.2021
1245.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0105	26.02.2021	5400051906	2021	26.08.2021
1246.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.02.2021	5400051890	2021	25.08.2021
1247.	ПС 110 кВ Свердловская	ИП Саттаров Ильдар Наильевич. Саттарова Елена Юрьевна	АО «ЕЭСК»	0,15	23.10.2018	32363	2021	23.10.2020
1248.	ПС 110 кВ Свердловская	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,015	05.12.2018	32302	2021	05.12.2020
1249.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	14.11.2019	37692	2021	14.11.2021
1250.	ПС 110 кВ Свердловская	СНТ «Энергетик» Западных электрических сетей АО «Свердловэнерго»	АО «ЕЭСК»	0,015	02.03.2020	38886	2022	02.03.2022
1251.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «ЭЛСИТРАЙД-Екб»	АО «ЕЭСК»	0,015	09.06.2020	39618	2022	09.06.2022
1252.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.04.2020	39212	2022	29.04.2022
1253.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	01.11.2020	41838	2022	01.11.2022
1254.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	13.11.2020	41965	2022	13.11.2022
1255.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «Специализированный застройщик «Светопрозрачные конструкции Урал»	АО «ЕЭСК»	1,334	03.11.2020	41410	2022	03.11.2022
1256.	ПС 110 кВ Тугулым	государственное автономное учреждение социального обслуживания Свердловской области «Социально-реабилитационный центр для несовершеннолетних Тугулымского района»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,093	28.01.2019	5800010278	2021	30.05.2021
1257.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.03.2020	5800011368	2022	10.03.2022
1258.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.08.2020	5800011784	2021	06.02.2021
1259.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.08.2020	5800011817	2021	24.08.2021
1260.	ПС 110 кВ Тугулым	ПАО «Ростелеком»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,001	15.09.2020	5800011868	2021	15.03.2021
1261.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.10.2020	5800011975	2021	01.04.2021
1262.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.10.2020	5800012028	2021	16.04.2021
1263.	ПС 110 кВ Тугулым	ПАО «Ростелеком»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,001	09.12.2020	5800012117	2021	09.06.2021
1264.	ПС 110 кВ Шпагатная	Администрация Арамьинского городского округа Свердловской области	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.11.2019	5400043885	2021	31.12.2021
1265.	ПС 110 кВ Шпагатная	Дачный ПК «Зеленые просторы» в интересах Немеренко А.В.	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	23.10.2019	5400043971	2021	29.03.2021
1266.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Серебряный век»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,32	06.02.2020	5400044464	2022	01.01.2022
1267.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «ПроПласт»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,035	04.12.2019	5400044451	2021	01.04.2021
1268.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.07.2020	5400045027	2021	24.01.2021
1269.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.01.2020	5400045166	2021	01.06.2021
1270.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	26.02.2020	5400045633	2021	01.01.2021
1271.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.08.2020	5400045706	2021	11.02.2021
1272.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Серебряный век»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	24.03.2020	5400045833	2021	01.06.2021
1273.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	19.03.2020	5400046129	2021	01.01.2021
1274.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Импост»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	07.05.2020	5400046577	2021	30.04.2021
1275.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Импост»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	27.03.2020	5400046202	2021	30.04.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1330.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.12.2020	5400050900	2021	25.06.2021
1331.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.12.2020	5400050976	2021	25.06.2021
1332.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,011	25.12.2020	5400050966	2021	25.06.2021
1333.	ПС 110 кВ Шпагатная	АО «АМОС-ГРУПП»	АО «Облкоммунэнерго»	2	22.01.2019	4072-2018-41	2021	22.01.2021

**ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области**

Номер строки	Объект электроэнергетики	Наименование мероприятия	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Параметры оборудования		Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия
				до реконструкции	после реконструкции ¹		
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПС 220 кВ Шипеловская	строительство ПС 220 кВ Шипеловская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»	–	2x25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»	2024
2.	ВЛ 220 кВ Курчатовская – Каменская	строительство заходов ВЛ 220 кВ Курчатовская – Каменская на ПС 220 кВ Шипеловская	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	–	2x0,1 км, АС-400	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»	2024
3.	ПС 220 кВ Сварочная	расширение ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Сварочная на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	–	новая ячейка 110 кВ с Iном = 1000 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2022
4.	КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь № 2	строительство КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь № 2	АО «Уралэлектромедь»	–	3,075 км, АПвПу2г-1 x 400/95-64/110	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2022
5.	ПС 110 кВ Электромедь	расширение ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Электромедь на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ	АО «Уралэлектромедь»	–	новая ячейка 110 кВ с Iном = 1000 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2022
6.	ПС 110 кВ Полиметалл	строительство ПС 110 кВ Полиметалл с установкой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2x10 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красноурьинск-Полиметалл»	2021
7.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК – Красноурьинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК – Серов с отпайкой на ПС Птицефабрика	сооружение отпаяк от ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК – Красноурьинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК – Серов с отпайкой на ПС Птицефабрика до ПС 110 кВ Полиметалл	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2x2,2 км, АС-120	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красноурьинск-Полиметалл»	2021
8.	ПС 110 кВ Карпушиха	реконструкция ПС 110 кВ Карпушиха с заменой трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор 16 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1x10 МВА	1x16 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Медно-Рудная компания»	2021

1	2	3	4	5	6	7	8
9.	КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками	организация шлейфового захода КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Новоколыцовская	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2x5,13 км, кабель с IДДТН ≥ 450 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области» (электроснабжение объектов, необходимых для проведения XXXII Всемирной летней Универсиады 2023 года в городе Екатеринбурге) и УрФУ	2022
10.	ПС 110 кВ Новоколыцовская	реконструкция сети 35 кВ с переводом ПС 35 кВ Кольцово на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Новоколыцовская) с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2x25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области» (электроснабжение объектов, необходимых для проведения XXXII Всемирной летней Универсиады 2023 года в городе Екатеринбурге) и УрФУ	2022
11.	ПС 110 кВ Титан	реконструкция ПС 110 кВ Титан с заменой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2x10 МВА	2x25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Особая экономическая зона «Титановая Долина»	2022
12.	ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками	замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками на участке от ПС 220 кВ Вязовская до отпайки на ПС 110 кВ Полимер	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2x0,18 км, АС-120	2x0,18 км, провод с IДДТН ≥ 450 А при $t = +18^{\circ}\text{C}$	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Особая экономическая зона «Титановая Долина»	2022
13.	ПС 110 кВ Пышма	реконструкция ПС 110 кВ Пышма с переносом на новую площадку и заменой трех трансформаторов мощностью 31,5 МВА каждый на три трансформатора мощностью 40 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	3x31,5 МВА	3x40 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2024
14.	КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками, КВЛ 110 кВ Сварочная – Пышма	перезавод КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками, КВЛ 110 кВ Сварочная – Пышма на вновь сооружаемое ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Пышма	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	0,527 км, провод (кабель) с пропускной способностью аналогичной АСК-185/29 0,562 км, провод (кабель) с пропускной способностью аналогичной АС-185/29	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2024
15.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы	перевод отпайек на ПС 110 кВ Подволошная с ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы на	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2x0,06 км, АС-120	2x0,06 км, АС-120	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ»	2021

1	2	3	4	5	6	7	8
		ВЛ 110 кВ Первоуральская – Металл I, II цепь с отпайками					
16.	ПС 110 кВ Подволошная	замена существующих трансформаторов тока ТТ В 110 кВ Т-1 и ТТ В 110 кВ Т-2 ОРУ 110 кВ на оборудование номинальным током не менее 126 А	ОАО «РЖД»	Іном = 200 А	Іном ≥ 126 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ»	2022
17.	ПС 110 кВ Подволошная	реконструкция ПС 110 кВ Подволошная с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА и 15 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	1x15 МВА 1x16 МВА	2x25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ»	2022
18.	ПС 110 кВ Волковская	реконструкция ПС 110 кВ Волковская с переносом места размещения ПС на новое место и заменой силовых трансформаторов 1x6,3 МВА и 1x10 МВА на трансформаторы 2x63 МВА	АО «Святогор»	1x6,3 МВА 1x10 МВА	2x63 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Святогор»	2023
19.	ВЛ 110 кВ В. Тура – Тагил 1, 2 с отпайками	сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ В. Тура – Тагил 1, 2 с отпайками до ПС 110 кВ Волковская, сооружаемой на новом месте	АО «Святогор»	–	провод с I _{ддтн} ≥ 350 А при t = +25°C	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Святогор»	2023
20.	ПС 110 кВ Бородовская	строительство ПС 110 кВ Бородовская с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	–	2x16 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	2023
21.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово II цепь	сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово II цепь до границ земельного участка заявителя (ОАО «РЖД»)	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	0,05 км, АС-70; 0,76 км, кабелем сечением 185 мм ²	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	2023
22.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово II цепь	сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово II цепь от границы земельного участка ОАО «РЖД» до ПС 110 кВ Бородовская	ОАО «РЖД»	–	ЛЭП с I _{ддтн} ≥ 85 А при t = +40°C и ниже	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	2023
23.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДОЗ с отпайкой на ПС Мирная	сооружение отпайки от отпайки на ПС Мирная от ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДОЗ с отпайкой на ПС Мирная до границ земельного участка заявителя (ОАО «РЖД»)	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	0,05 км, АС-70; 0,150 км, кабелем сечением 185 мм ²	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	2023
24.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДОЗ с отпайкой на ПС Мирная	сооружение отпайки от отпайки на ПС Мирная от ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДОЗ с отпайкой на ПС Мирная от границы земельного участка ОАО «РЖД» до ПС 110 кВ Бородовская	ОАО «РЖД»	–	ЛЭП с I _{ддтн} ≥ 85 А при t = +40°C и ниже	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	2023
25.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДОЗ с отпайкой на ПС Мирная	установка ВЧ-заградителя на вновь сооружаемой отпайке от отпайки на ПС Мирная от ВЛ 110 кВ Первоуральская – ДОЗ с отпайкой на ПС Мирная до ПС 110 кВ Бородовская	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	Іном ≥ 85 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Бородовская)	2023

1	2	3	4	5	6	7	8
26.	ПС 110 кВ Костриково	строительство ПС 110 кВ Костриково с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	–	2x16 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Костриково)	2023
27.	ВЛ 110 кВ Полевская – Гвоздика с отпайкой на ПС Диорит, ВЛ 110 кВ Дегтярка – Макарьево с отпайкой на ПС Верхнее Макарьево	сооружение отпаяк от ВЛ 110 кВ Полевская – Гвоздика с отпайкой на ПС Диорит, ВЛ 110 кВ Дегтярка – Макарьево с отпайкой на ПС Верхнее Макарьево до ПС 110 кВ Костриково	ОАО «РЖД»	–	ЛЭП с $I_{ддтн} \geq 64$ А при $t = +40^\circ\text{C}$ и ниже	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Костриково)	2023
28.	ПС 110 кВ Коксовая	установка на ПС 110 кВ Коксовая трансформатора 110/35 кВ мощностью 63 МВА	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	–	1x63 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ НТМК»	2021
29.	ПС 110 кВ Коксовая	расширение ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Коксовая на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	–	Новая ячейка 110 кВ с $I_{ном} \geq 789$ А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ НТМК»	2021
30.	ПС 110 кВ Обжиговая	реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая с установкой второго трансформатора мощностью 4,0 МВА	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	1x6,3 МВА	1x6,3 МВА; 1x4 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ – НТМК»	2023
31.	ПС 220 кВ Вязовская	создание на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салда 1 и 2 с отпайками, УПАСК (ПРД) на ПС 220 кВ Вязовская и УПАСК (ПРМ) на ПС 220 кВ Салда по ВЛ 220 кВ Салда – Тагил I и II цепь с отпайкой на ПС Вязовская для организации передачи УВ на ОН на ПС 220 кВ Салда	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	–	–	исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к вводу ГВО в энергорайоне ПС 220 кВ Салда	2021
32.	ПС 110 кВ Тугулым	реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора 1x6,3 МВА на 1x10 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1x6,3 МВА	1x10 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2022
33.	ПС 110 кВ Шпагатная	реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная с заменой трансформаторов 2x16 МВА на 2x40 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2x16 МВА	2x40 МВА	обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2026
34.	ПС 110 кВ Свобода	реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА и с установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1x10 МВА	2x16 МВА	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2026
35.	ПС 110 кВ Полевская	реконструкция ПС 110 кВ Полевская с заменой трансформаторов 1x16 и 2x15 МВА на 2x40 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1x16 МВА 2x15 МВА	2x40 МВА	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2026
36.	ПС 110 кВ Свердловская	реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора 1x31,5 МВА на 1x40 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1x31,5 МВА	1x40 МВА	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием, обеспечение возможности ТП	2024

1	2	3	4	5	6	7	8
						потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	
37.	ПС 110 кВ Алмазная	реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х16 МВА	АО «ЕЭСК»	2х6,3МВА	2х16 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2025
38.	ПС 110 кВ Горный Щит	реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит с заменой трансформаторов 2х16 МВА на трансформаторы 2х40 МВА	АО «ЕЭСК»	2х16 МВА	2х40 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2021
39.	ПС 110 кВ Керамик	реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов 2х10 МВА на трансформаторы 2х25 МВА	АО «ЕЭСК»	2х10 МВА	2х25 МВА	обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2024
40.	ПС 110 кВ Капралово (ЭЧЭ-213 Ревда)	реконструкция ПС 110 кВ Капралово с заменой трансформаторов 1х15 МВА и 1х25 МВА на 2х40 МВА	ОАО «РЖД»	1х15 МВА, 1х25 МВА	2х40 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2022
41.	ПС 110 кВ Гагарский (ЭЧЭ-244 Гагарский)	реконструкция ПС 110 кВ Гагарский с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА	ОАО «РЖД»	2х16 МВА	2х25 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2022
42.	ПС 110 кВ Гвоздика (ЭЧЭ-249 Сысерть)	реконструкция ПС 110 кВ Гвоздика с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА	ОАО «РЖД»	2х16 МВА	2х25 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2022
43.	ПС 110 кВ Михайловская	реконструкция ПС 110 кВ Михайловская с заменой БСК	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	48,72 Мвар	33,52 Мвар	замена оборудования, содержащего запрещенные стойкие органические загрязнители (полихлорированные бифенилы)	2023
44.	КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками	реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками от опоры № 26 до опоры № 128 с заменой опор и провода ЛЭП	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	21,61 км, М-70	19,83 км, АС-120	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2026
45.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I и II цепь с отпайками	реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская с заменой опор и провода ЛЭП	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х10,62 км, АС-300	2х10,62 км, АСК-300	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2026

1	2	3	4	5	6	7	8
46.	ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень, ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень	реконструкция ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	9,35 км, СА-95, АС-150 26,5 км, СА-95, М-95, АС-150	9,35 км, АС-150 26,5 км, АС-150	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2026
47.	ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье	реконструкция ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье на участке от портала 110 кВ ПС 220 кВ Кошай до портала ПС 110 кВ Предтурье с заменой опор и провода ЛЭП	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	41,3 км, АС-95	41,3 км, АС-150	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2026
48.	ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками	реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (в районе города Первоуральска) с заменой опор и провода ЛЭП	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х4,92 км, АС-150	2х4,5 км, АС-240	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2023
49.	Транзит 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь	реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь с образованием ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка и ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары, ВЛ 110 кВ Шаля – Шамары	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ОАО «РЖД»	–	0,06 км АС-120	снижение стоимости потерь электрической энергии	2022

¹ Технические характеристики и стоимость реализации указаны ориентировочно и уточняются на стадии проектирования.

**ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электросетевого комплекса 35 кВ и ниже (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области**

Номер строки	Наименование мероприятия	Обоснование необходимости выполнения мероприятия*	Технические характеристики**	Год ввода/окончания реконструкции	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	7
1.	Объекты реконструкции				
2.	Реконструкция ПС 35 кВ БКЗ. Замена силового трансформатора с увеличением трансформаторной мощности на 0,7 МВА до 2,5 МВА (2,50 МВА)	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2,50 МВА	2021	АО «ЕЭСК»
3.	Реконструкция ТП 10 кВ 1304 с заменой на 2 БКТП (0,8 МВА)	исполнение требований законодательства Российской Федерации в части ликвидации травмоопасного оборудования (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»)	0,8 МВА	2021	АО «ЕЭСК»
4.	Реконструкция ТП 10 кВ 4074 с заменой на БКТП новую (1,3 МВА)	исполнение требований законодательства Российской Федерации в части ликвидации травмоопасного оборудования (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»)	1,3 МВА	2024	АО «ЕЭСК»
5.	Реконструкция КЛ 6кВ ПС 110 кВ Чкаловская – ТП 6 кВ 2125 № 1, 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,36 км	2023	АО «ЕЭСК»
6.	Реконструкция КЛ 10 кВ РП 10 кВ 563 – ТП 10 кВ 1438 (№ 1)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,77 км	2022	АО «ЕЭСК»
7.	Реконструкция КЛ 6 кВ ПС 110 кВ Бархотка – РП 10 кВ 123 (№ 1, 2)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,6 км	2024	АО «ЕЭСК»
8.	Реконструкция КЛ 6 кВ ПС 110 кВ Литейная – РП 6 кВ 350 (№ 1, 5)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,6 км	2023	АО «ЕЭСК»
9.	Реконструкция сети 6 кВ с прокладкой КЛ 6 кВ РП 6 кВ 350 – ТП 6 кВ 3260 и КЛ 6 кВ ТП 6 кВ 3260 – ТП 6 кВ 3195	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,15 км	2025	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
10.	Реконструкция КЛ 6 кВ ПС 110 кВ Куйбышевская – РП 6 кВ 302	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,7 км	2023	АО «ЕЭСК»
11.	Реконструкция двух КЛ 10 кВ РП 10 кВ 807 – РП 6 кВ 867	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,40 км	2025	АО «ЕЭСК»
12.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 10 кВ 1686 – ТП 10 кВ 1687	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,46 км	2022	АО «ЕЭСК»
13.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ ТП 10 кВ 4013 руб. № 8, 12	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,44 км	2021	АО «ЕЭСК»
14.	Реконструкция КВЛ 6 кВ ПС 35 кВ Шарташская – ТП 1523	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,65 км	2022	АО «ЕЭСК»
15.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 1522 руб. № 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,73 км	2021	АО «ЕЭСК»
16.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 1932 руб. № 4	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2022	АО «ЕЭСК»
17.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ РП 136 руб. № 13	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,10 км	2022	АО «ЕЭСК»
18.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ РП 9010 для электроснабжения жилого дома по адресу: ул. Вилонова, д. 47	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 км	2022	АО «ЕЭСК»
19.	Реконструкция 2 кабельных выводов 0,4 кВ от ТП 3289 руб. № 4, 20	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2022	АО «ЕЭСК»
20.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2596 руб. № 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,37 км	2023	АО «ЕЭСК»
21.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2595 – сеть к жилым домам по ул. Двинская, ул. Кольцевая (руб. № 2; сеть к жилым домам по ул. Кольцевая, ул. Барвинка, ул. Колокольная, д. 22 (руб. № 4); сеть к жилым домам по ул. Кольцевая, ул. Барвинка (руб. № 23); сеть к жилым домам по ул. Двинская, ул. Краснолесья	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,95 км	2025	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
22.	Реконструкция КВ 0,4 кВ от ТП 4009 руб. № 16 до опоры № 1	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,05 км	2022	АО «ЕЭСК»
23.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1929 руб. № 6, 14 для электроснабжения жилого дома по адресу: пер. Парковый, д. 41/4	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,46 км	2022	АО «ЕЭСК»
24.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1654 руб. № 8, 12 до ВРУ детского сада по адресу: ул. Есенина, д. 11	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 км	2022	АО «ЕЭСК»
25.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1303 руб. № 1, 16 для электроснабжения жилых домов по адресам: ул. Мамина Сибиряка, д. 56, ул. Тургенева, д. 30а	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 км	2022	АО «ЕЭСК»
26.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1683 руб. № 2, 10 до ВРУ теплопункта по адресу: ул. Сыромологова, д. 16	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 км	2022	АО «ЕЭСК»
27.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ ТП 1364 руб. № 14, 2 кабельные перемычки между щитами 0,4 кВ жилого дома по ул. Тургенева, д. 11	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,12 км	2022	АО «ЕЭСК»
28.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1920 руб. № 8, 14, 4 кабельные перемычки между щитами жилых домов по адресам: ул. Восточная, д. 84, ул. Восточная, д. 84а, ул. Восточная, д. 84б, ул. Восточная, д. 84в	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,46 км	2022	АО «ЕЭСК»
29.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1102 руб. № 4, 10, 2 кабельных перемычек для электроснабжения жилого дома по адресу: ул. Советская, д. 9	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,38 км	2022	АО «ЕЭСК»
30.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ ТП 1576 руб. № 4, кабельной перемычки для электроснабжения жилого дома по адресу: ул. Мамина Сибиряка, д. 70	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,11 км	2022	АО «ЕЭСК»
31.	Реконструкция 4 КЛ 0,4 кВ ТП 1367, РУ 0,4 кВ ТП 1367 с заменой руб. № 11, 25, 27, 31	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 км	2022	АО «ЕЭСК»
32.	Реконструкция 2 КЛ 0,4 кВ ТП 1100 руб. № 8, 18	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,18 км	2022	АО «ЕЭСК»
33.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ РП 336 руб. № 25 до жилого дома по адресу: ул. Красных Командиров, д. 12	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2022	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
34.	Реконструкция КЛ 6 кВ ТП 3125 – ТП 3154	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 км	2023	АО «ЕЭСК»
35.	Реконструкция сети 6 кВ со строительством 2 КЛ 6 кВ РП 615 – ТП 2051 и РП 615 – ТП 20410 взамен существующей КЛ 6 кВ ТП 2040 – ТП 2051. Перезавод КЛ 6 кВ ТП 2120 – РП 260 из РП 260 в ТП 2051	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,84 км	2024	АО «ЕЭСК»
36.	Реконструкция КЛ 6 кВ с демонтажем ТП 4061 и перезаводом КЛ 0,4 кВ ТП 4061 руб. № 2, 4, 6 на ТП 4312 руб. № 8, 12, 14	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,03 км	2022	АО «ЕЭСК»
37.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ от ТП 4026 руб. № 4 до ВРУ жилого дома по адресу: ул. Шаумяна, д. 98, корп. 1. Реконструкция КЛ 0,4 кВ от ТП 4031 руб. № 10 до ВРУ жилого дома по адресу: ул. Шаумяна, д. 98, корп. 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 км	2022	АО «ЕЭСК»
38.	Реконструкция КЛ 10 кВ РП 261 – ТП 2379	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,05 км	2023	АО «ЕЭСК»
39.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 2105 – ТП 2109	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2023	АО «ЕЭСК»
40.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 2094 – ТП 4213	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,75 км	2023	АО «ЕЭСК»
41.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 4050 – 4229	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 км	2023	АО «ЕЭСК»
42.	Реконструкция КЛ 6 кВ ТП 2531 – ТП 2911	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,45 км	2023	АО «ЕЭСК»
43.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 2735 – ТП 2757	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,53 км	2024	АО «ЕЭСК»
44.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 4147, руб. № 6, 17	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,79 км	2022	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
45.	Реконструкция 2 КЛ 10 кВ ПС Академическая – РП 288/2324 со строительством 2 КЛ 10 кВ от РП 288 яч. 7, 16 до РП 621 яч. 5, 14 (1 этап), 2 КЛ 10 кВ от ПС Академическая яч. 25, 38 до РП 288 яч. 5, 14 (2 этап). Реконструкция РУ 10 кВ РП 288 яч. 5, 14, РУ 10 кВ РП 621 яч. 5, 14	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,76 км	2024	АО «ЕЭСК»
46.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ ТП 3200 руб. № 8, КЛ 0,4 кВ ТП 3202 руб. № 10 до ВРУ детского сада № 495 по адресу: ул. Коммунистическая, д. 12	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,58 км	2023	АО «ЕЭСК»
47.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2336 – сеть к жилым домам по ул. Гризодубовой, ул. Амундсена (руб. № 2); сеть к жилым домам по ул. Тельмана (руб. № 6); сеть к жилым домам по ул. Военного Флота, ул. Хасановской (руб. № 7); сеть к жилым домам по ул. Депутатской, ул. Советских женщин (руб. № 10); сеть к жилым домам по ул. Советских женщин, д. 44, д. 44а, д. 45а, д. 45б (руб. № 12); сеть к жилым домам по ул. Хользунова, ул. Советских женщин (руб. № 13)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	10,01 км	2023	АО «ЕЭСК»
48.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 1160 руб. № 12	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,44 км	2022	АО «ЕЭСК»
49.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4382 руб. № 8	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,66 км	2022	АО «ЕЭСК»
50.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 3868–3798	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,29 км	2022	АО «ЕЭСК»
51.	Реконструкция сети 0,4 кВ со строительством КЛ 0,4 кВ от ТП 2086 руб. № 11 до ВРУ жилого дома по ул. Военная, д. 9 взамен ЛЭП 0,4 кВ от железной дороги ул. Военная, д. 7а. Реконструкция ТП 2086 с заменой руб. № 11	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,3 км	2022	АО «ЕЭСК»
52.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ от ТП 1805 руб. № 14 до жилого дома по ул. Народной Воли, д. 103. КЛ 0,4 кВ от ТП 1847 руб. № 3 до жилого дома по ул. Народной Воли, д. 103	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2022	АО «ЕЭСК»
53.	Реконструкция трех КЛ 0,4 кВ от ТП 1025 руб. № 5, 7, 11 до жилого дома и административного здания по ул. Свердлова, д. 6	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,15 км	2022	АО «ЕЭСК»
54.	Реконструкция КЛ 6 кВ ТП 1721–1714	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,7 км	2022	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
55.	Реконструкция ВЛ 6 кВ РП 181 – ТП 1502	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 км	2022	АО «ЕЭСК»
56.	Реконструкция ВЛ 6 кВ РП 181 – ТП 1280	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2022	АО «ЕЭСК»
57.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 51611 руб. № 3	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,78 км	2022	АО «ЕЭСК»
58.	Реконструкция ВЛ 10 кВ для выполнения связи между ВЛ 10 кВ РП 189-РП 509/ТП 1504 и ВЛ 10 кВ ТП 1125-ТП 70007/ТП 5527	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,72 км	2022	АО «ЕЭСК»
59.	Реконструкция КЛ 6 кВ ПС ЗИК – РП 155	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,4 км	2024	АО «ЕЭСК»
60.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ РП 475 руб. № 13	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км	2022	АО «ЕЭСК»
61.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2482 руб. № 1	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,87 км	2022	АО «ЕЭСК»
62.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4797 руб. № 3	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2021	АО «ЕЭСК»
63.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4297 руб. № 3	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,68 км	2022	АО «ЕЭСК»
64.	Реконструкция кабельной перемычки 0,4 кВ ТП 2721 между домами по ул. Бородина, д. 4 и ул. Бородина, д. 4а	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2022	АО «ЕЭСК»
65.	Реконструкция электроснабжения дома по ул. Розы Люксембург, д. 16 с переводом питания с ТП 1097 руб. № 8 на ВЛ 0,4 кВ РП 577 руб. № 12. Демонтаж ТП 1097	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,06 км	2022	АО «ЕЭСК»
66.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 5021 – сеть к железной дороге по пер. Медиков, д. 4, д. 6, д. 10, д. 14, д. 16, дома 3–11, д. 15, д. 17; ул. Городская, д. 16, д. 39 (руб. № 3)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,73 км	2021	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
67.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2060 – сеть к железной дороге по ул. Зимняя, дома 1–19, дома 4–20; ул. Прониной, д. 16, д. 18; ул. Щербакова, дома 61–65 (руб. № 1)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,25 км	2022	АО «ЕЭСК»
68.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4480 руб. № 3	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,47 км	2021	АО «ЕЭСК»
69.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4479 руб. № 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,62 км	2022	АО «ЕЭСК»
70.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ПС отрядная – 42111 (яч. 59 ЗС10)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,28 км	2022	АО «ЕЭСК»
71.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ТП 4479–4481	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,64 км	2022	АО «ЕЭСК»
72.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ТП 4094–4093	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,53 км	2022	АО «ЕЭСК»
73.	Реконструкция КЛ 10 кВ ПС Космическая – РП 101	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,5 км	2025	АО «ЕЭСК»
74.	Реконструкция КЛ 6 кВ РП 240 – ТП 2681	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,7 км	2024	АО «ЕЭСК»
75.	Реконструкция КЛ 6 кВ ТП 2911 – ТП 20901	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2024	АО «ЕЭСК»
76.	Реконструкция КЛ 10 кВ ПС Нагорная – РП 422	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,3 км	2025	АО «ЕЭСК»
77.	Реконструкция КЛ 6 кВ ТП 4688 – ТП 4717	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,75 км	2024	АО «ЕЭСК»
78.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 1435 – ТП 1438	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,75 км	2024	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
79.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ПС Отрадная – ТП 4822	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,67 км	2022	АО «ЕЭСК»
80.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 1692 – ТП 1693	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,33 км	2024	АО «ЕЭСК»
81.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ от ТП 1143 руб. № 4 до жилого дома по просп. Ленина, д. 52/4а	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2022	АО «ЕЭСК»
82.	Реконструкция КЛ 10 кВ РП 480 – ТП 4435 № 1, 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,44 км	2024	АО «ЕЭСК»
83.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4297 руб. № 4	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,68 км	2021	АО «ЕЭСК»
84.	Реконструкция КЛ 6 кВ ПС Куйбышевская – РП 306	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,4 км	2025	АО «ЕЭСК»
85.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП 1376–1380–1, 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,31 км	2023	АО «ЕЭСК»
86.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ТП 4093–4820/4293	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км	2023	АО «ЕЭСК»
87.	Реконструкция ВЛ 10 кВ 2717–2711 и ВЛ 10 кВ 2757–2735/26017 с установкой новой БКТП и реклоузером. Реконструкция ВЛ 10 кВ КП2–26016/2714/2766/2748, ВЛ 10 кВ 2724–2764/2746/2714, ВЛ 10 кВ 2764–2764/2756/2745 (а, б)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,26 МВА; 4,59 км	2025	АО «ЕЭСК»
88.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Г. Щит – ф. Арамиль	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,5 км	2024	АО «ЕЭСК»
89.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Г. Щит – ф. Зубр	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	8,2 км	2023	АО «ЕЭСК»
90.	Реконструкция ВЛ 10 кВ 1522–51630	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2022	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
91.	Реконструкция ВЛ 6 кВ 51612–7/51611	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 км	2022	АО «ЕЭСК»
92.	Реконструкция ВЛ 6 кВ 4858–4107	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 км	2021	АО «ЕЭСК»
93.	Реконструкция ВЛ 6 кВ ПС Ш. речка – ф. Сады	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,2 км	2022	АО «ЕЭСК»
94.	Реконструкция ВЛ 6 кВ 2287–2429	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 км	2021	АО «ЕЭСК»
95.	Реконструкция КЛ 10 кВ 3798–3870	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,54 км	2022	АО «ЕЭСК»
96.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 51607 руб. № 6	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,01 км	2022	АО «ЕЭСК»
97.	Реконструкция ВЛ 6 кВ Ш. Речка – ф. Березовый с установкой предохранителей-разъединителей типа ПРВТ на отпайки ТП 4913, ТП 42023, ТП 42014, 4911/41959. Замена провода на самонесущий изолированный провод в пролете опор 83–126 с установкой дополнительных опор	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	21,41 км	2022	АО «ЕЭСК»
98.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Г. Щит – ф. ВЧ-1 с установкой реклоузера для секционирования с ВЛ 10 кВ Г. Щит – ф. Курганово. Установка реклоузера на отпайке к ТП 5124/25155 на опоре № 71. Замена опор и замена провода на самонесущий изолированный провод	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	20,23 км	2024	АО «ЕЭСК»
99.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 5127 руб. № 2 с разделением сети. Установка новой ТП	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2021	АО «ЕЭСК»
100.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ПС Балтымская – ТП 3859 с отпайками ТП 3071/ТП 3072/ТП 3073/ТП 3074/ТП3076/ТП 30506/ТП 6135/ТП3879/ТП 30510	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	16,1 км	2022	АО «ЕЭСК»
101.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4797 руб. № 1 и разделение сети 0,4 кВ. Установка ТП 41951	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА; 2,6 км	2021	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	7
102.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2010 – сеть к железной дороге по пер. Рязанский, дома 32–64, дома 31–63; ул. Газетная, д. 47, д. 49, д. 51; ул. Мусоргского, д. 36, д. 40, д. 42, дома 21–29, д. 35; ул. Промысловая, д. 6, д. 8 (руб. № 6), сеть к железной дороге по пер. Косьвинский, дома 14–72, дома 13–55, ул. Патриса Лумумбы, дома 60–64; ул. Промысловая, д. 4, д. 13, д. 15; пер. Мугайский, д. 1, д. 3 (руб. № 7)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,49 км	2021	АО «ЕЭСК»
103.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 3782 руб. 14, руб. № 6	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,54 км	2022	АО «ЕЭСК»
104.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 3707 руб. № 3	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,17 км	2022	АО «ЕЭСК»
105.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2534 руб. № 1	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,68 км	2021	АО «ЕЭСК»
106.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ТП 30802 – ТП 3801/30801	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,76 км	2022	АО «ЕЭСК»
107.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ ТП 2524 руб. № 3, 11 для улучшения качества электрической энергии по ул. Чайковского, д. 62	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,13 км	2022	АО «ЕЭСК»
108.	Реконструкция КЛ 6 кВ ПС Малышевская – РП 6 кВ 9551-1,2, КЛ 6 кВ ПС Малышевская – РП 6 кВ 170 для улучшения качества электрической энергии	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,8 км	2022	АО «ЕЭСК»
109.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ от ТП 1619 руб. № 3 для улучшения качества электрической энергии по ул. Студенческой, д. 13	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,22 км	2021	АО «ЕЭСК»
110.	Реконструкция КЛ 0,4 кВ (ТП 3722, руб. № 2) от ВРУ детского сада № 384 по ул. Корепина, д. 26 до наружного вводного устройства жилого дома по ул. Бабушкина, д. 13 для улучшения качества электрической энергии	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,15 км	2022	АО «ЕЭСК»
111.	Реконструкция 2 КЛ 10 кВ РП 317 – ТП 3211-1,2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,62 км	2022	АО «ЕЭСК»
112.	Реконструкция ПС 110 кВ Балтымская с заменой трансформатора напряжением 35 кВ 1х7,5 МВА на 1х10 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	10 МВА	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	7
113.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Шайтанка	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, исключение неудовлетворительного технического состояния	20 МВА	2026	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
114.	Реконструкция ПС 35/6 кВ БИЗ (ЭСК Бобровского изоляционного завода). Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 (26 МВА)	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	26 МВА	2021-2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
115.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Косой Брод от ПС 110/10 кВ Диорит с ответвлением до ВЛ 10 кВ Зубр, с установкой реклоузера. Блочный комплектный распределительный пункт 5455 «Секционный» с установкой БСК (изменение схемы электроснабжения 10 кВ с. Курганово) (7,55 км, 1 шт)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,55 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
116.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. поселок Выя от ТП-41, входящей в состав ЭСК ПС «Выя» 10/0,4 кВ для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Большая Выя и пос. Малая Выя (0,32 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
117.	Реконструкция ВЛ 0,4кВ ф. 12 от ТП-51, входящей в комплекс распределительных сетей напряжением 6 кВ; 0,4 кВ ПС «Баранча» 110кВ для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Баранчинский, ул. Розы Люксембург (0,52 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,52 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
118.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Пограничников от ТП-73212, входящей в ЭСК ПС «Свобода» (для улучшения качества электроэнергии по ул. Пограничников в г. Сысерти) (0,58 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,58 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
119.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП-70101 ф. Комсомольская, входящей в ЭСК Сысертского городского округа (для улучшения качества электроэнергии по ул. Пугачева в пос. Большой Исток) (0,44 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,44 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
120.	Реконструкция КЛ 6 кВ, литер 98–100 для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Кировграде (5,8 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,8 км	2026	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
121.	Объекты нового строительства				
122.	Строительство сети 10 кВ от ПС 110/10 кВ Свобода (3,4 км)	организация резервной схемы электроснабжения ПС 110/35/6 кВ Гидромаш, в том числе собственных нужд подстанции и потребителей, присоединенных к РУ 6 кВ ПС	3,4 км	2026	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
123.	Строительство ответвления от ВЛ 10 кВ ПС Таволги – Ребристый до ТП-732, ТП-732, ВЛ 0,4 кВ для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Середовина (0,1 МВА; 0,69 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,69 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	7
124.	Строительство ответвления от ЛЭП-6кВ ф. Подхоз КГОКа входящей в состав ЭСК ПС «Ис» 110/35/6 кВ, КТП 6/0,4 кВ, ВЛ 0,4кВ с установкой приборов учета, для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Ис (1,6 км, 0,1 МВА, 3 т.у.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 1,6 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
125.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ ЦРП – Виллойская (входящей в состав ЭСК ПС «Реши» 35/10 кВ) до ТП-7378, ТП-7378, ВЛ 0,4 кВ с установкой приборов учета для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Новоасбест (0,247 км) (0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,247 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
126.	Строительство ответвлений от ЛЭП 10 кВ ф. Станция Выя, входящего в состав ЭСК ПС «Выя» 10/0,4 кВ, на ТП-886, ТП-887; ТП-886, ТП-887, ВЛ 0,4 кВ для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Большая Выя и пос. Малая Выя (2,3 км, 0,35 кВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 МВА; 2,3 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
127.	Строительство ответвлений от ВЛ 6 кВ от опоры 2 по ул. Молодцова пос. Нейво-Рудянка до здания трансформаторной подстанции ТП-507 литера 6 и от ВЛ 6 кВ ТП-2 ЛХЗ – Скважина отпайка на ТП-535, входящей в состав ЭСК пос Нейво-Рудянка, на ТП-537, ТП-538; ТП-537, ТП-538 для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Нейво-Рудянка (1,0 км, 0,32 кВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 МВА; 1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
128.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ литер 119Б, ТП-3167, ВЛ 0,4 кВ ТП-3167 – ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-3167 – ф. 2, ВЛ 0,4 кВ ТП-3167 – ф. 3 для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Кировграде (0,5 км, 0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,5 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
129.	Установка электростанции. Строительство ЛЭП-10 кВ на ТП-217 от ВЛ 10 кВ ПС Горноуральская-М. Лая, ТП-217, ЛЭП 0,4 кВ (1 шт., 0,41 км, 0,063 МВА.)	реализация 3 этапа Всероссийской программы развития зарядной инфраструктуры для электротранспорта	0,063 МВА; 0,41 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
130.	Установка электростанции. Строительство ЛЭП 6 кВ от ВЛ 6 кВ ТП-2084 – Новая Тура на ТП-889, ТП-889, ЛЭП 0,4 кВ от ТП-889. Установка прибора учета (0,25 км, 0,063 МВА)	реализация 3 этапа Всероссийской программы развития зарядной инфраструктуры для электротранспорта	0,063 МВА; 0,25 км	2024	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
131.	Строительство ответвления от ЛЭП-6 кВ Победа, ТП-35, ВЛ 0,4 кВ ТП-35 – ул. Розы Люксембург, входящих в состав комплекса распределительных сетей напряжением 6 кВ; 0,4кВ ПС «Баранча» 110 кВ для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Баранчинский, ул. Розы Люксембург (0,1 км, 0,1 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	7
132.	Строительство ответвления от линии электроснабжения ВЛ 6 кВ от электрической подстанции № 11 по ул. Артема № 131 до КТПН (400/6-0,4), входящей в состав ЭСК ПС Ис 110/35/6 кВ, на ТП – 930, ТП-930, ВЛ 0,4 кВ ТП-930 – ул. Красноармейская, ВЛ 0,4 кВ ТП-930 – ул. Краснофлотская для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Ис (0,55 км, 0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,55 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
133.	Строительство от ВЛ 10 кВ Колюткино до ТП-63089. ТП-63089. ЛЭП 0,4 кВ от ТП-63089 (для улучшения качества электроэнергии в с. Черноусово по ул. Горная, д. 100) (0,10 МВА; 0,1 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
134.	Строительство отпайки от ВЛ-10 кВ «Ледянка-2» до ПС 110/6 кВ «Мариинская» (11 км, 2,5 МВА)	приведение схемы сети 10 кВ в соответствие с требованиями по обеспечению категории надежности электроснабжения потребителей, запитанных от тупиковой ПС 110 кВ Мариинская	2,5 МВА; 11 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
135.	Строительство КВЛ 35 кВ Карпушиха – Шайтанский рудник (для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Медно-рудная компания») (4,4 км)	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Медно-Рудная компания»	4,4 км	2021-2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
136.	Строительство ответвления 35 кВ на ПС 35 кВ Шайтанский рудник от ВЛ 35 кВ Карпушиха – Левиха (для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Медно-рудная компания») (0,03 км)	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Медно-Рудная компания»	0,03 км	2021-2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
137.	Строительство распределительных сетей 10 кВ от ПС 110 кВ Новокольцовская	реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств объектов XXXII Всемирной летней Универсиады 2023 года в г. Екатеринбурге	16,8 МВА; 14,11 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

* Возможные схемно-режимные мероприятия: изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, перевод нагрузки (части нагрузки) на смежные центры питания (при наличии возможности), СКРМ в электрической сети 6(10)–20 кВ филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», АО «ЕЭСК» отсутствуют.

** Технические характеристики и стоимость реализации указаны ориентировочно и уточняются на стадии проектирования.

Приложение № 11
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2022–2026 годов

РЕЗУЛЬТАТЫ
расчетов электроэнергетических режимов

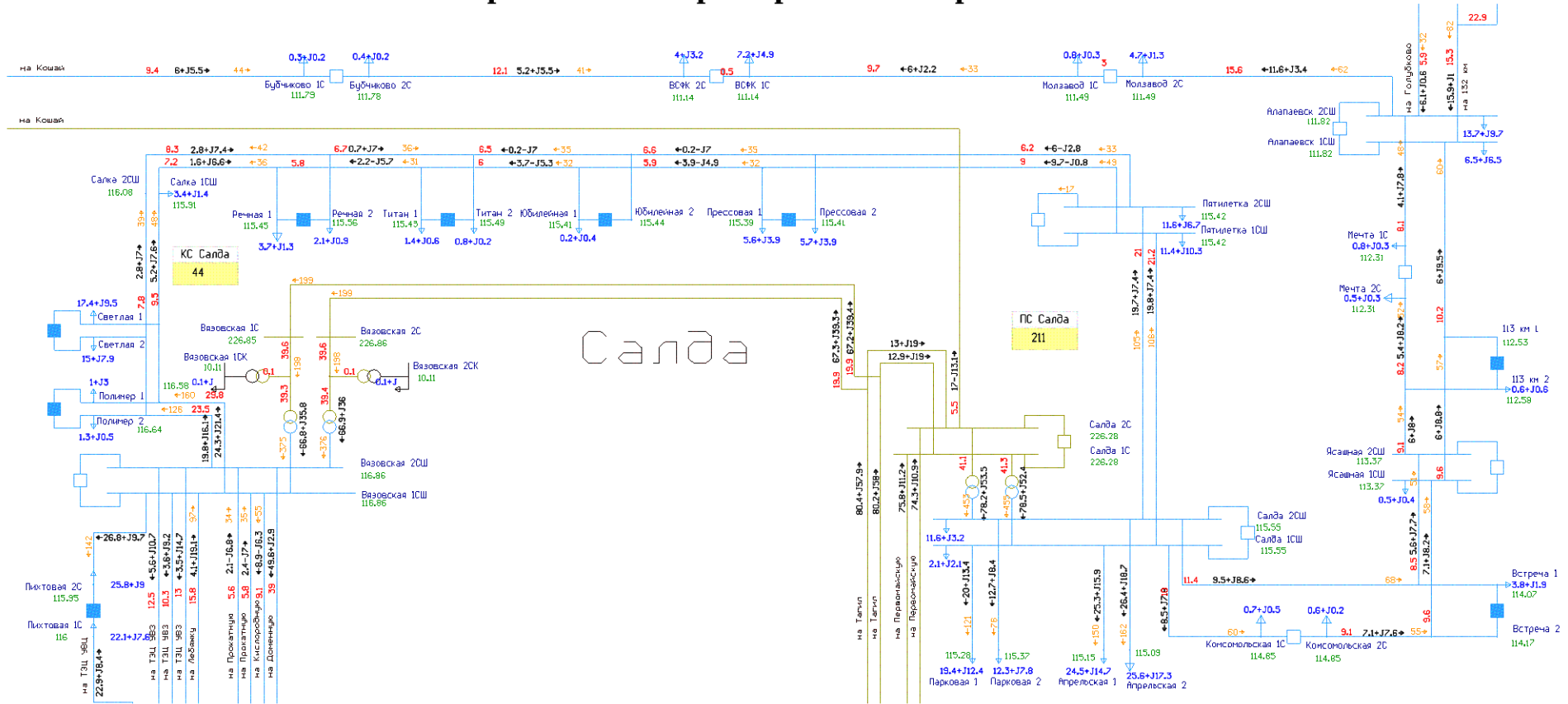


Рисунок 1. Режим зимних максимальных нагрузок 2021 года. Нормальная схема (контроль перетока в КС «Салда» не осуществляется)

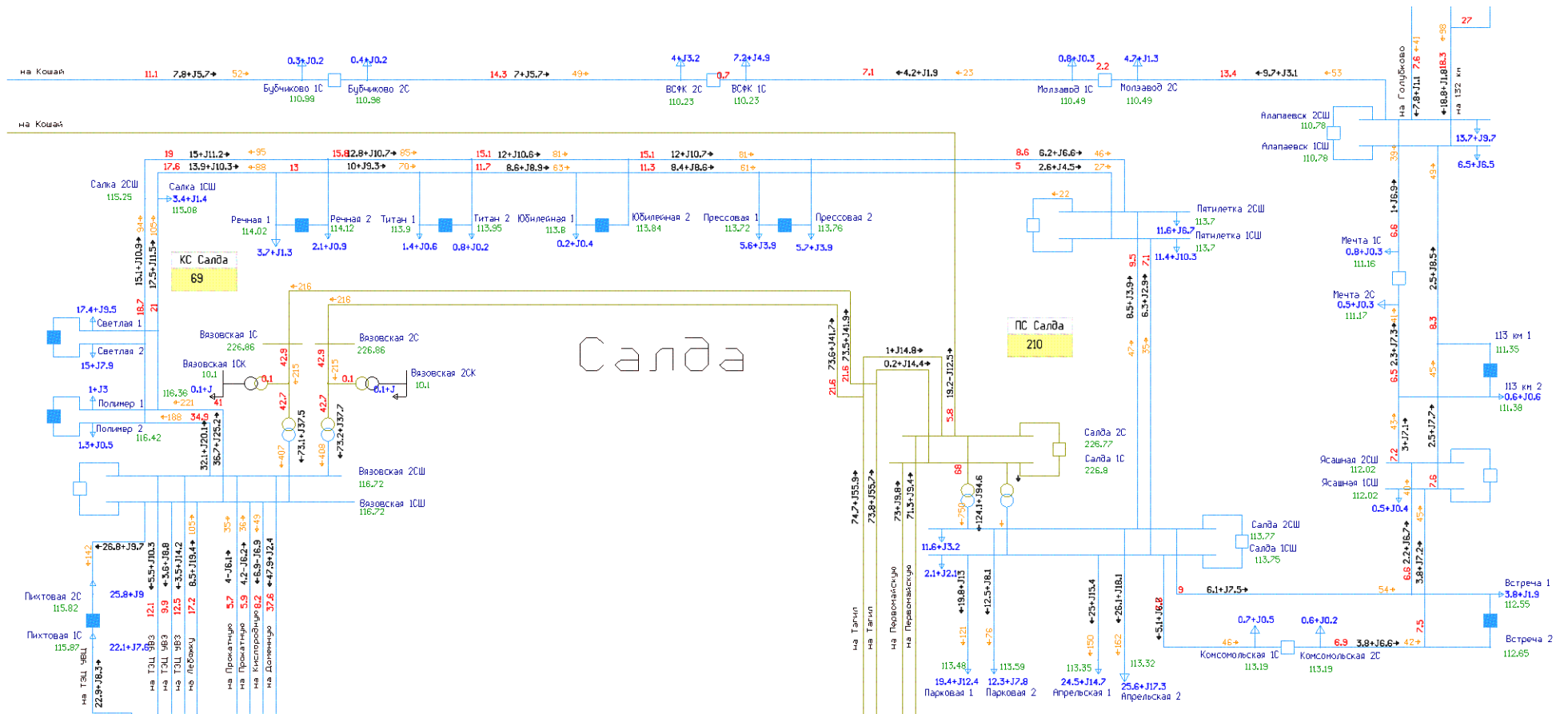


Рисунок 2. Режим зимних максимальных нагрузок 2021 года. Единичная ремонтная схема: отключен АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 87 МВт)

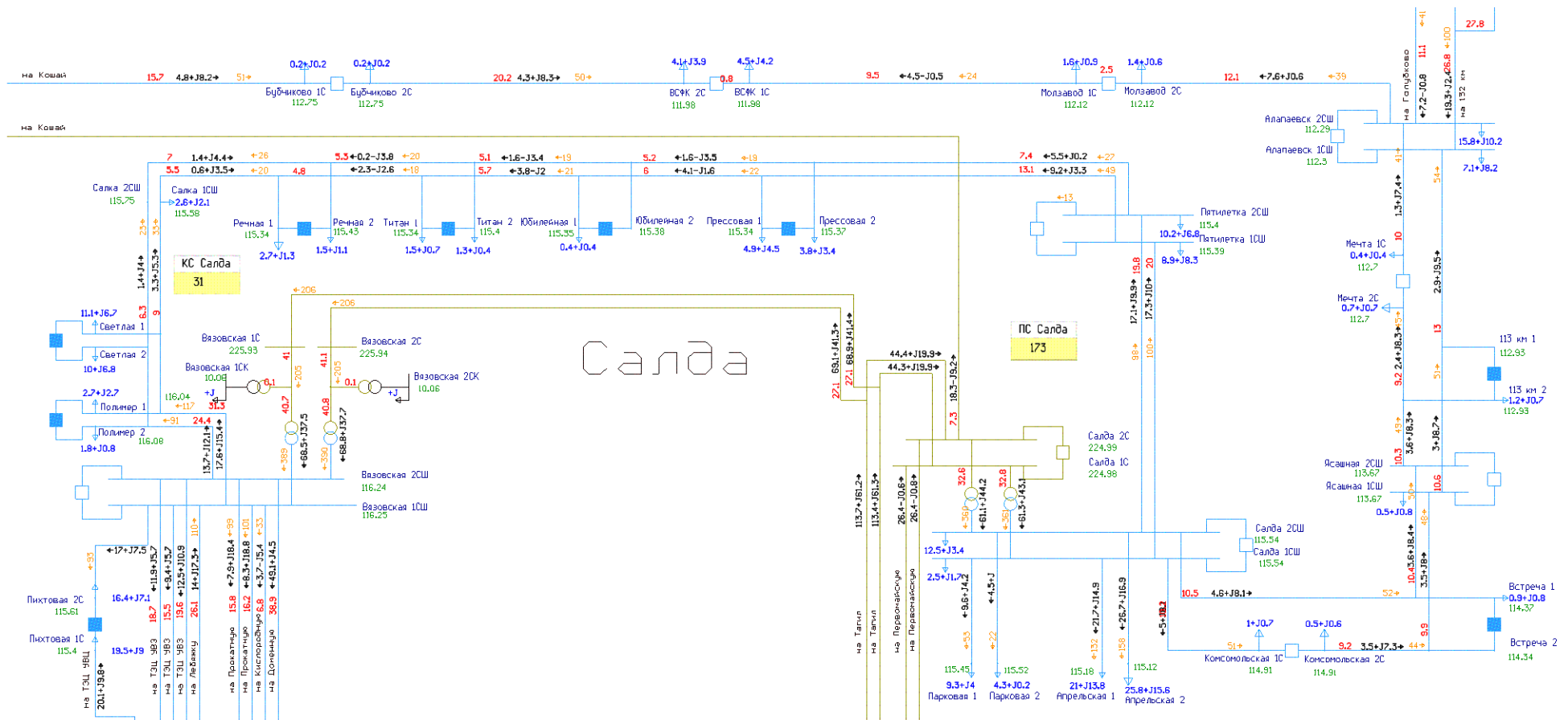


Рисунок 3. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года при температуре периода экстремально высоких температур. Нормальная схема (контроль перетока в КС «Салда» не осуществляется)

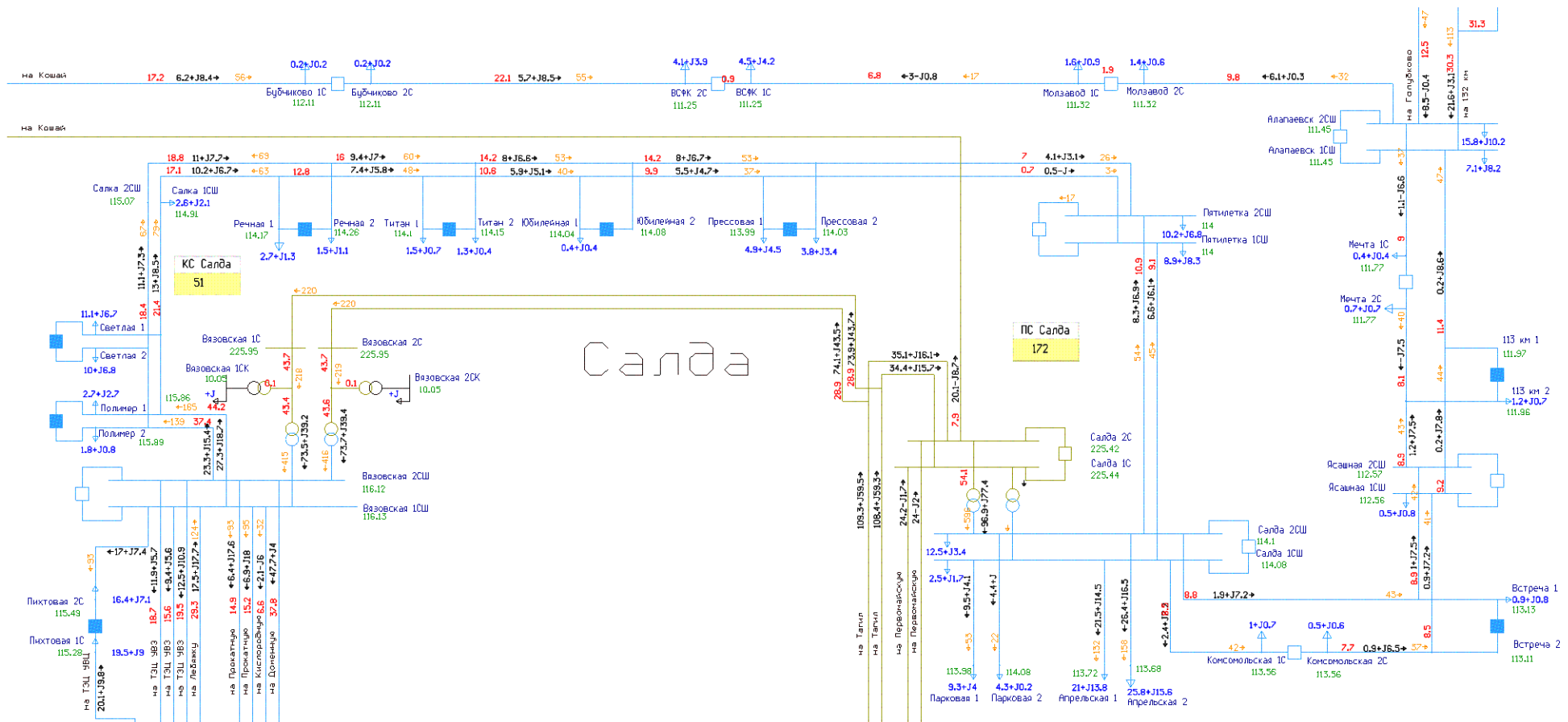


Рисунок 4. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года при температуре периода экстремально высоких температур. Единичная ремонтная схема: отключен АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 66 МВт)

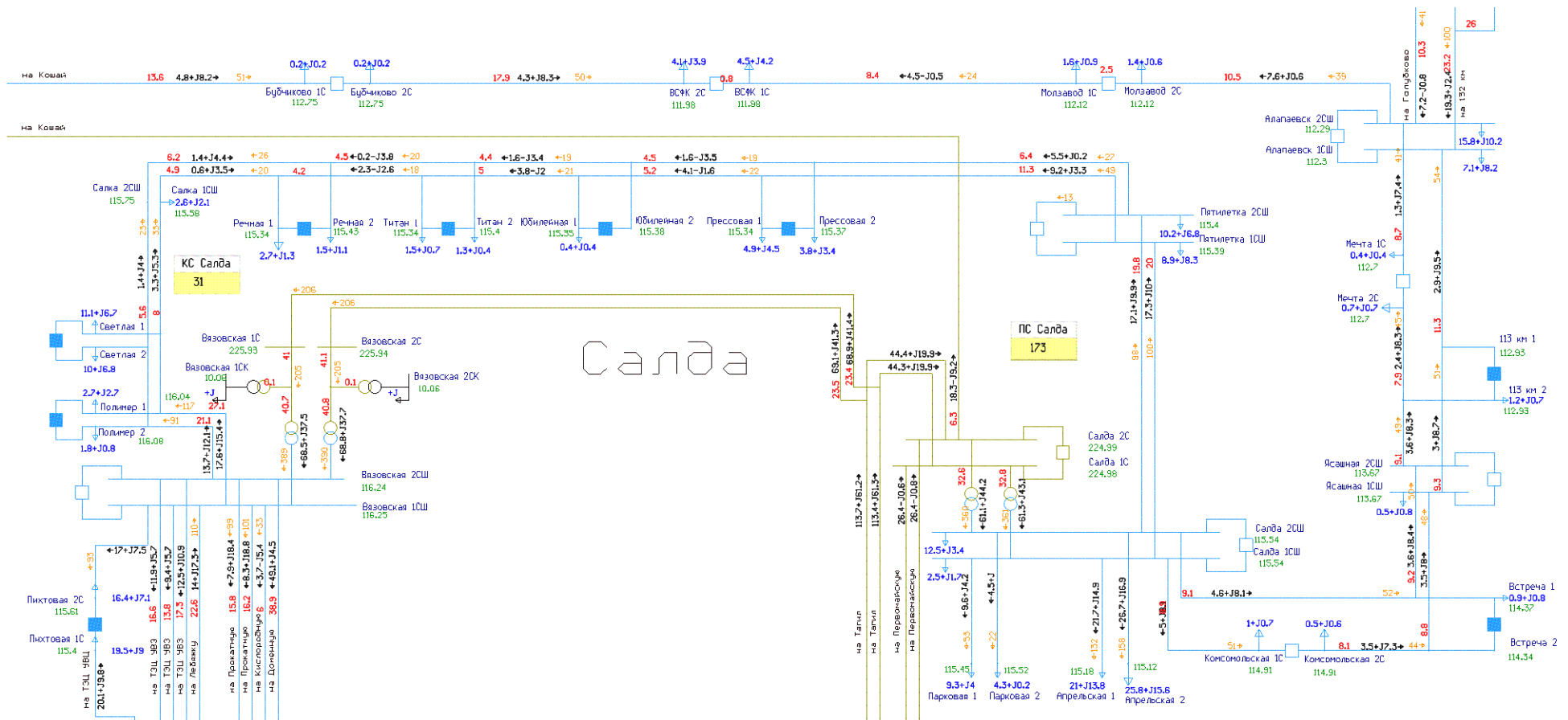


Рисунок 5. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца. Нормальная схема (контроль перетока в КС «Салда» не осуществляется)

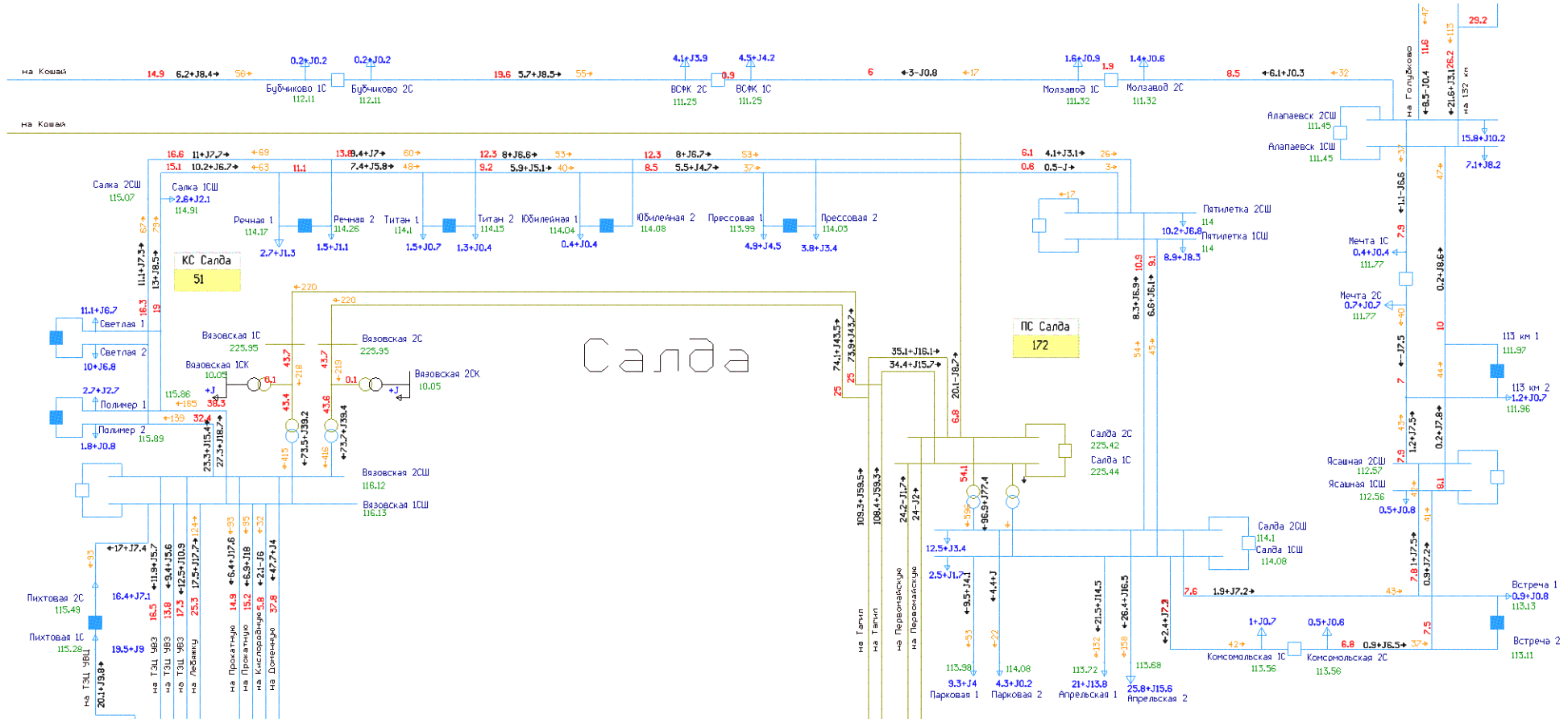


Рисунок 6. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца. Единичная ремонтная схема: отключен АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 82 МВт)

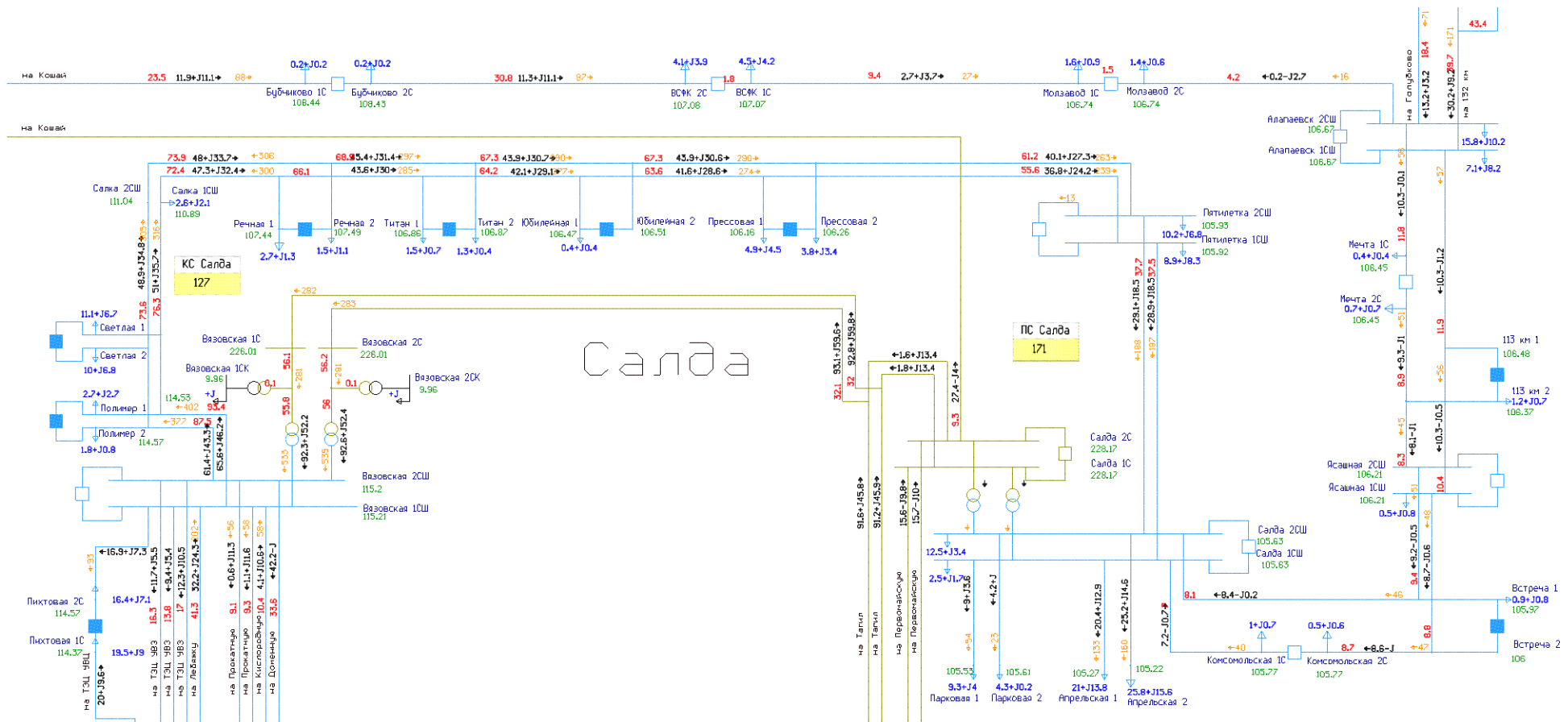


Рисунок 7. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца. Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения): ремонт АТ1 (2) ПС 220 кВ Салда и аварийное отключение АТ2 (1) ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 63 МВт)

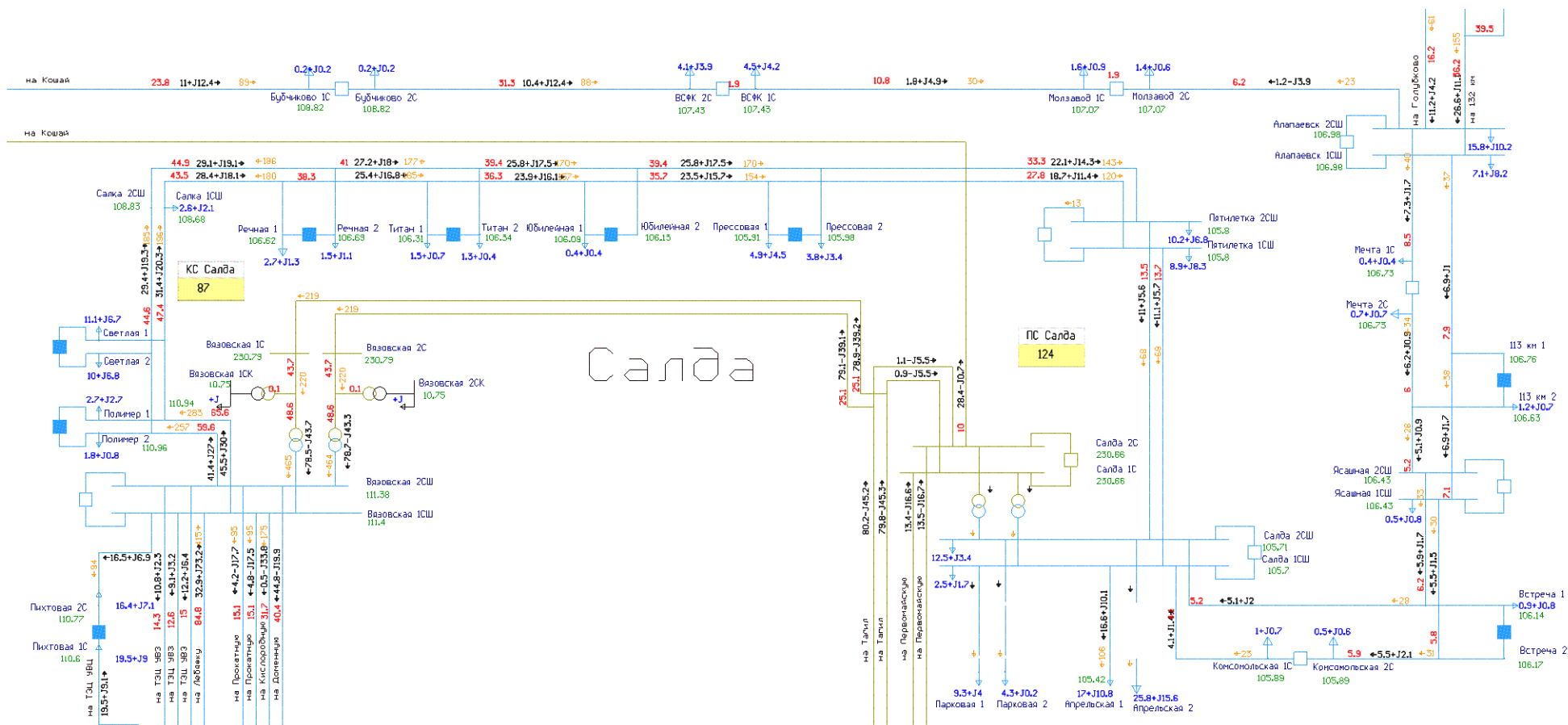


Рисунок 8. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца. Двойная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме): отключены АТ1 и АТ2 на ПС 220 кВ Салда, выполнены схемно-режимные мероприятия, осуществлен ввод ГВО величиной 43 МВт (МДП в КС «Салда» составляет 87 МВт)

Список используемых сокращений

- А – ампер;
АВР – автоматическое включение резерва;
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
АЛАР – автоматика для ликвидации асинхронного режима;
АО – акционерное общество;
АО «Кузбассэнерго» – Кузбасское акционерное общество энергетики и электрификации;
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АРЛ – автоматика разгрузки линии;
АРС – автоматика разгрузки станции;
АТ – автотрансформатор;
АТГ – автотрансформаторная группа;
АЭС – атомная электрическая станция;
БАЗ – Богословский алюминиевый завод;
БАЭС – Белоярская атомная электростанция;
БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция;
БМК – блочная модульная котельная;
БН – (реактор) на быстрых нейтронах;
БСК – батарея статических конденсаторов;
БТС – Березовские тепловые сети;
ВИЗ – открытое акционерное общество «Верх-Исетский металлургический завод»;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВЛ – воздушная линия;
ВЛИ – воздушная линия с применением самонесущих изолированных проводов;
ВНИПИ – Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт;
ВРУ – вводно-распределительное устройство;
ВТГРЭС – Верхнетагильская государственная районная электрическая станция;
ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
г.у.т. – грамм условного топлива;
ГАО – график аварийного ограничения;
ГБУ СО – государственное бюджетное учреждение Свердловской области;
ГК – генерирующая компания;
ГКУ – государственное казенное учреждение;
Гкал – гигакалория;
ГВС – горячее водоснабжение;
ГВО – график временного отключения;
ГОК – горно-обогатительный комбинат;
ГПА-ТЭЦ – газопоршневая мини-ТЭЦ;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ГПУ – газопоршневая установка;

ГРП – газорегуляторный пункт;
ГРЭС – государственная районная электрическая станция;
ГТ-ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГТЭС – газотурбинная электростанция;
ГУП СО – государственное унитарное предприятие Свердловской области;
ГЭС – гидроэлектростанция;
дБА – децибел акустический;
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
ДНП – дачное некоммерческое партнерство;
ДНТ – дачное некоммерческое товарищество;
ДРСУ – дорожное ремонтно-строительное управление;
ДТН – допустимая токовая нагрузка;
ДПМ – договор о предоставлении мощности;
ЕМУП – Екатеринбургское муниципальное унитарное предприятие;
ЕНЭС – единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЕЭСК – Екатеринбургская электросетевая компания;
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
ЖР – жилой район;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ИП – индивидуальный предприниматель;
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
ИТС – индекс технического состояния;
кв. – квартал;
кВ – киловольт;
КВЛ – кабельно-воздушная линия электропередачи;
кв. м – квадратный метр;
кВт – киловатт;
кВт·ч – киловатт-час;
кг.у.т. – килограмм условного топлива;
куб. м/ч – метр кубический в час;
КГОК – Качканарский горно-обогатительный комбинат;
КГУ – когенерационная установка;
КЗ – короткое замыкание;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КИТ – коэффициент использования топлива;
КЛ – кабельная линия;
КНС – канализационная насосная станция;
конс. – консервация;
корп. – корпус;
КПД – коэффициент полезного действия;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КС – контролируемое сечение;
КСК – Каменская сетевая компания;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КТПН – комплектная трансформаторная подстанция наружного исполнения;
КУМЗ – открытое акционерное общество «Каменск-Уральский металлургический завод»;
КЭС – конденсационная электрическая станция;
ЛЭП – линия электропередачи;
МАУ – муниципальное автономное учреждение;
МБУ – муниципальное бюджетное учреждение;
МВА – мегавольтампер;
Мвар – мегавольтампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МДП – максимально допустимый переток;
МДОУ – муниципальное дошкольное образовательное учреждение;
МК – межотраслевой концерн;
МКУ – муниципальное казенное учреждение;
мг/куб. м – миллиграмм на кубический метр;
мкр-н – микрорайон;
млн. куб. м – миллион кубических метров;
ММПС – мобильная модульная подстанция;
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;
МТП – мачтовая трансформаторная подстанция;
МУ – муниципальное учреждение;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МЭС – магистральные электрические сети;
НАО – непубличное акционерное общество;
НДС – налог на добавленную стоимость;
н.п. – населенный пункт;
НПК – научно-производственная корпорация;
НПП – научно-производственное предприятие;
НСТЭЦ – Ново-Свердловская теплоэлектроцентраль;
НТГРЭС – Нижнетуринская государственная районная электрическая станция;
НТМК – Нижнетагильский металлургический комбинат;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОВБ – оперативно выездная бригада;
ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
о.е. – относительная единица;
ОН – ограничение нагрузки;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии;
ОСЦТ – объединенная система централизованного теплоснабжения;
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;
ОЭС – объединенная энергетическая система;

ПА – противоаварийная автоматика;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПАР – послеаварийный режим;
ПАСх – послеаварийная схема;
ПГУ – парогазовая установка;
ПИР – проектно-изыскательские работы;
ПК – потребительский кооператив;
ПКФ – производственно коммерческая фирма;
ПП – переключательный пункт;
ППУ изоляция – пенополиуретановая изоляция;
ПР – планировочный район;
ПРД – передатчик;
ПРМ – приемник;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
ПСЦМ – производство сплавов цветных металлов;
ПТЭ ЭСС – правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РАО – Российское акционерное общество;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЖД – Российские железные дороги;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РП – распределительный пункт;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РТИ – резиновые технические изделия;
РУ – распределительное устройство;
руб. – рубильник;
РЭС – районные электрические сети;
СанПиН – санитарные правила и нормы;
СБУ – Серово-Богословский узел;
СВ – секционный выключатель;
СВМ – схема выдачи мощности;
СЗЗ – санитарно-защитная зона;
СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество;
СО ЕЭС – системный оператор Единой энергетической системы;
СООО – Свердловская областная общественная организация;
СПГ – сжиженный природный газ;
СПМЭС – Свердловское предприятие магистральных электрических сетей;
СПП – станция промышленных предприятий;
СРС – схемно-режимные ситуации;
ст. – станция;
СТЗ – Синарский трубный завод;
СТО – стандарт организации;
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
СТК – Свердловская теплоснабжающая компания;

СТЭЦ – Свердловская тепловая электрическая централь;
СУАЛ – Сибирско-Уральская алюминиевая компания;
СУГРЭС – Среднеуральская государственная районная электрическая станция;
СУМЗ – Среднеуральский медеплавильный завод;
СШ – система шин;
т.у.т. – тонна условного топлива;
ТГ – турбогенератор;
ТГК – территориальная генерирующая компания;
ТМЗ – турбомоторный завод;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТМГ – трансформатор трехфазный масляный герметичный;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – технические условия;
ТФУ – теплофикационная установка;
ТЭБ – топливно-энергетический баланс;
ТЭР – топливные энергетические ресурсы;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
тыс. т/год – тысяча тонн в год;
у.е. – условная единица;
УАЗ – Уральский алюминиевый завод;
УВ – управляющее воздействие;
УВЗ – акционерное общество «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» имени Ф.Э. Дзержинского»;
УГМК – Уральская горно-металлургическая компания;
УЖКХ – управление жилищного и коммунального хозяйства;
УК – управляющая компания;
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УрО РАН – Уральское отделение Российской академии наук;
УрФО – Уральский федеральный округ;
УрФУ – федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»;
УЭХК – Уральский электрохимический комбинат;
ф. – фидер;
ФГБУ – федеральное государственное бюджетное учреждение;
ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие;
ФСК – федеральная сетевая компания;
ЭПК – экспериментально-производственный комбинат;
ЭСК – электросетевой комплекс;
ЦГБ – центральная городская больница;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ЦЭС – центральная электрическая станция;
яч. – ячейка;
 $P_{уст}$ – мощность установленная.