



## УКАЗ

### ГУБЕРНАТОРА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

21.12.2015

№ 650-УГ

г. Екатеринбург

#### Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года

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 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года (прилагаются).
2. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на Заместителя Председателя Правительства Свердловской области С.М. Зырянова.
3. Настоящий указ вступает в силу с 01 января 2016 года.
4. Настоящий указ опубликовать на «Официальном интернет-портале правовой информации Свердловской области» ([www.pravo.gov66.ru](http://www.pravo.gov66.ru)).

Губернатор  
Свердловской области



Е.В. Куйвашев

**УТВЕРЖДЕНЫ**  
Указом Губернатора  
Свердловской области  
от 21.12.2015 № 650-УГ  
«Об утверждении схемы  
и программы развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года»

**СХЕМА И ПРОГРАММА**  
**РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СВЕРДЛОВСКОЙ**  
**ОБЛАСТИ НА 2016–2020 ГОДЫ И НА ПЕРСПЕКТИВУ**  
**ДО 2025 ГОДА**

## СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области.....	6
Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области.....	7
Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области.....	10
Глава 1. Характеристика энергосистемы.....	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 связи энергосистемы Свердловской области.....	18
Глава 6. Средства компенсации реактивной мощности.....	18
Глава 7. Динамика потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Свердловской области.....	19
Глава 8. Структура электропотребления Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.....	22
Глава 9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.....	23
Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за 2010–2014 годы.....	24
Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций.....	26
Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных.....	27
Глава 13. Динамика потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоты от электростанций и котельных Свердловской области.....	29
Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии.....	30
Глава 15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	30
Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга.....	40
Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области.....	46
Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы.....	46
Глава 18. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкие места»).....	46
Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса.....	49
Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области.....	50
Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей.....	52
Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области.....	54
Глава 23. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области.....	55

Глава 24. Анализ состояния энергетической безопасности Свердловской области.....	66
Глава 25. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области.....	67
Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области.....	83
Глава 26. Основные цели и задачи развития энергетики .....	83
Глава 27. Прогноз потребления электроэнергии и мощности.....	84
Глава 28. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области.....	89
Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период.....	94
Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области ..	96
Глава 31. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период с выделением крупных потребителей .....	99
Глава 32. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	101
Глава 33. Организация единых теплоснабжающих организаций.....	124
Глава 34. Потребность электростанций и котельных в топливе .....	125
Глава 35. Энергообеспечение удалённых территорий Свердловской области.....	128
Глава 36. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области .....	131
Глава 37. Объекты, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, и анализ их схем электроснабжения.....	138
Глава 38. Оценка экономической эффективности реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области. Оценка влияния реализации схемы и программы развития электроэнергетики на экономику Свердловской области.....	144
Приложение № 1. Перечень существующих линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ и выше на территории Свердловской области.....	147
Приложение № 2. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области по состоянию на 01 марта 2015 года .....	175
Приложение № 3. Характеристика сетевого комплекса по классам напряжения на 01 января 2015 года .....	178
Приложение № 4. Характеристика средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2015 года .....	179
Приложение № 5. Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы в 2008–2014 годах в разрезе энергорайонов, групп потребителей и крупных потребителей .....	181
Приложение № 6. Наиболее крупные потребители электроэнергии в Свердловской энергосистеме.....	183
Приложение № 7. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области .....	184

Приложение № 8. Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (основные) (МВт).....	194
Приложение № 9. Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (дополнительные) (МВт).....	196
Приложение № 10. Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области (МВт).....	197
Приложение № 11. Объемы и структура дополнительных вводов, а также модернизации и реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с низкой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области (МВт) .....	198
Приложение № 12. Основной реестр электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году .....	199
Приложение № 13. Загрузка центров питания, задействованных при проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году.....	201
Приложение № 14. Контролируемые сечения в энергосистеме Свердловской области .....	202
Приложение № 15. Перечень мероприятий (объектов реконструкции, нового строительства, а также устройств противоаварийной автоматики), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области.....	214
Приложение № 16. План мероприятий по модернизации и созданию новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года.....	222
Список используемых сокращений.....	225

## **Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области**

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области (далее – Свердловская область, регион) на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года учитывает:

- 1) Указ Президента Российской Федерации от 07 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике»;
- 2) Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики России, утвержденную в установленном порядке в предшествующий период;
- 3) проект схемы и программы развития ЕЭС России на 2015–2021 годы;
- 4) схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на 2015–2019 годы и на перспективу до 2024 года, утверждённые постановлением Правительства Свердловской области от 21.05.2014 № 438-ПП «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015–2019 годы и на перспективу до 2024 года»;
- 5) утверждённые в предшествующий период инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство;
- 6) программу социально-экономического развития Свердловской области на 2011–2015 годы, утвержденную Законом Свердловской области от 15 июня 2011 года № 36-ОЗ «О программе социально-экономического развития Свердловской области на 2011–2015 годы»;
- 7) схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями;
- 8) схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями;
- 9) схемы теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, на территориях которых расположены объекты электроэнергетики Свердловской области;
- 10) постановление Правительства Свердловской области от 08.08.2012 № 858-ПП «Об основных параметрах развития газоснабжения и газификации Свердловской области Генеральной схемы газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года»;
- 11) постановление Правительства Свердловской области от 27.08.2008 № 873-ПП «О стратегии социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года»;
- 12) социально-экономические, экономико-технологические, географические, экологические и ресурсные особенности региона;

13) ежегодный отчёт о функционировании Единой энергетической системы России и данные мониторинга исполнения схем и программ развития электроэнергетики;

14) требования ФИФА к стадионам для проведения чемпионата мира по футболу 2018 года в России.

Результаты схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года должны использоваться в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

Основной целью разработки схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года является подготовка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года являются:

1) подготовка предложений по скоординированному 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 110 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.

## **Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области**

Свердловская область – один из крупнейших регионов Российской Федерации, входящий в состав Уральского федерального округа Российской Федерации. Свердловская область входит в Евразийский континент 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. Протяжённость территории с запада на восток – около 560 километров, с севера на юг – около 660 километров. Площадь территории Свердловской области составляет 194,3 тыс. квадратных километров. По территории Свердловской области проходит граница между Европой и Азией. 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, на востоке – с Тюменской областью.

Климат Свердловской области континентальный, средняя температура января от -16 до -20 градусов, средняя температура июля от +16 до +19 градусов, количество осадков – около 500 мм в год.

Численность постоянного населения Свердловской области на 01 января 2015 года составила 4 327 472 человека. На территории Свердловской области расположены 47 городов, 26 рабочих посёлков и посёлков городского типа, 1841 сельский населенный пункт. Местное самоуправление осуществляется на территориях 94 муниципальных образований. В городах проживает 84 процента 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 процентов) 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.

Промышленность Свердловской области представлена преимущественно обрабатывающим производством, на долю которого в 2014 году пришлось более 78 процентов от объема промышленного производства на территории Свердловской области и 36 процентов от объема производства в обрабатывающем производстве Уральского федерального округа. Профилирующие производства – металлургическое (черная и цветная металлургия), производство машин и оборудования – обладают высокой фондо- и материалоёмкостью с высокой зависимостью от конъюнктуры сырьевых рынков. Добыча полезных ископаемых представлена добычей железных и медных руд, бокситов, асбеста.

На 01 января 2015 года минерально-сырьевая база Свердловской области обеспечивала значительную часть добычи в России ванадия, бокситов, хризотил-асбеста, железных руд, огнеупорных глин.

В Свердловской области имеются собственные топливно-энергетические ресурсы. Запасы угля незначительны, имеются разведанные запасы нефти на северо-востоке области, разработка их в настоящее время не ведется. В Красноуфимском районе ведется разведка месторождений газа, возможность добычи которого оценивается в размере 1,5–2 млрд. куб. метров 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.



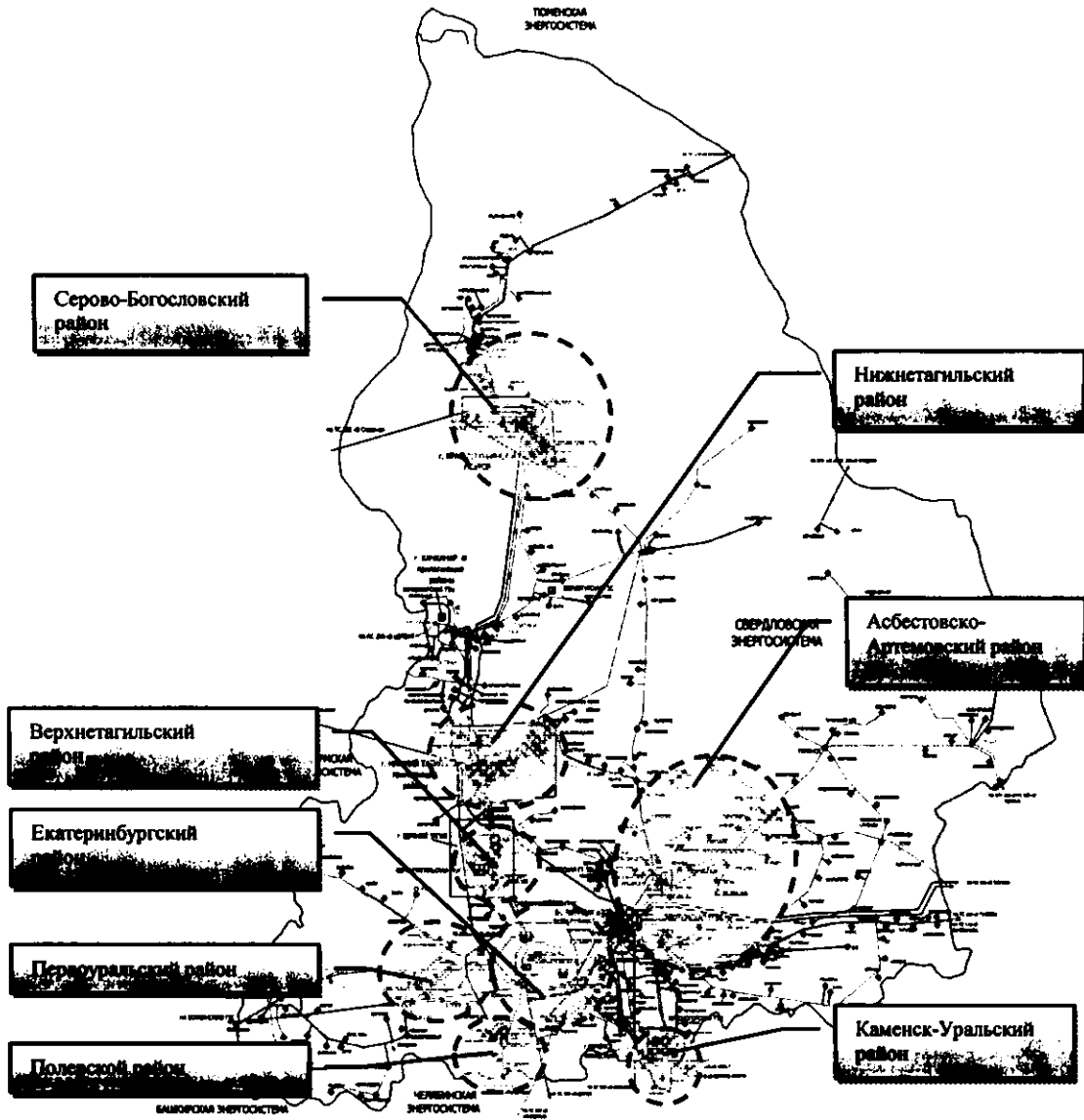


Рис. 1. Карта-схема Свердловской области с основными промышленными районами

### **Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области**

#### **Глава 1. Характеристика энергосистемы**

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 01 марта 2015 года составила 9416,9 МВт.

Более половины от всей установленной мощности энергосистемы 57,9 процента (5456,5 МВт) приходится на две электростанции – Рефтинская ГРЭС и Среднеуральская ГРЭС, принадлежащие ПАО «Энел Россия».

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

На территории Свердловской области наблюдается развитие источников генерации распределенной энергетики. Суммарная мощность составляет около 200 МВт.

Энергосистема Свердловской области входит в состав объединенной энергосистемы Урала. Диспетчерское управление энергосистемой осуществляется филиалами ОАО «СО ЕЭС», объединенным диспетчерским управлением энергосистемами Урала и региональным диспетчерским управлением энергосистемами Свердловской и Курганской областей.

Электросетевой комплекс энергосистемы Свердловской области достаточно развит, присутствуют линии электропередачи класса напряжения 0,4-10-35-110-220-500 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 110-220-500 кВ на 01 января 2015 года составила 16,33 тыс. км. Суммарная мощность силовых трансформаторов с высшим номинальным напряжением 110-220-500 кВ на понизительных ПС и электростанциях энергосистемы Свердловской области на 01 января 2015 года составила 42,32 тыс. МВА. Перечень существующих линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ и выше на территории Свердловской области приведен в приложении № 1.

На 01 января 2015 года около 99 процентов электроэнергии Свердловской области вырабатывается на ввозимом топливе. Баланс электрической мощности энергосистемы Свердловской области является избыточным.

На территории Свердловской области функционирует множество субъектов электроэнергетики, обеспечивающих стабильную и надежную работу энергосистемы. Большинство энергообъектов области принадлежит крупным энергокомпаниям федерального и регионального масштаба.

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

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Свердловской области являются: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – СПМЭС, филиал ОАО «МРСК Урала» –

«Свердловэнерго», ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», ПАО «Облкоммунэнерго», ЗАО «Тагилэнергосети», ОАО «Региональная сетевая компания», ОАО «РЖД». Часть объектов 110 кВ и ниже принадлежат организациям-потребителям.

Крупнейшими энергосбытовыми компаниями на территории области являются: Свердловский филиал ОАО «ЭнергосбыТ Плюс», ОАО «Екатеринбургэнерго» и ОАО «Свердловская энергогазовая компания».

## Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций

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

Таблица 1

### Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы Свердловской области по состоянию на 01 марта 2015 года

Тип электростанции	Установленная мощность (МВт)	Доля от установленной мощности энергосистемы Свердловской области (процентов)
АЭС	600	6,4
ГЭС	7	0,1
ТЭС	8809,9	93,5
Итого	9416,9	100

С 01 января 2015 года было выведено из эксплуатации следующее генерирующее оборудование:

Серовская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»): ТГ-1, ТГ-2, ТГ-4 (К-50) суммарной установленной мощностью 150 МВт;

Верхнетагильская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»): ТГ-2, ТГ-3 (Т-88-90) суммарной установленной мощностью 176 МВт;

Нижнетуриная ГРЭС (ПАО «Т Плюс»): ТГ-9 (Т-88-90) установленной мощностью 88 МВт.

С 01 февраля 2015 года введена в эксплуатацию мини ТЭЦ ОАО «СУМЗ» установленной мощностью 21,5 МВт, состоящая из 5 газопоршневых агрегатов установленной мощностью 4,3 МВт каждый.

С 01 февраля 2015 года в общем балансе Свердловской энергосистемы учитывается ТЭЦ ОАО «УЭХК» установленной мощностью 30 МВт.

С 01 марта 2015 года в общем балансе Свердловской энергосистемы учитывается ТЭЦ 19 МУП «Екатеринбургэнерго» установленной мощностью 10 МВт.

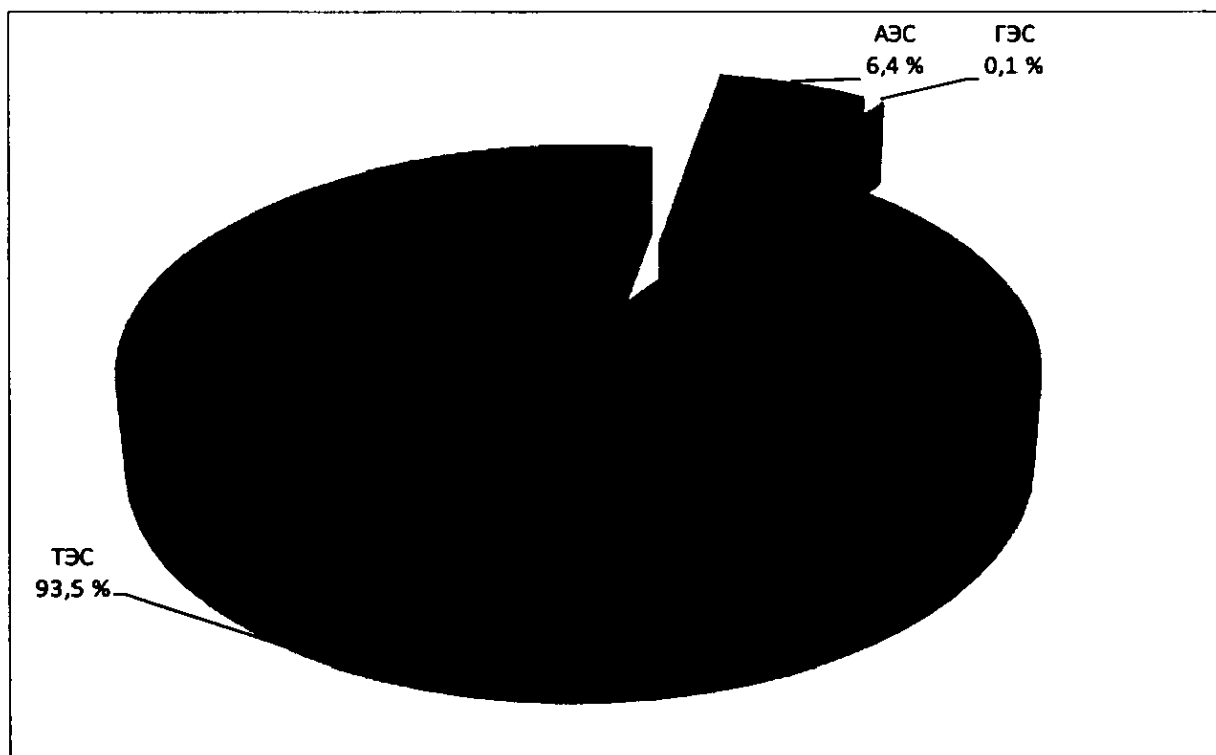


Рис. 2. Структура установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 01 марта 2015 года

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, а также станции промышленных предприятий, находящихся на территории энергосистемы Свердловской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлена в таблице 2.

Таблица 2

**Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 01 марта 2015 года**

№ строки	Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)	Место расположения электростанции
1	2	3	4
1.	Электростанции оптового рынка электроэнергии	8742,5	
2.	ОАО «Концерн Росэнергоатом»	600	
3.	Белоярская АЭС	600	пос. Заречный
4.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	1321	
5.	Верхнетагильская ГРЭС	1321	г. Верхний Тагил
6.	ПАО «ОГК-2»	388	
7.	Серовская ГРЭС	388	г. Серов
8.	ПАО «Энел Россия»	5456,5	
9.	Рефтинская ГРЭС	3800	пос. Рефтинский
10.	Среднеуральская ГРЭС	1656,5	г. Среднеуральск
11.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	941	
12.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	г. Екатеринбург

1	2	3	4
13.	Нижнетуринская ГРЭС	191	г. Нижняя Тура
14.	Красногорская ТЭЦ	121	г. Каменск-Уральский
15.	Свердловская ТЭЦ	36	г. Екатеринбург
16.	Первоуральская ТЭЦ	36	г. Первоуральск
17.	АО «ГТ Энерго»	36	
18.	ГТ ТЭЦ г. Реж	18	г. Реж
19.	ГТ ТЭЦ г. Екатеринбург	18	г. Екатеринбург
20.	<b>Электростанции розничного рынка электроэнергии</b>	<b>141,5</b>	
21.	ОАО «Синарская ТЭЦ»	24	
22.	Синарская ТЭЦ	24	г. Каменск-Уральский
23.	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	70,5	
24.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	г. Екатеринбург
25.	ПАО «Уральский завод РТИ»	6	
26.	ТЭЦ РТИ	6	г. Екатеринбург
27.	МУП «Екатеринбургэнерго»	34	
28.	ТЭЦ ТМЗ	24	г. Екатеринбург
29.	ТЭЦ 19	10	г. Екатеринбург
30.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	7	
31.	Верхотурская ГЭС	7	Верхотурский район (река Тура)
32.	<b>Станции промышленных предприятий</b>	<b>532,9</b>	
33.	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	50	
34.	Качканарская ТЭЦ	50	г. Качканар
35.	ОАО «ЕВРАЗ НТМК»	149,9	
36.	ТЭЦ НТМК	149,9	г. Нижний Тагил
37.	ОАО «НПК «Уралвагонзавод»	128	
38.	ТЭЦ УВЗ	128	г. Нижний Тагил
39.	ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»	18	
40.	ЦЭС МЗ им. А.К. Серова	18	г. Серов
41.	ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»	21,5	
42.	Мини-ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	г. Ревда
43.	ОАО «Уральский электрохимический комбинат»	30	
44.	ТЭЦ ОАО «УЭХК»	30	г. Новоуральск
45.	Филиал ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	135,5	
46.	Богословская ТЭЦ	135,5	г. Краснотурьинск
47.	<b>Итого по Свердловской энергосистеме</b>	<b>9416,9</b>	

Структура распределения установленной мощности электрических станций с разбивкой по субъектам электроэнергетики показана на рисунке 3.

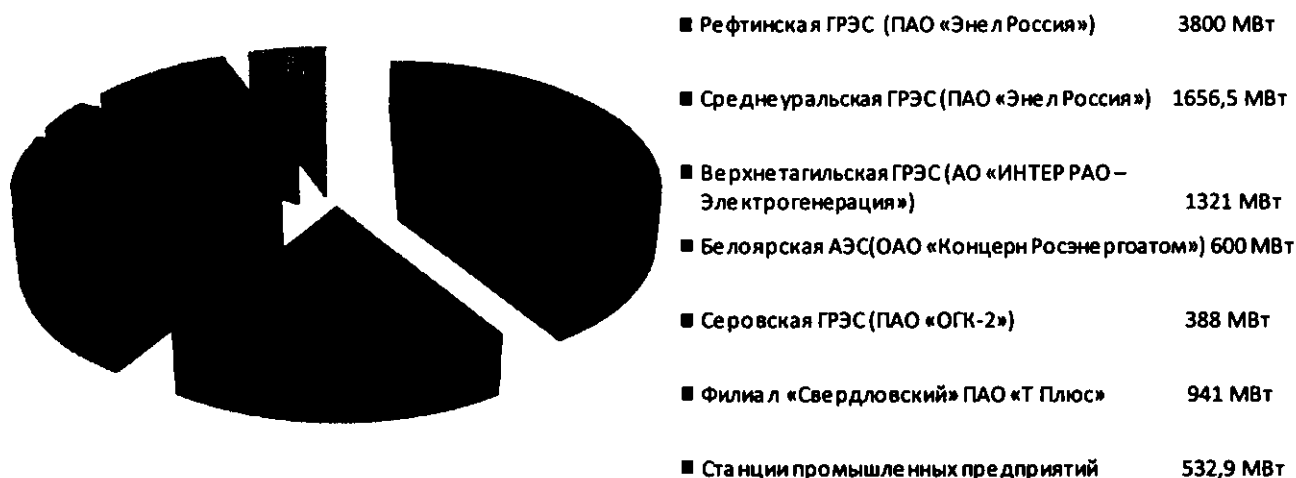


Рис. 3. Структура установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 01 марта 2015 года

### Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций

На электростанциях энергосистемы Свердловской области около половины оборудования (44,5 процента, или 4194,5 МВт) было введено в эксплуатацию в период с 1971 по 1980 год. Порядка 15 процентов оборудования электростанций введено более 50 лет назад (до 1960 года). Полный список электростанций с указанием возрастной структуры оборудования представлен в приложении № 2. График введённой мощности в процентах от установленной на 01 марта 2015 года показан на рисунке 4.

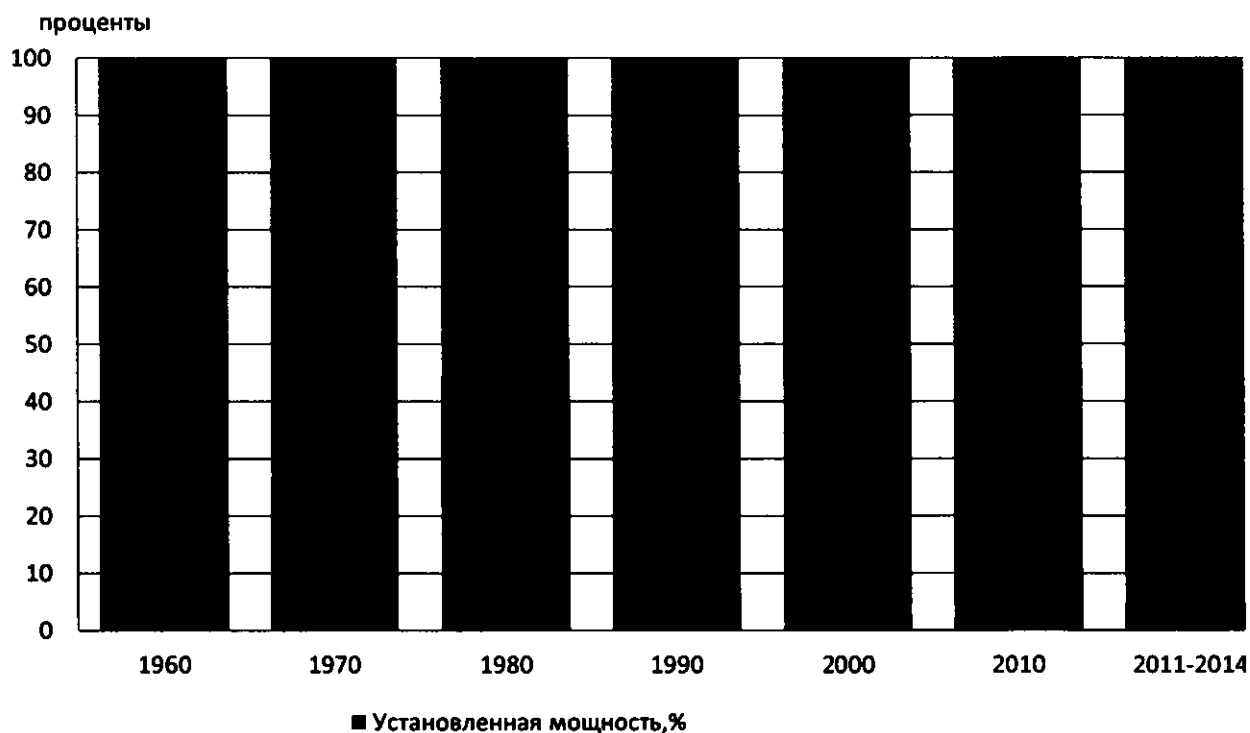


Рис. 4. График введённой мощности в процентах от установленной

#### Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области

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

ПС 500 кВ	– 6 штук*;
ПС 220 кВ	– 37 штук**;
ПС 35-110 кВ	– 558 штук***;
ТП 10-6/0,4 кВ	– 15026 штук;
ВЛ 500 кВ	– 1988 км;
ВЛ 220 кВ	– 3382 км;

\* С учетом ПС 500 кВ Курчатовская.

\*\* С учетом подстанций потребителей.

\*\*\* Без учета подстанций потребителей.

ВЛ 35-110 кВ	– 10734 км;
ВЛ 10-0,4 кВ	– 41203 км;
КЛ 220 кВ	– 0 км;
КЛ 35-110 кВ	– 433 км;
КЛ 10-0,4 кВ	– 9686 км;
общее количество	– 401821 у.е.

Основные характеристики приведены по данным наиболее крупных электросетевых компаний на территории Свердловской области, таких как:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – СПМЭС, филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», ПАО «Облкоммунэнерго», ОАО «Региональная сетевая компания», ЗАО «Тагилэнергосети», а также ОАО «РЖД». На территории Свердловской области также функционируют более 100 мелких территориальных сетевых организаций, в состав которых входит около 190 тыс. у.е. электросетевого оборудования. Более подробная характеристика электросетевого комплекса Свердловской области приведена в приложении № 3.

В 2014 году были введены в эксплуатацию следующие электросетевые объекты:

для обеспечения выдачи мощности блока БН-880 МВт Белоярской АЭС-2 введено ОРУ 500 кВ на ПС 500 кВ «Курчатовская» с установкой АТГ 500/220 кВ, ШР-180 МВар и заходом ВЛ 500 кВ Южная – Шагол;

для обеспечения выдачи мощности блока БН-880 МВт Белоярской АЭС-2 введена ПС 500 кВ «Исеть» с заходом ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Козырево с установкой ШР-180 МВар, а также введена ВЛ 500 кВ Курчатовская – Исеть;

для технологического присоединения новых производственных мощностей ОАО «КУМЗ» введена ПС 220 кВ «КУМЗ» с заходом ВЛ 220 кВ Каменская – Травянская (I этап);

для обеспечения электроснабжением объектов программы малоэтажного строительства города Екатеринбурга введена ПС 110 кВ «Медная» (ОРУ 20 кВ ПС 220 кВ «Рябина») с установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый;

для технологического присоединения строительных мощностей ОЭЗ ПШТ «Титановая долина» введена ПС 110 кВ «Титан» с установкой двух трансформаторов мощностью 2x10 МВА;

для технологического присоединения новых производственных мощностей ООО «Пракса Рус» введена ПС 110 кВ «Воздушная» с установкой двух трансформаторов мощностью 2x80 МВА;

для технологического присоединения новых потребителей в Качканарском энергорайоне введена ПС 110 кВ «Покап».

Информация об основных вводах электроэнергетических объектов и выводы генерирующего оборудования из эксплуатации, реализованные в период с 01.01.2014 по 01.03.2015, приведена на рисунках 5 и 6.



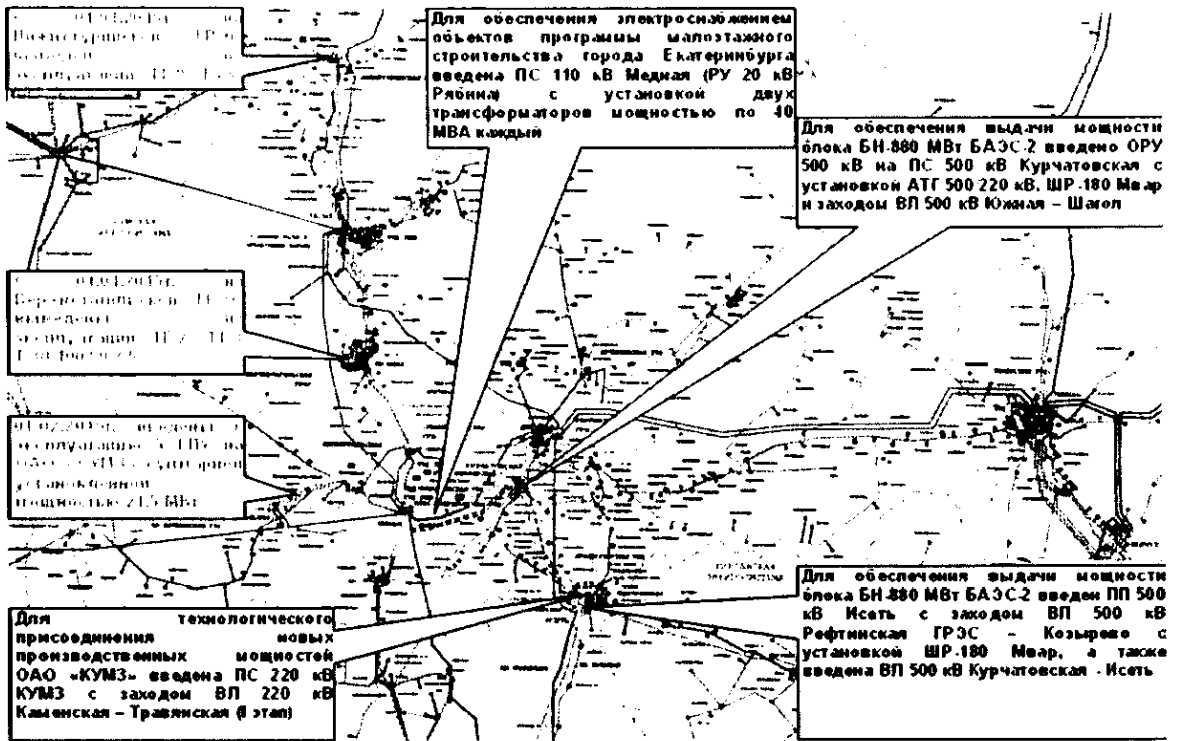


Рис. 5. Основные вводы электроэнергетических объектов и выводы генерирующего оборудования из эксплуатации, реализованные в период с 01.01.2014 по 01.03.2015 (Южная часть Свердловской области)

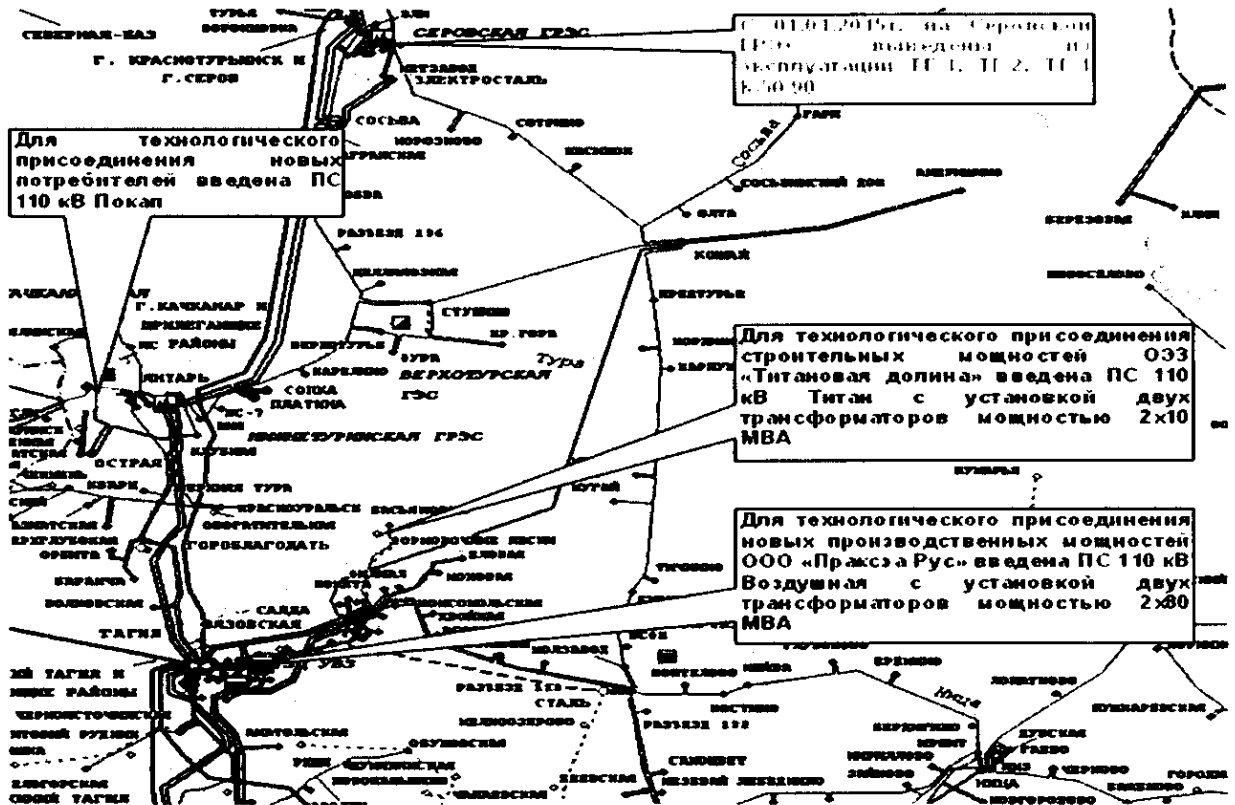


Рис. 6. Основные вводы электроэнергетических объектов и выводы генерирующего оборудования из эксплуатации, реализованные в период с 01.01.2014 по 01.03.2015 (Северная часть Свердловской области)

## Глава 5. Основные внешние связи энергосистемы Свердловской области

Свердловская энергосистема входит в объединенную энергосистему Урала и граничит с Пермской, Челябинской, Курганской, Тюменской, Башкирской энергосистемами. Внешние связи с соседними энергосистемами представлены в таблице 3.

Таблица 3

### Внешние связи энергосистемы Свердловской области

Наименование энергосистемы	Диспетчерское наименование линии электропередачи
Энергосистема Курганской области	ВЛ 220 кВ Высокая – Каменская
	ВЛ 110 кВ Каменская – В. Ключи с отпайкой на ПС ЖБК
	ВЛ 110 кВ Каменская – Колчадан
Энергосистема Республики Башкортостан	ВЛ 35 кВ Сажино – Усть-Итимская
Энергосистема Тюменской области	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень-1, 2
	ВЛ 220 кВ Тавда – Тюмень
	ВЛ 110 кВ Тавда – Увал с заходом на ПС Ваганово
	ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками на ПС Кума, ПС Карабашка
	ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда 2 с отпайками на ПС Юмас, ПС Мортка, ПС Кума, ПС Карабашка, ПС Чапаевская
	ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье
	ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
	ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
ВЛ 110 кВ Картопля – Атымья-1, 2	
Энергосистема Челябинской области	ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево
	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол
	ВЛ 220 кВ БАЭС – Мраморная
	ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская
	ВЛ 110 кВ Каменская – 19 км
	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I, II цепь с отпайками
	ВЛ 35 кВ Рыбино – Ларино
Энергосистема Пермского края	ВЛ 500 кВ Тагил – Калино
	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино
	ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ
	ВЛ 220 кВ Цемент – Качканар
	ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень
	ВЛ 220 кВ Ирень – Партизанская
	ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка I, II цепь
ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками	

## Глава 6. Средства компенсации реактивной мощности

В целях регулирования напряжения в сети 110–220–500 кВ энергосистемы Свердловской области на энергообъектах установлены и используются следующие виды устройств: шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов. Суммарная установленная мощность средств компенсации реактивной мощности на 01 марта 2015 года составила 1149 МВар.

Перечень средств компенсации реактивной мощности и их характеристики приведены в приложении № 4.

## Глава 7. Динамика потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Свердловской области

Период с 2010 до начала 2015 года характеризуется разнонаправленной динамикой спроса на электроэнергию и электрическую мощность в Свердловской региональной энергосистеме, а именно снижением спроса в связи с экономическим кризисом в 2009 году, частичным его возвратом в 2010–2012 годах и снижением в 2013–2014 годах в связи с экономической нестабильностью и вводом ряда санкций со стороны Европейских стран и Соединенных Штатов Америки. Посткризисный восстановительный рост 2010–2012 годов вывел экономику страны и области на новый этап развития, когда действие большинства факторов, определявших докризисный и послекризисный рост, оказалось в значительной степени исчерпанным. Это привело к замедлению темпов роста в 2013 году. Существенно возросли структурные ограничения для роста, связанные с неразвитостью инфраструктуры, устаревающим оборудованием, неблагоприятной демографией, а также возрастающим дефицитом квалифицированных кадров. В значительной степени на снижение спроса на электроэнергию и мощность оказало влияние снижение производства первичного алюминия в 2013 и 2014 годах в филиале ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ» и филиале ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ».

По сравнению с 2013 годом в 2014 году электропотребление по энергосистеме Свердловской области снизилось на 951 млн. кВт.ч, или на 2,1 процента, максимум электрической нагрузки снизился на 104 МВт, или на 1,54 процента. В большей степени данное снижение определено снижением объемов производства в металлургии.

Динамика потребления электроэнергии Свердловской энергосистемы за 2010–2014 годы представлена в таблице 4. График изменения электропотребления показан на рисунке 7. График изменения электропотребления за 2014 год приведён на рисунке 8.

Таблица 4

### Динамика потребления электроэнергии Свердловской области

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	44713,9	46188,2	46866,8	44770	43819
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году), млн. кВт.ч	2640,9	1474,3	678,6	-2096,5	-951
Темпы прироста электропотребления (по отношению к предшествующему году), процентов	6,3	3,3	1,5	-4,5	-2,1

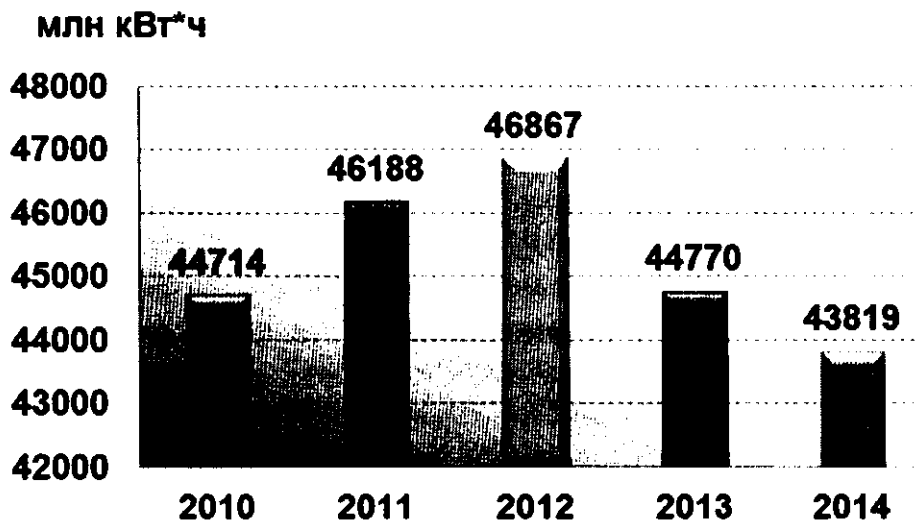


Рис. 7. Динамика потребления электроэнергии Свердловской области (млн. кВт.ч)

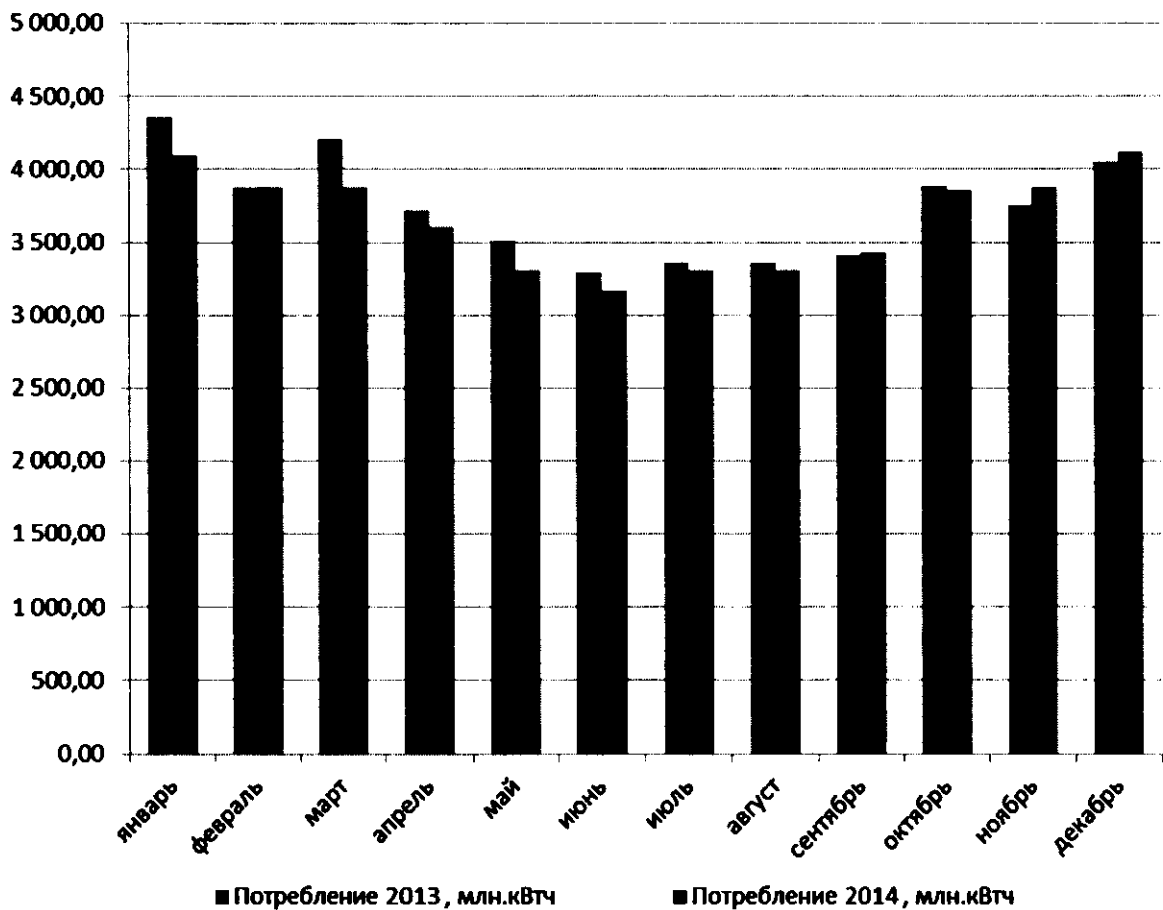


Рис. 8. График изменения электропотребления за 2014 год (млн. кВт.ч)

Динамика изменения собственного максимума нагрузки Свердловской энергосистемы за 2010–2014 годы представлена в таблице 5. График изменения максимума нагрузки показан на рисунке 9. График изменения максимума потребления мощности за 2014 год приведён на рисунке 10.

Таблица 5

**Динамика изменения максимума нагрузки Свердловской энергосистемы**

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Собственный максимум нагрузки, МВт	6641	6748	6960	6733	6629
Абсолютный прирост максимума нагрузки (по отношению к предшествующему году), МВт		132	107	212	-227
Темпы прироста (по отношению к предшествующему году), процентов		2,03	1,61	3,14	-3,26

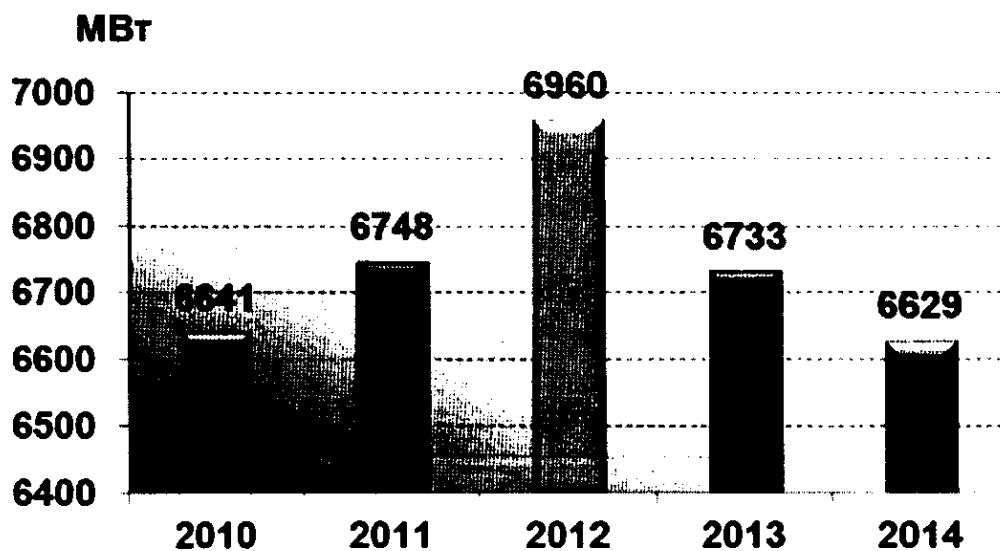


Рис. 9. Годовые максимумы нагрузки энергосистемы Свердловской области (МВт)

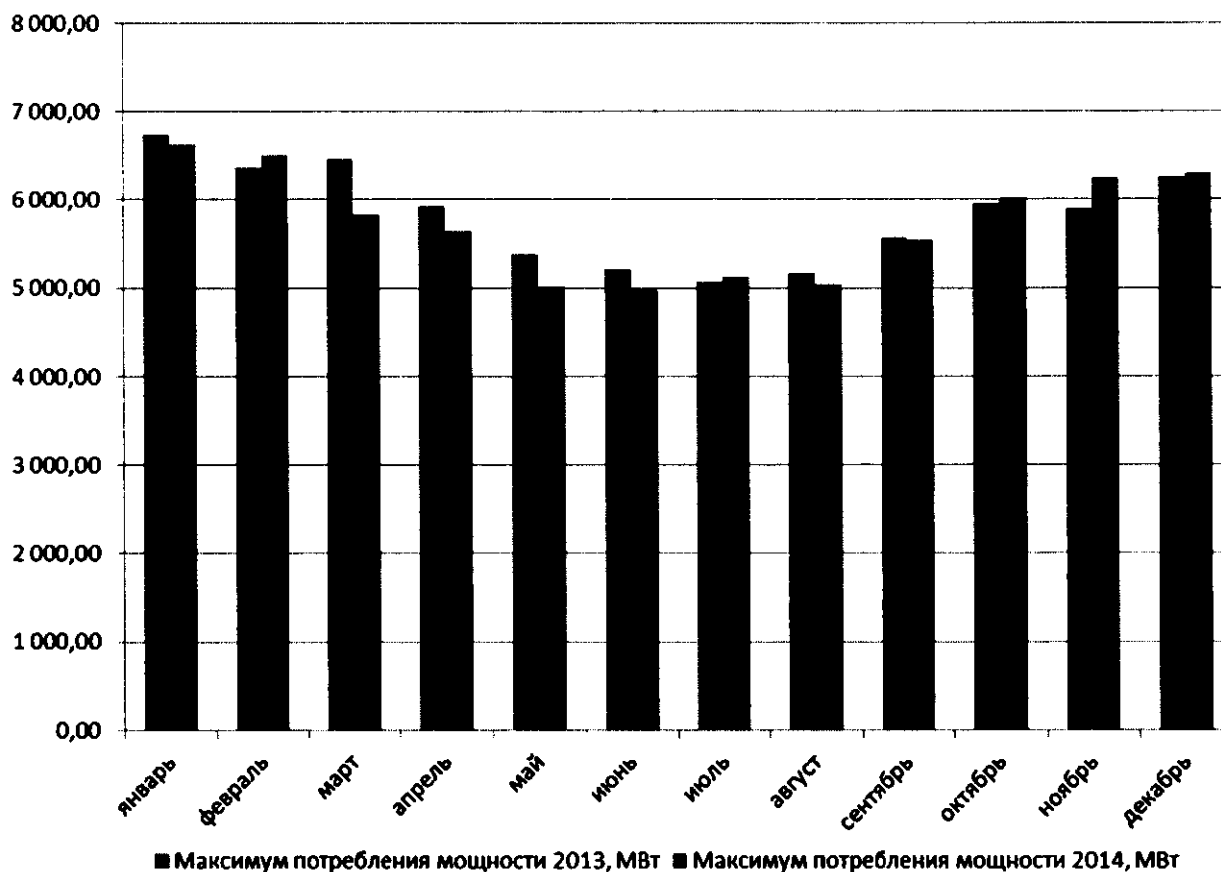


Рис. 10. График изменения максимума потребления мощности за 2014 год (МВт)

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

В структуре электропотребления Свердловской области преобладают промышленные потребители. Наибольшую долю в электропотреблении составляют: потребители черной и цветной металлургии – 27,8 процента; население – 10,7 процента; собственные нужды электростанций (энергетика) – 8 процентов; добывающая промышленность – 5 процентов.

Структура электропотребления показана на рисунке 11.

Крупные потребители электроэнергии Свердловской области с указанием динамики электропотребления за предыдущие периоды в разрезе энергорайонов Свердловской области приведены в приложении № 5.

Перечень наиболее крупных потребителей с разбивкой по отраслям приведён в приложении № 6.

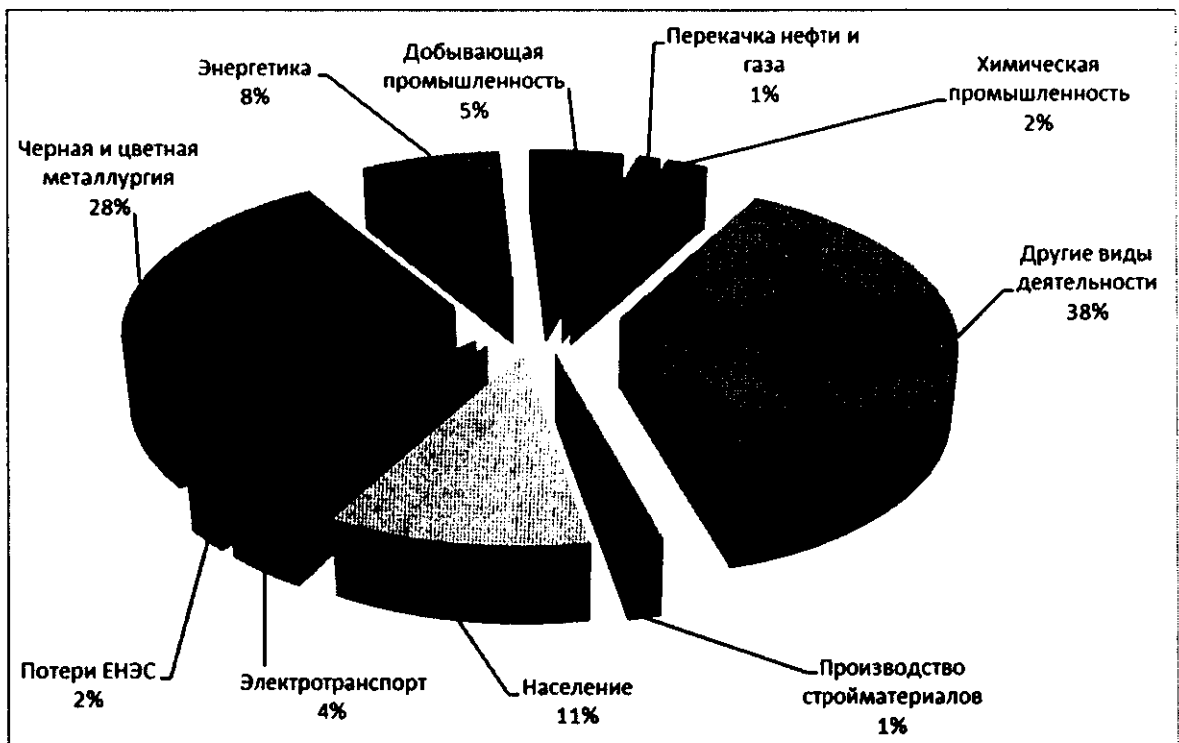


Рис. 11. Структура электропотребления Свердловской области в 2014 году

## Глава 9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электроэнергии в энергосистеме Свердловской области в 2014 году составило 46,26 млрд. кВт.ч, что ниже уровня 2013 года на 2,9 млрд. кВт.ч. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена в таблице 6 и на рисунке 12.

Таблица 6

### Структура выработки электроэнергии в 2010–2014 годах

Год	Производство электроэнергии, 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)
2010	52092,0	3932,6	7,55	48141,6	92,42	17,8	0,03
2011	52013,3	4249,8	8,17	47746,2	91,80	17,3	0,03
2012	53464,0	4256,9	7,96	49186,9	92,00	20,2	0,04
2013	49167,9	4120,3	8,38	45027,7	91,58	19,9	0,04
2014	46263,9	4523,6	9,78	41720,8	90,18	19,5	0,04

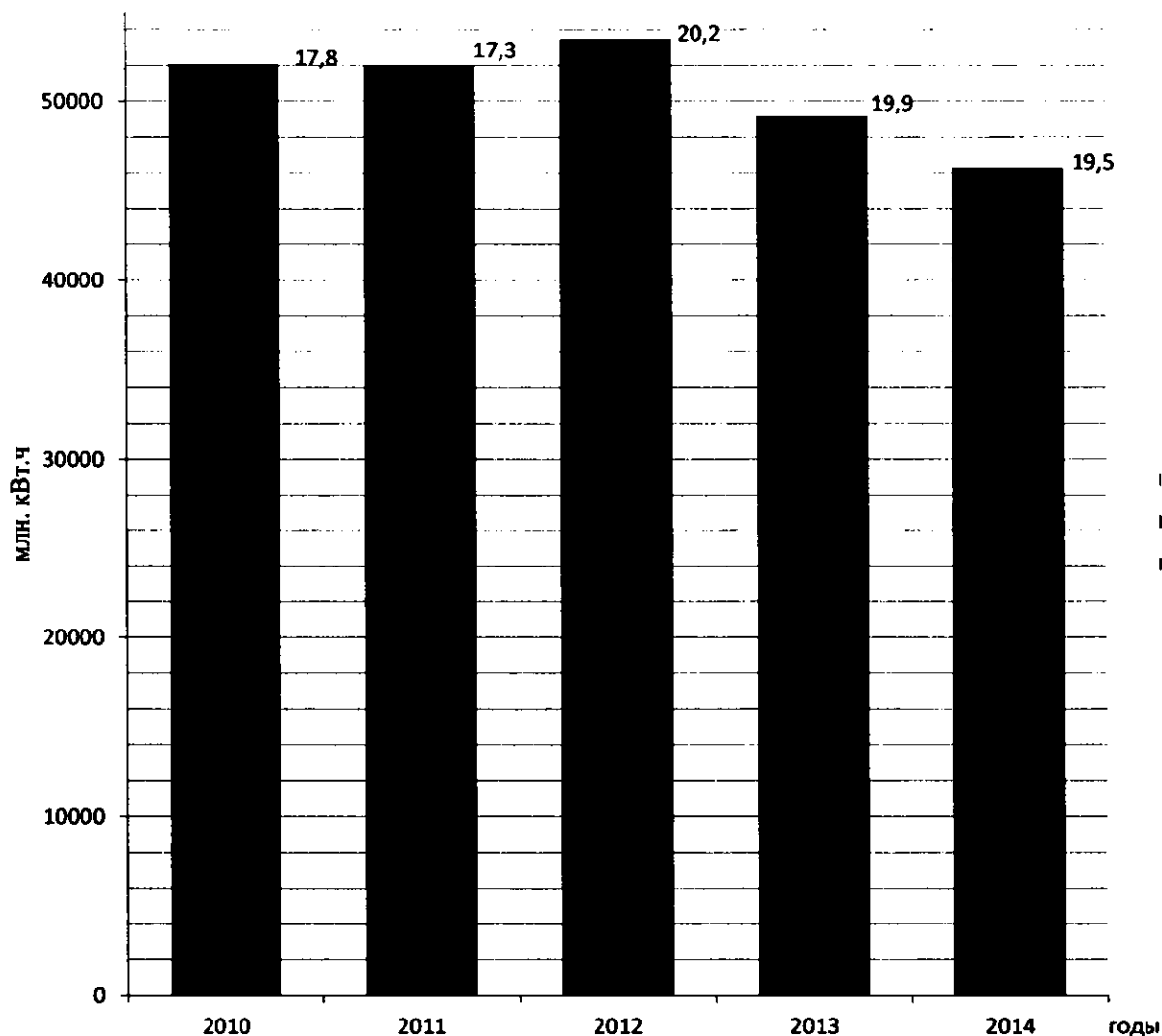


Рис. 12. Структура выработки электроэнергии в 2010–2014 годах

### Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за 2010–2014 годы

В период с 2010 по 2014 год Свердловская энергосистема была избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Характеристики балансов электроэнергии и мощности за 2010–2014 годы приведены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Таблица 7

#### Баланс электроэнергии Свердловской энергосистемы

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	44714	46188	46867	44770	43819
Производство, млн. кВт.ч	52092	52013	53464	49168	46264
Избыток (-)/дефицит (+), млн. кВт.ч	-7378	-5825	-6597	-4398	-2445



**Баланс мощности Свердловской энергосистемы**

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Собственный максимум потребления, МВт	6641	6748	6960	6733	6629
Генерация, МВт	7493	7396	8090	7331	6862
Избыток (-)/дефицит (+), МВт	-852	-648	-1130	-598	-233

Сальдо перетоков электроэнергии и мощности энергосистемы Свердловской области за 2010–2014 годы приведены на рисунках 13 и 14.

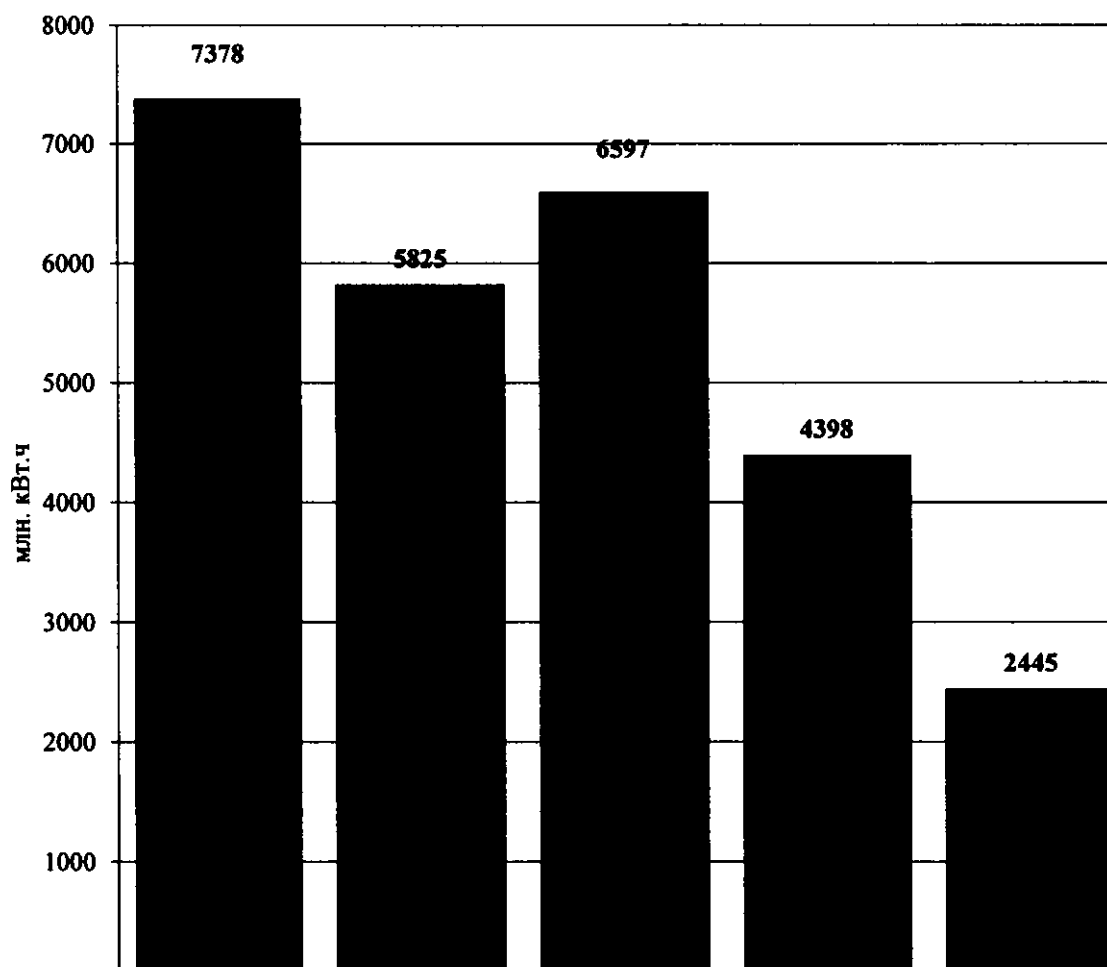


Рис. 13. Избыток сальдо перетоков электроэнергии за 2010–2014 годы

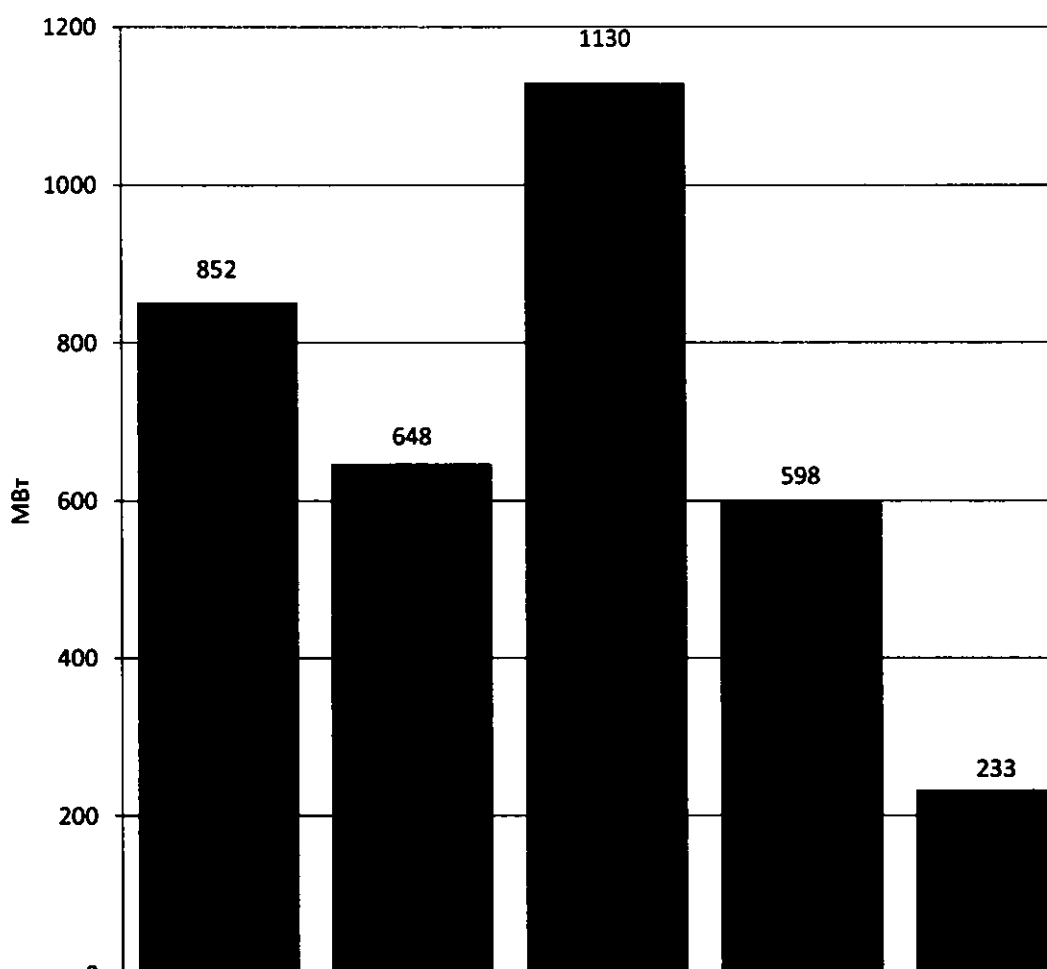


Рис. 14. Избыток сальдо перетоков на час максимума нагрузки Свердловской энергосистемы за 2010–2014 годы

## Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций

Информация об установленной тепловой мощности, основном и резервном топливе электростанций, находящихся на территории Свердловской области, представлена в таблице 14.

Таблица 14

### Установленная тепловая мощность энергообъектов, находящихся на территории Свердловской области, по состоянию на 01 марта 2015 года

№ строки	Наименование энергообъекта	Тепловая мощность (Гкал/ч)	Основное топливо	Резервное топливо
1	2	3	4	5
1.	ОАО «Концерн Росэнергоатом»	150		
2.	Белоярская АЭС	150	ядерное	-
3.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	480		
4.	Верхнетагильская ГРЭС	480	уголь, природный газ	природный газ, мазут
5.	ПАО «ОГК-2»	110		

1	2	3	4	5
6.	Серовская ГРЭС	110	уголь, природный газ	природный газ
7.	ПАО «Энел Россия»	1677		
8.	Рефтинская ГРЭС	350	уголь	
9.	Среднеуральская ГРЭС	1327	природный газ	мазут
10.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	4723		
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ	890	природный газ	мазут
12.	Нижнетуринская ГРЭС	430	уголь	природный газ
13.	Красногорская ТЭЦ	1006	уголь	природный газ
14.	Свердловская ТЭЦ	1430	природный газ	мазут
15.	Первоуральская ТЭЦ	967	природный газ	мазут
16.	Верхотурская ГЭС	0	вода	
17.	Филиал ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	995		
18.	Богословская ТЭЦ	995	свердловский уголь с «подсветкой» газом	природный газ
19.	АО «ГТ Энерго»			
20.	ГТ ТЭЦ г. Реж	нет данных	природный газ	
21.	ГТ ТЭЦ г. Екатеринбург	нет данных	природный газ	
22.	ОАО «Синарская ТЭЦ»			
23.	Синарская ТЭЦ	нет данных	нет данных	нет данных
24.	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	509		
25.	ТЭЦ ВИЗа	509	природный газ	мазут
26.	ПАО «Уральский завод РТИ»			
27.	ТЭЦ РТИ	нет данных	нет данных	нет данных
28.	МУП «Екатеринбургэнерго»	677		
29.	ТЭЦ ТМЗ	465	природный газ	мазут
30.	ТЭЦ 19	212	природный газ	мазут
31.	Станции промышленных предприятий			
32.	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	352		
33.	Качканарская ТЭЦ	352	природный газ	мазут
34.	ОАО «ЕВРАЗ НТМК»	1115		
35.	ТЭЦ НТМК	1115	природный газ	доменный коксовый газ
36.	ОАО «НПК «Уралвагонзавод»	528		
37.	ТЭЦ УВЗ	528	природный газ	мазут
38.	ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»			
39.	ЦЭС МЗ им. А.К. Серова	нет данных	нет данных	нет данных

## Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных

Достигнутый уровень производства электроэнергии на электростанциях Свердловской области – 46,26 млрд. кВт.ч (в том числе 4,5 млрд. кВт.ч на АЭС).

Кроме того, на электростанциях вырабатывается более 56 процентов тепловой энергии, производимой в области (36 млн. Гкал). Объем производства тепла котельными составляет 28 млн. Гкал (потребление топлива: 3,9 млн. т.у.т. газа, 325,4 тыс. т.у.т. угля и 358,8 тыс. т.у.т. продуктов переработки нефти).

Достигнутый объем потребления органического топлива в Свердловской области составляет 48 млн. т.у.т., в том числе электростанциями области потребляется свыше 22,5 млн. т.у.т., топливный эквивалент энергоресурсов АЭС – 1,6 млн. т.у.т., то есть 6 процентов в топливном балансе электростанций Свердловской области. На производство электроэнергии расходуется 14,9 млн. т.у.т. органического топлива.

Структура органического топлива, используемого при выработке электроэнергии тепловыми электростанциями Свердловской области, составляет: газ – 47 процентов, уголь – 52 процента, мазут – 1 процент.

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

Общая структура топливного баланса электростанций области с учетом топливного коэффициента АЭС составляет: газ – 52,8 процента, уголь – 40,4 процента, ядерное топливо – 4,5 процента, прочее – 2,3 процента.

Удельный расход топлива на отпущенный кВт.ч составляет 358,7 г.у.т.

Удельный расход топлива на отпущенную Гкал тепловой энергии электростанциями составляет 164,4 кг.у.т., котельными – 168,1 кг.у.т.

Наименее экономичными являются:

Красногорская ТЭЦ – 597,6 г.у.т. на кВт.ч, 167,0 кг.у.т. на Гкал;

Богословская ТЭЦ – 576,2 г.у.т. на кВт.ч, 159,7 кг.у.т. на Гкал;

Нижнетуринская ГРЭС – 477,5 г.у.т. на кВт.ч, 168,8 кг.у.т. на Гкал;

Серовская ГРЭС – 463,5 г.у.т. на кВт.ч, 184,6 кг.у.т. на Гкал.

Наиболее экономичным является новый блок на СУГРЭС – 220 г.у.т. на кВт.ч.

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 15.

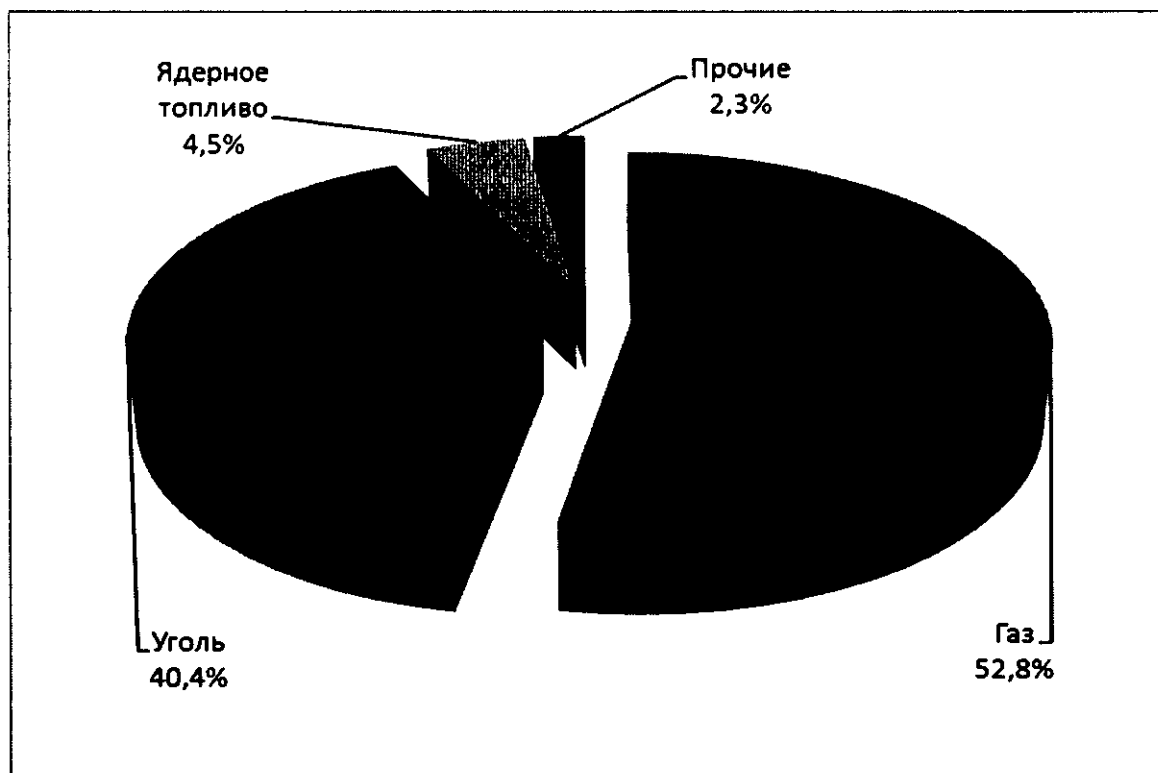


Рис. 15. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области

Наличие в Свердловской области крупнейшей угольной электростанции в стране Рефтинской ГРЭС обусловило долю угля в топливном балансе области гораздо более высокую, чем по стране в целом. Обеспечивая диверсифицированность топливной базы, Рефтинская ГРЭС тем не менее рассматривается в настоящее время как крупнейший в регионе загрязнитель, который наряду с выбросами оксидов углерода, азота и серы в атмосферу образует ежегодно около 4 млн. тонн твердых остатков в виде золы.

### Глава 13. Динамика потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области

Достигнутый уровень производства составляет 62,8 млн. Гкал/год, из них 56 процентов покрывается от электростанций ОГК и ТГК, то есть с использованием когенерации. Кроме того, в покрытии тепловых нагрузок участвуют около 3 тысяч котельных и станций промышленных предприятий.

Структура отпуска тепловой энергии.

Екатеринбургская промышленно-жилая агломерация (города Екатеринбург, Верхняя Пышма, Березовский, Среднеуральск (27 млн. Гкал/год)):

от электростанций ОГК и ТГК – 42,7 процента;

от СПП – 12,6 процента;

от котельных – 44,7 процента;

город Каменск-Уральский (8,5 млн. Гкал/год):

Красногорская ТЭЦ – 49,4 процента;

от СПП – 23,8 процента;  
от котельных – 26,8 процента;  
город Первоуральск (4 млн. Гкал/год):  
Первоуральская ТЭЦ – 42,5 процента;  
от котельных – 57,5 процента;  
город Краснотурьинск (5,5 млн. Гкал/год):  
Богословская ТЭЦ – 94,5 процента;  
от котельных – 5,5 процента;  
город Серов (2 млн. Гкал/год):  
Серовская ГРЭС – 15,7 процента;  
от СПП – 26 процентов;  
от котельных – 58,3 процента;  
город Нижний Тагил (8 млн. Гкал/год):  
ТЭЦ НТМК – 39 процентов;  
ТЭЦ УВЗ – 45,5 процента;  
от котельных – 15,5 процента.

Необходимо отметить, что в Свердловской области наблюдается рост числа котельных, в том числе крышных котельных, 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, в том числе бюджетных потребителей и населения, ухудшается экологическая обстановка в городах. Кроме этого, для крышных котельных невозможно создать запас резервного топлива из-за требований безопасности при хранении топлива.

#### **Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии**

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

Наиболее крупными промышленными потребителями тепловой энергии являются Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»), ООО «ВИЗ-сталь», ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова», Качканарский ГОК, Первоуральский новотрубный завод, Уралмашзавод.

#### **Глава 15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области**

В разделе 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 № 7.

Основание для выполнения разработки схемы теплоснабжения МО:

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:

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

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

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

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

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;

строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

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

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

строительство и реконструкция насосных станций.

### **Муниципальное образование «город Екатеринбург»**

В соответствии с муниципальным контрактом от 18.10.2010 № Э/27-10 между Администрацией муниципального образования «город Екатеринбург» и ОАО «ВНИПИэнергопром» и договором от 22.07.2011 № 32/2011 на разработку мероприятий по регулировке и проведению регулировки тепловых сетей города Екатеринбурга между ООО «СТК» и ОАО «ВНИПИэнергопром» была разработана схема теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург».

По результатам анализа существующих режимов работы системы города Екатеринбурга выявлено, что основной проблемой является массовая разрегулировка и отсутствие наладочных устройств на тепловых вводах потребителей. Данная проблема привела к разбалансировке всей системы, характеризующейся завышенным расходом сетевой воды в системе, завышенной температурой в обратной линии, критически высокими давлениями в обратных трубопроводах в районах с зависимыми схемами подключения потребителей.

Учитывая данные особенности и проблемы существующей системы теплоснабжения города Екатеринбурга, ОАО «ВНИПИэнергопром» были разработаны варианты развития системы теплоснабжения на перспективу до 2030 года.

### **Муниципальное образование город Алапаевск**

Схема теплоснабжения разработана ООО «ТЕГУР» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Схема теплоснабжения содержит описание существующего положения в сфере теплоснабжения муниципального образования город Алапаевск и включает в себя мероприятия по развитию системы теплоснабжения и обоснованию ее эффективного и безопасного функционирования.

Схема теплоснабжения разработана с учетом документов территориального планирования муниципального образования город Алапаевск, программ развития сетей инженерно-технического обеспечения, программы социально-экономического развития, а также с генеральными планами поселений муниципального образования город Алапаевск.

В схеме теплоснабжения рассмотрены два варианта реконструкции системы централизованного теплоснабжения муниципального образования город Алапаевск, при которых производится перевод на газ угольных котельных, децентрализация системы теплоснабжения от котельной Станкозавода, а также в соответствии с распоряжением Правительства Свердловской области от 14.06.2012 № 1176-РП «О переводе малоэтажного жилищного фонда в Свердловской области, подключенного к системам централизованного отопления, на индивидуальное газовое отопление на период 2012–2016 годов» часть малоэтажного жилого сектора переводится на индивидуальное отопление.

Теплоснабжение на территории муниципального образования город Алапаевск осуществляется от отопительных и промышленных котельных, выполняющих локальное и централизованное теплоснабжение и использующих для получения тепловой энергии: природный газ, уголь, электроэнергию, дрова; а также от индивидуальных котлов, использующих в качестве топлива преимущественно дрова.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок в сетевой воде в зонах действия существующих источников тепла с учётом ввода новых объектов приведены в таблице 15.



**Перспективные балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок в сетевой воде в зонах действия существующих источников тепла с учетом ввода новых объектов**

№ п/п	Наименование объекта	Располагаемая тепловая мощность источника (Гкал/ч)	Максимально-часовая приведенная к расчетным условиям тепловая нагрузка в сетевой воде, с учетом потерь в тепловых сетях с разбивкой по годам (Гкал/ч)									Резерв тепловой мощности источника	
			2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2020 год	2025 год	2028 год	(Гкал/ч)	(процентов)
	г. Алапаевск												
1.	Котельная ООО «АМЗ»	60,00	40,75	40,75	40,88	41,48	41,48	41,48	41,48	41,48	41,48	18,52	31
2.	Котельная «Сангородок»	5,20	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	1,20	23
3.	Котельная № 6	3,44	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,65	48
4.	Котельная (ул. Горняков)	1,40	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,87	62
5.	Котельная «АПНИ»	3,80	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	1,54	41
6.	Котельная РЖД	0,30	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,14	47
7.	Котельная МУ «АСС»	1,50	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,96	64
8.	Котельная ДРСУ	3,00	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	2,25	75
9.	Котельная МДОУ № 18	2,10	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	1,72	82
10.	Котельная «ЦГБ»	4,00	1,80	1,80	1,80	1,80	2,69	3,37	4,53	6,19	7,85	-3,85	-96
11.	Котельная ООО «ЭнергоСервис»	65,90	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	39,94	61
12.	Котельная «Станкозавод»	73,00	22,37	22,37	22,37	22,37	22,37	26,97	27,61	31,26	34,44	38,56	53
13.	Котельная (ул. Перминова, 51)	0,60	0,53	0,53	0,53	0,53	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	-0,50	-83
14.	Котельная «ПЛК»	34,60	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	32,03	93
15.	Котельная (ул. Лермонтова, 2а)	1,50	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	1,38	92
16.	Котельная (ул. Герцена, пос. Зыряновский)	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,02	20
17.	Котельная Новостройки	1,60	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,79	49
18.	Котельная (ул. Октябрьская, пос. Асбестовский)	3,10	1,52	1,52	1,52	1,52	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,57	51
19.	Котельная «Центральная» (пос. Нейво-Шайтанка)	8,30	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	3,00	3,00	5,30	64
20.	Котельная «Школьная»	1,10	0,60	0,82	0,82	0,82	0,82	1,08	1,08	1,16	1,16	-0,06	-5
21.	Котельная «Клубная»	1,70	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	1,07	63
22.	Котельная «Центральная»	1,50	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	1,10	73
23.	Котельная «ГРП» (пос. Западный)	1,40	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,96	69
24.	Котельная (пос. Западный)	3,60	2,87	2,87	2,87	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	0,53	15
	Итого	282,74	114,81	115,03	115,17	115,96	117,43	122,97	124,77	130,20	135,04	147,69	48

**Березовский городской округ**

Схема теплоснабжения разработана ООО «Центр повышения энергетической эффективности» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Тепловую энергию на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителям Березовского городского округа отпускают ООО «СТК», ООО «БТС», ООО «ТВиК», ООО «Аллион», ООО «Лосиное ЖКХ», ООО «ПИК», ООО УК «Дом-сервис», ООО «Энергоресурс», ООО «Логос-Плюс», ЗАО УК «ГорСвет», ООО «ТГК Энерго», ООО «Березовский рудник».

Отпуск тепловой энергии производится от 22 источников тепловой энергии, расположенных на территории Березовского городского округа. От Ново-Свердловской ТЭЦ обеспечивается тепловой энергией также центральная часть города Березовского:

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Новоберезовский, котельная «Новоберезовский поселок», ул. Чапаева, д. 39/42;

ООО «БТС», г. Березовский, котельная «Южная», ул. Уральская, д. 71В;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Шиловка, котельная «Шиловка», ул. Проезжая, д. 1;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Овощное отделение, котельная «Овощное», д. 5;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Еловая», ул. Еловая, д. 6;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Металлистов, 2а»;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Металлистов, 10»;

ООО «ТВиК», г. Березовский, пос. Монетный, котельная «Центральная», Западная промзона, д. 19;

ООО «ТВиК», г. Березовский, пос. Монетный, котельная «Березовская, 2», ул. Березовская, д. 2;

ООО «ТВиК», г. Березовский, пос. Молодежный, котельная «пос. Молодежный», ул. Механизаторов, д. 3;

ООО «Аллион», г. Березовский, пос. Островное, котельная «пос. Островное»;

ООО «Лосиное ЖКХ», г. Березовский, пос. Солнечный, котельная «пос. Солнечный»;

ООО «ПИК», г. Березовский, пос. Ключевск, котельная № 2, ул. Советская, д. 99;

ООО УК «Дом-сервис», г. Березовский, пос. Кедровка, территория военной части № 92922, котельная «пос. Кедровка»;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Сарапулка, котельная «Сарапулка № 1», ул. Совхозная;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Сарапулка, котельная «Сарапулка № 2», ул. Калинина;

ООО «Логос-Плюс», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Леонтьева, 11», ул. Леонтьева, д. 11а;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Лосиный, котельная «пос. Лосиный», ул. Центральная;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Первомайский, котельная «Транспортников, 41», ул. Транспортников, д. 41;

ЗАО УК «ГорСвет», г. Березовский, пос. Ключевск, котельная «пос. Ключевск», ул. Больничная, д. 28а;

ООО «ТГК Энерго», г. Березовский, пос. Монетный, котельная «пос. Монетный», ул. Лермонтова, д. 41;

ООО «Березовский рудник», г. Березовский, пос. Ленинский, д. 24, котельная «Северная».

На сегодняшний день общая протяженность тепловых сетей Березовского городского округа составляет 99,935 километра.

На территории Березовского городского округа действует котельная «Северная» ООО «Березовский рудник», осуществляющая теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций, а также объектов общественного и жилищного фонда.

### **Верхнесалдинский городской округ**

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В Верхнесалдинском городском округе преобладает централизованное теплоснабжение от муниципальных и ведомственных котельных. От котельных, находящихся в ведении МУП «Городское УЖКХ», обеспечивается около 67 процентов суммарной договорной нагрузки потребителей города Верхняя Салда, от крупных котельных теплопроизводительностью более 100 Гкал/ч – около 93 процентов.

Всего на территории Верхнесалдинского городского округа для теплоснабжения населения, объектов социального назначения работают 12 котельных; для обеспечения собственных нужд объектов водоснабжения и водоотведения – 2 локальные котельные, установленные на данных объектах; для отопления объектов социального назначения – 3 автономные котельные.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города Верхняя Салда представляет разделенное между двумя юридическими лицами производство тепловой энергии. Особенностью организации централизованного

теплоснабжения является то, что процесс транспорта тепловой энергии от источников до потребителя осуществляется одним юридическим лицом.

Базовыми источниками теплоснабжения являются источники с выработкой теплоты в виде горячей воды.

Эксплуатацию магистральных тепловых сетей, ЦТП, внутриквартальных тепловых сетей и ИТП осуществляет МУП «Городское УЖКХ». Также МУП «Городское УЖКХ» осуществляет ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты. Такая эксплуатационная структура сложилась из-за требований технологических законов управления.

Системы централизованного теплоснабжения Верхнесалдинского городского округа имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города возникают вследствие большой разности геодезических отметок, а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей, достигающей более 6 км.

Сложный рельеф местности и протяженность тепломагистралей предопределили необходимость строительства подкачивающих станций на магистральных тепловых сетях с целью увеличения пропускной способности тепловых сетей и располагаемых напоров.

Схема горячего водоснабжения по системе централизованного теплоснабжения – закрытая.

### **Городской округ Заречный**

Схема теплоснабжения разработана государственным бюджетным учреждением Свердловской области «Институт энергосбережения» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

На территории г. Заречного процесс теплоснабжения и горячего водоснабжения обеспечивается тремя организациями, две из которых являются производителями тепловой энергии и ГВС:

филиал концерна «Росэнергоатом» «Белоярская атомная электростанция» работает в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также ГВС (тепло отборов турбин энергоблока № 3, пар котельной промышленной площадки). Всё эксплуатируемое оборудование находится в федеральной собственности и обеспечивает (по году) нагрузки потребителей г. Заречного: в тепловой энергии – около 75 процентов, в горячей воде на нужды ГВС – около 60 процентов;

Зареченское муниципальное унитарное предприятие «ЖКХ сельской территории», в ведении которого находится городская котельная (паровые и водогрейные котлы). Эксплуатируемое имущество находится в муниципальной

собственности. Обеспечивает нагрузки потребителей г. Заречного: в тепловой энергии – около 25 процентов, в горячей воде на нужды ГВС – около 40 процентов.

Теплосетевая организация – ООО «Теплопередача» обеспечивает транспорт тепловой энергии до потребителей по тепловым сетям г. Заречного.

Режим работы системы централизованного теплоснабжения города Заречного построен по централизованному принципу и работает по температурному графику 130/70. Системы отопления жилых домов и социальных объектов подключены к тепловым сетям в узлах ввода по зависимой схеме и в основном рассчитаны на температурный график 95/70.

Регулирование режимов теплопотребления осуществляется путем установки дроссельных устройств (дроссельные шайбы и сопла элеваторов) в узлах ввода теплопотребителей отдельно по каждому виду нагрузки, а также установкой регуляторов температуры ГВС. Системы отопления промышленных предприятий подключены по зависимой схеме как через элеваторы, так и по безэлеваторной схеме. Горячее водоснабжение осуществляется по открытой схеме.

Основными параметрами, определяющими режим работы местных систем теплопотребления, являются располагаемый напор на вводе и гидравлическое сопротивление местной системы теплопотребления. Значения заданных расчетных располагаемых напоров у потребителей обеспечиваются поддержанием заданного расчетного располагаемого напора на выводах с теплофикационных установок и обеспечением не превышения фактических гидравлических сопротивлений трубопроводов тепловых сетей их расчетным значениям путем повсеместной установки дроссельных устройств.

### **Каменский городской округ**

Схема теплоснабжения разработана ООО экспертный центр «Энергобаланс» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Теплоснабжение абонентов осуществляется от централизованных источников тепловой энергии (жилищный фонд и объекты социального, культурного и бытового назначения).

Теплоснабжение пос. Мартюш осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение д. Брод осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Рыбниковское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение пос. Степной осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение с. Клевакинское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Сосновское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Маминское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Покровское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Кисловское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение пос. Новый быт осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение с. Сипавское осуществляется от двух угольных котельных.

Теплоснабжение с. Колчедан осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Травянское осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение с. Новоисетское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение д. Большая Белоносова осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение д. Черемхово осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение д. Соколова осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Позариха осуществляется от теплоисточника города Каменска-Уральского.

Угольные котельные и теплосети от них обслуживаются МУП «Каменская сетевая компания», газовые котельные и теплосети от них – МУП «Теплосети». Тепловые сети с. Позариха обслуживаются МУП «Каменская сетевая компания».

В каждом из указанных населенных пунктов, за исключением с. Позариха, теплоисточник и тепловые сети находятся в ведении одного из двух МУП, которые осуществляют деятельность по выработке и передаче тепловой энергии абонентам.

В 2013 году осуществлена консолидация объектов инженерной инфраструктуры в двух МУП. В предыдущий период обслуживание котельных осуществляли частные организации (ООО «Исеть», ООО «ЖКХ Сосновское», ООО «Сан-Вест»).

Анализ системы теплоснабжения Каменского городского округа выявил следующие основные недостатки и проблемы:

низкий уровень энергетической эффективности источников тепловой энергии, тепловых сетей, моральный и физический износ оборудования;

отсутствие учета тепловой энергии на теплоисточниках и у потребителей;

несанкционированный отбор теплоносителя из закрытой системы теплоснабжения;

отсутствие либо низкая эффективность систем химводоподготовки с учетом несанкционированного водоразбора и высокой жесткости воды из скважин.

### **Городской округ Среднеуральск**

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Теплоснабжение городского округа Среднеуральск осуществляется следующими источниками тепловой энергии:

Среднеуральская ГРЭС (СУГРЭС, филиал ПАО «Энел Россия»);  
котельная ОАО «Птицефабрика Среднеуральская»;  
котельная ООО «Опытное производство лакокрасочных материалов»;  
газовые крышные котельные и прочие индивидуальные источники теплоснабжения.

Централизованное теплоснабжение населения городского округа осуществляется только Среднеуральской ГРЭС.

Суммарные договорные присоединенные нагрузки жилищно-коммунального сектора и промышленной зоны, предоставленные администрацией городского округа Среднеуральск совместно с ОАО «Теплопрогресс», на 01 апреля 2014 года составили 69,06 Гкал/ч: 59,45 Гкал/ч – нагрузка на отопление и вентиляцию, 9,61 Гкал/ч – нагрузка ГВС.

Существующее состояние надежности теплоснабжения потребителей городского округа Среднеуральск оценивается количеством аварийных отключений и временем восстановления теплоснабжения после аварийных отключений.

По данным журналов дефектов тепловых сетей ОАО «Теплопрогресс» в городском округе Среднеуральск за 2011, 2012 и 2013 годы было зафиксировано 63, 109 и 142 случая проведения работ в связи с запланированными и незапланированными ремонтами и технологическими неисправностями соответственно. Отключения потребителей, превышающие допустимую нормативную продолжительность перерыва в снабжении теплом и горячей водой, отсутствовали.

Тепловая сеть городского округа Среднеуральск характеризуется моральным и физическим износом основных фондов трубопроводов, проложенных в годы массового строительства более 25 лет назад. На начало 2015 года износ тепловых сетей составлял порядка 80 процентов. Состояние изоляционного покрытия – неудовлетворительное. Присутствуют случаи частичного и полного отсутствия изоляции. Также тепловые сети частного сектора находятся в тяжелом состоянии ввиду наличия огромной величины несанкционированных утечек и, следовательно, потерь отпускаемой тепловой энергии, что приводит к значительным убыткам эксплуатирующей организации. Анализ аварийности тепловых сетей на основе журналов дефектов и существующего неудовлетворительного состояния тепловых сетей позволяет сделать вывод, что состояние системы теплоснабжения со временем ухудшается. Имеет место устойчивая динамика увеличения аварийных ситуаций в целом от 2011 к 2013 году. Увеличение количества аварийных случаев вдвое говорит о тенденции к снижению надежности системы в ближайшем будущем.

В целом систему теплоснабжения городского округа Среднеуральск можно назвать малонадежной, высокий уровень износа тепловых сетей и технического оборудования требует ряда мероприятий по модернизации и оптимизации существующего положения.

## Режевской городской округ

Схема теплоснабжения разработана государственным бюджетным учреждением Свердловской области «Институт энергосбережения» в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов:

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;  
постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

распоряжение Правительства Свердловской области от 14.06.2012 № 1176-РП «О переводе малоэтажного жилищного фонда в Свердловской области, подготовленного к системам централизованного отопления, на индивидуальное газовое отопление на период 2012–2016 годов»;

распоряжение Правительства Свердловской области от 28.11.2012 № 2377-РП «Об организации разработки схем теплоснабжения муниципальных образований в Свердловской области».

Существующие источники теплоснабжения на территории населенных пунктов Режевского городского округа:

- г. Реж – котельная № 1 «Гавань»;
- г. Реж – котельная № 2 «Теплоцентраль»;
- г. Реж – котельная № 3 «Быстринский»;
- г. Реж – котельная № 4 «Белочка»;
- г. Реж – котельная № 5 «Аленка»;
- г. Реж – ГТ ТЭЦ (комбинированная выработка: электроэнергия и тепло);
- г. Реж – котельная дома-интерната;
- г. Реж – котельная ст. Реж;
- с. Арамашка – «Центральная котельная»;
- д. Сохарево – встроенная котельная по ул. Новая, д. 6;
- с. Клевакинское – «Школьная котельная»;
- с. Останино – блочная газовая котельная;
- с. Черемисское – центральная котельная, школьная котельная;
- с. Октябрьское – твердотопливная котельная;
- с. Глинское – котельные № 1 и 2;
- пос. Кирпичный – твердотопливная котельная;
- ст. Стриганово – водогрейная твердотопливная (угольная) котельная;
- пос. Озерный – центральная и школьная котельные;
- с. Липовское – «Котельная с. Липовское»;
- пос. Липовка – газовая котельная.

## Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга

Система теплоснабжения г. Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Численность населения г. Екатеринбурга составляет 1428,2 тыс. человек, площадь территории – 1025 кв. км. Теплоснабжение



г. Екатеринбурга (объекты жилфонда и соцкультбыта) осуществляется от 102 теплоисточников, из которых 40 муниципальных и 62 ведомственных. Эти теплоисточники подают тепловую энергию на объекты жилищного фонда, социальной сферы и прочим потребителям.

В г. Екатеринбурге центральным отоплением оборудовано около 23 млн. кв. метров жилой площади (96 процентов жилого фонда г. Екатеринбурга), горячим водоснабжением – около 21,5 млн. кв. метров жилой площади (90 процентов жилого фонда г. Екатеринбурга). Производительность водоподготовок для обеспечения горячего водоснабжения потребителей по схеме «открытого» водоразбора и восполнения утечек в сетях и потребительских системах составляет 11 000 куб. м/ч.

Суммарная установленная мощность теплоисточников г. Екатеринбурга составляет 8327 Гкал/ч, располагаемая мощность – 6800 Гкал/ч, подключенная мощность – 5422 Гкал/ч.

Система централизованного теплоснабжения г. Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Она включает в себя пять источников теплоснабжения филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» (Свердловскую ТЭЦ, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Гурзуфскую и Кировскую котельные, котельную «Академэнерго»), Среднеуральскую ГРЭС (ПАО «Энел Россия»), ТЭЦ ЕМУП «Екатеринбургэнерго» и ТЭЦ ВИЗа (ОАО МК «Уралметпром»). Суммарная нагрузка потребителей в зоне централизованного теплоснабжения филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» составляет 3500 Гкал/час (66,9 процента всей тепловой нагрузки города), потребление – около 10,5 млн. Гкал в год.

Характеристика зон теплоснабжения г. Екатеринбурга представлена в таблице 16 и на рисунке 16.

Таблица 16

### Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга

№ п/п	Зона теплоснабжения	Теплоисточник	Установленная мощность (Гкал/ч)	Располагаемая мощность (Гкал/ч)	Подключенная нагрузка (Гкал/час)	Дефицит или резерв тепловой мощность (Гкал/час)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	Свердловская ТЭЦ	1430	1070	850,0	+220
		Ново-Свердловская ТЭЦ	890	890	924,8	+35,2
		Кировская котельная	300	70		
		Гурзуфская котельная	400	300	347,9	-47,9
		Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	1327	1114,7	1130,7	-16
		ТЭЦ ЕМУП «Тепловые сети»	254	137	108,5	+28,5
		ТЭЦ ВИЗа (ОАО МК «Уралметпром»)	509	159	188,3	-29,3
		Котельная ЕМУП «Академэнерго»	134	70	77,7	-7,7

1	2	3	4	5	6	7
2.	Итого по зоне филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс»		5244	3810,7	3627,9	+182,8
3.	Зона «Вторчермет»	ТЭЦ-19 ЕМУП «Екатеринбургэнерго»	212	212	154,40	
		ТЭЦ ПАО «Уральский завод РТИ»	нет данных	нет данных	219,27	
4.	Итого по зоне «Вторчермет»				373,67	
5.	Зона «Уралхиммаш»	Котельная ОАО «Уралхиммаш»	нет данных	нет данных	267,55	
6.	Итого по зоне «Уралхиммаш»				267,55	
7.	Зона «Сортировочный» и иные локальные зоны	Котельная УрФУ	158	141,7	108,00	
		Котельная ОАО НПП «Старт»	нет данных	нет данных	72,50	
		Котельная ООО «Юг-Энергосервис»	нет данных	нет данных	42,38	
		Другие источники	нет данных	нет данных	930,00	
8.	Итого по зоне «Сортировочный» и иным локальным зонам				1152,88	
9.	ИТОГО		102	8327	6800	5422

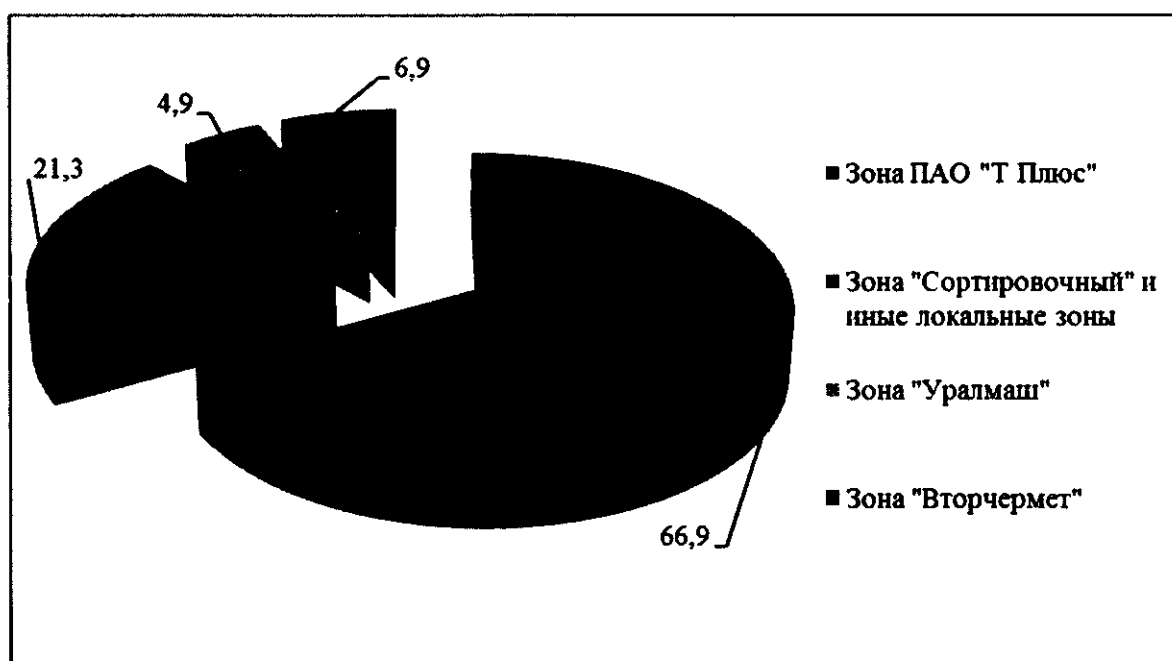


Рис. 16. Характеристика зон теплоснабжения по подключенной нагрузке от общего количества, процентов

Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии г. Екатеринбурга.

Отпуск тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения в 2014 году составил 10,9 млн. Гкал, потери тепловой энергии в сети – 2,3 млн. Гкал (таблица 17). Объем рынка тепловой энергии в г. Екатеринбурге в части жилищно-коммунального сектора (без учета потребления промплощадок)

составил 14,9 млн. Гкал, в том числе 10,1 млн. Гкал в год (67,8 процента) жилищными организациями.

Таблица 17

### Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов в том числе:	тыс. Гкал	11 312	10 952	10 443	10 889
	Ново-Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	3161	3046	2803	3106
	Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	2324	2233	2156	2388
	Гурзуфская, Кировская котельные	тыс. Гкал	811	814	765	814
	Среднеуральская ГРЭС	тыс. Гкал	3969	3827	3678	3441
	ОАО МК «Уралметпром»	тыс. Гкал	485	445	489	585
	МУП «Екатеринбургэнерго»	тыс. Гкал	256	272	285	280
	ЗАО «ТеплоСетевая Компания»	тыс. Гкал	306	315	249	274
	ТЭЦ «Академическая»	тыс. Гкал	0	0	19	0
2.	Производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	58	57	58	50
3.	Потери	тыс. Гкал	2495	2223	2079	2 423
4.	Потери	процентов	23	21	20	23
5.	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	8759	8671	8307	8416

Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей.

Схема централизованного теплоснабжения г. Екатеринбург объединяет 8 тепловых источников. Протяженность магистральных тепловых сетей города Екатеринбурга составляет 206,33 км (в двухтрубном исчислении), разводящих и квартальных – около 1400 км. В городе имеется 12 насосных станций и 33 бака-аккумулятора горячей воды с суммарным объемом 96 тыс. куб. м, а также 405 тепловых пунктов.

Тепловые сети делятся на три основные группы по балансовой принадлежности:

тепловые сети, находящиеся на балансе предприятия ООО «СТК» (в основном магистральные тепловые сети);

тепловые сети, находящиеся на балансе МУП «Екатеринбургэнерго» (в основном внутриквартальные тепловые сети);

тепловые сети, находящиеся на балансе ведомственных источников (в основном внутриквартальные тепловые сети).

Основная часть тепловых сетей центральной зоны теплоснабжения находится на балансе МУП «Екатеринбургэнерго» и составляет 80,47 процента от общей протяженности сетей. Однако материальная характеристика тепловых сетей балансодержателя ООО «Свердловская теплоснабжающая компания»

на 33,46 процента больше, чем МУП «Екатеринбургэнерго» и составляет 66,35 процента.

Сети и оборудование ООО «Свердловская теплоснабжающая компания» – основа централизованного теплоснабжения г. Екатеринбурга. Доля в теплоснабжении города Екатеринбурга – 66,9 процента. Общая подключенная тепловая нагрузка потребителей составляет около 3500 Гкал/ч, суммарная циркуляция – 42 000 тонн/час. Схема ГВС – открытая, объем подпитки системы составляет 9000 тонн/час.

Структура магистральных сетей (по способу прокладки):

подземные – 106,03 км;

надземные – 100,3 км.

Средний диаметр магистральных сетей составляет 798 мм, средний диаметр разводящих и квартальных сетей – 177 мм.

Примерно 41 процент всех магистральных трубопроводов эксплуатируются более 25 лет, то есть более нормативного срока.

Карта магистральных тепловых сетей с учётом перспективной застройки представлена на рисунке 17.

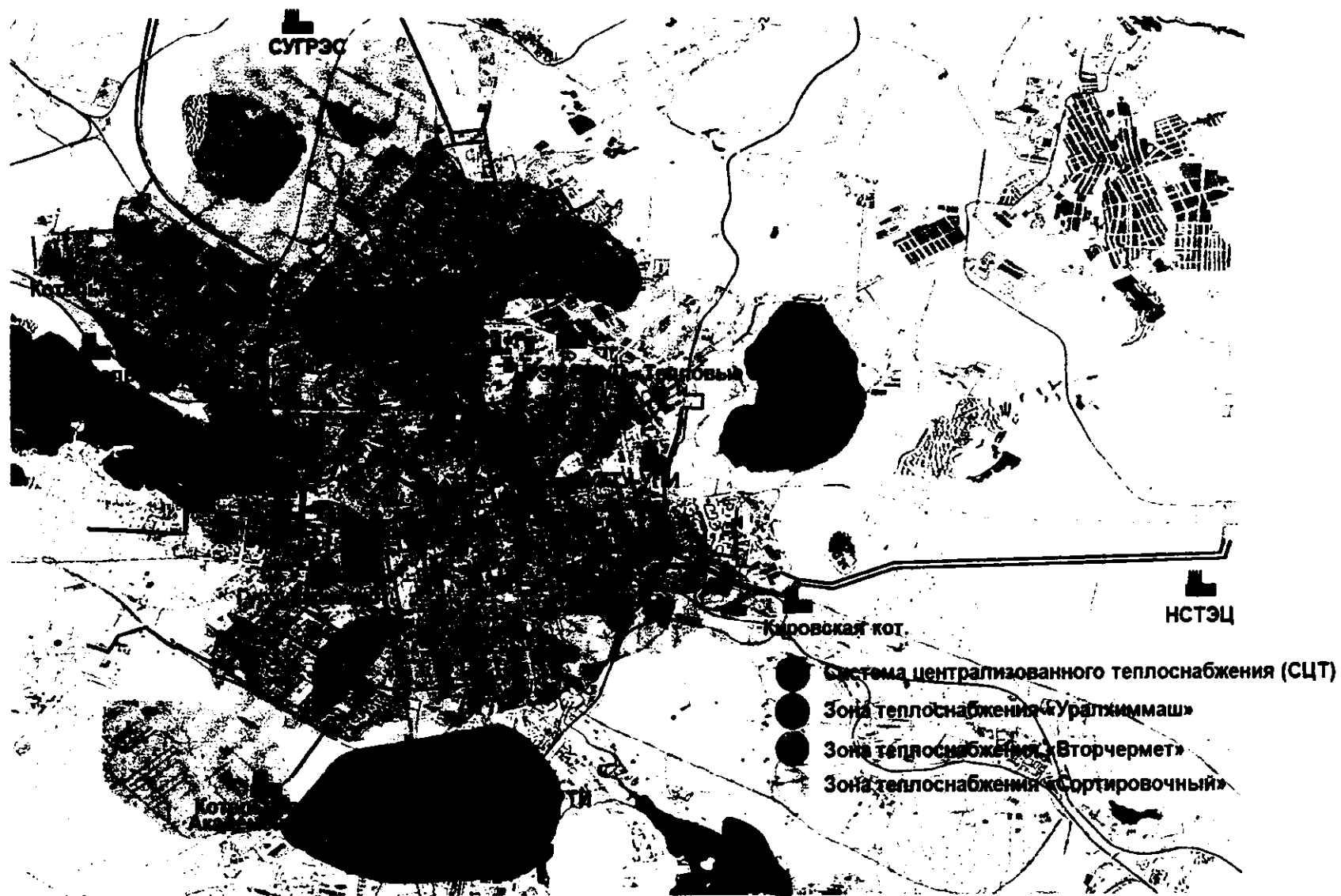


Рис. 17. Карта магистральных тепловых сетей с учетом перспективной застройки

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

### **Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы**

Электроэнергетический комплекс Свердловской области характеризуется следующими особенностями:

наличие значительной доли электростанций, работающих в базовой части графика нагрузок (атомные и ТЭЦ);

избыточный баланс электрической энергии и мощности энергосистемы;

диверсифицированность генерации по топливу, позволяющая обеспечить более надёжное электроснабжение потребителей;

практически полная зависимость Свердловской области от ввозимых энергоресурсов;

отсутствие централизованного электроснабжения ряда удаленных населенных пунктов на территории Свердловской области;

развитые межсистемные связи, обеспечивающие возможность выдачи избыточной мощности в дефицитные энергосистемы через соседние энергосистемы (Пермскую, Курганскую, Челябинскую).

Описание контролируемых сечений в энергосистеме Свердловской области приведено в приложении № 14.

### **Глава 18. 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, для которого в определенных схемно-режимных ситуациях в целях обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и мощности или ограничение генерирующей мощности электростанций, в результате которого возникает необходимость ввода ГАО. Необходимость ввода ГАО может потребоваться как в настоящее время в существующей сети так и появиться в перспективный период 2015–2020 годы с учетом изменений режимов работы сети, вызванных естественным ростом нагрузок в отдельных районах энергосистемы.

Анализ электроэнергетических режимов энергосистемы Свердловской области проводился для характерных периодов каждого года расчетного периода – осенне-зимнего периода (с 15 ноября по 15 марта) и летнего периода (июль, август).

При выполнении расчетов рассматривались следующие схемно-режимные ситуации:

для осенне-зимнего периода рассматривались нормальная схема и схема после наиболее тяжелых нормативных возмущений (единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) из нормальной схемы;

для летнего периода рассматривались нормальная схема, наиболее тяжелая ремонтная схема (ремонт одного сетевого элемента или одного элемента генерирующего оборудования) и схемы после наиболее тяжелых нормативных возмущений (единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) из нормальной и ремонтной схемы.

На основании анализа фактических и перспективных электроэнергетических режимов в энергосистеме Свердловской области выявлено восемь энергорайонов, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, соответствующих указанным выше критериям. Выявленные энергорайоны с указанием величины ГАО отмечены на рисунке 18. Краткий анализ выполненных расчетов с указанием наиболее тяжелых схемно-режимных ситуаций приведен в таблице 18.

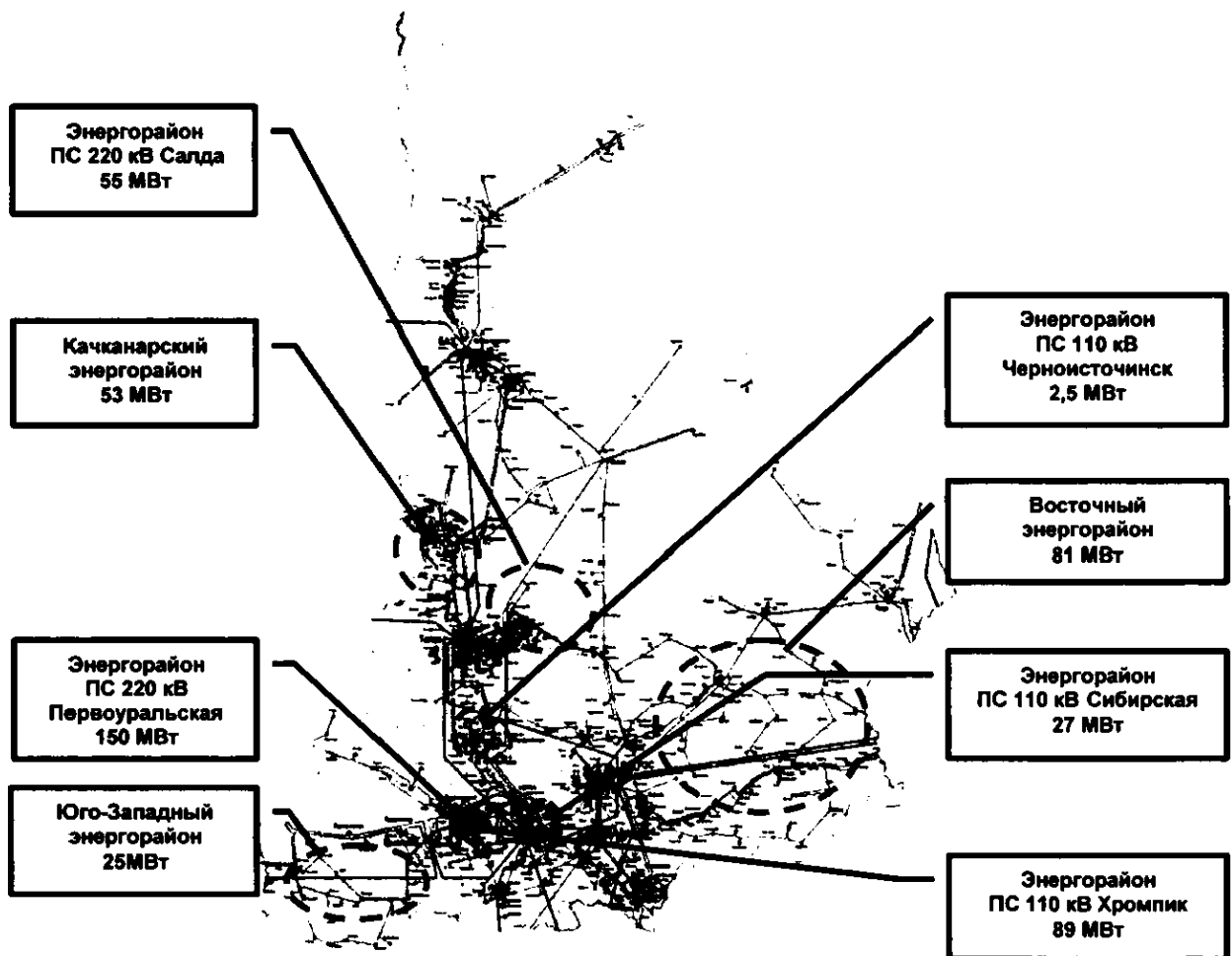


Рис. 18. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений

Выполнение мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, повысит надежность и пропускную способность электрических сетей 110 кВ и выше, исключит необходимость ввода ГАО как в зимний, так и в летний период.

Таблица 18

**Краткая характеристика энергорайонов энергосистемы  
Свердловской области, характеризующихся повышенной вероятностью  
выхода параметров режима из области допустимых значений**

№ п/п	Наименование «узкого места»	Расчетный период, в котором возможен ввод ГАО	Наиболее тяжелая схемно-режимная ситуация	Потребление района (МВт)	Величина ГАО (МВт)	Величина ГАО от потребления района (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
<b>Энергорайоны, выявленные по фактическим показателям потребления за 2014 год</b>						
1.	Энергорайон ПС 220 кВ «Первоуральская»	лето	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения АТЗ (2) ПС 220 кВ «Первоуральская» при ремонте АТ2(3) ПС 220 кВ «Первоуральская»	330	150	45
2.	Юго-Западный энергорайон	лето	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 220 кВ Емелино – Продольная при ремонте ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская	130	25	19
3.	Качканарский энергорайон	лето	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 220 кВ Качканар – Острая при ремонте ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	455	53	12
4.	Энергорайон ПС 220 кВ «Салда»	лето	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения АТ1(2) ПС 220 кВ «Салда» при ремонте АТ2(1) ПС 220 кВ «Салда»	168	55	33
5.	Энергорайон ПС 110 кВ «Сибирская»	лето	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения АТ2(1) ПС 500 кВ «Южная» при ремонте АТ1(2) ПС 500 кВ «Южная»	353	27	8
6.	Восточный энергорайон	зима	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень из нормальной схемы	210	68	32
		зима	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы	210	81	39
7.	Энергорайон ПС 110 кВ «Хромпик»	лето	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения 2 (1) СШ 110 кВ ПС 220 кВ «Первоуральская» при ремонте ВЛ 110 кВ Первоуральская-Хромпик 1(2)	170	89	52
<b>Энергорайоны, в которых повышенная вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений выявлена с учетом естественного роста нагрузок</b>						
8.	Энергорайон ПС 110 кВ	лето (начиная с	ввод ГАО в ПАР после аварийного отключения 2(1) СШ 110 кВ	128	2,5	2



1	2	3	4	5	6	7
	«Черноисточинск» (выявляется на этапе 2016 года)	2016 года)	ПС 110 кВ «Районная» на ремонт ВЛ 110 кВ Районная – Черноисточинск 1(2)			
Энергорайоны, вывленные в предшествующий период, в которых на сегодняшний день отсутствует повышенная вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений						
9.	Полевской энергорайон	С учетом выполненной в 2014 году модернизации АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика – Полевская с отпайкой на ПС «Диорит»; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками, установленными на ПС 110 кВ «Полевская», необходимость ввода ГАО в ПАР ликвидирована				
10.	Энергорайон ПС 220 кВ «Искра»	С учетом выполненного на ПС 110 кВ «Петрищевская» монтажа АОПО ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1 и 2 с отпайками, а также с учетом утвержденного ОАО «ЕЭСК» плана производства работ по включению комплекса ПА в работу, в рамках которого ввод АОПО планируется осуществить до конца 2015 года, необходимость ввода ГАО в ПАР будет ликвидирована				

### Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса

Электросетевой комплекс Свердловской области характеризуется следующими проблемами:

значительное количество электросетевых объектов имеет высокий физический износ и требует незамедлительной реконструкции;

в эксплуатации остаётся значительное количество морально устаревших устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики, автоматической информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, требуется реконструкция и модернизация общесистемных средств управления;

в эксплуатации остаётся значительное количество морально устаревшего маслонаполненного коммутационного оборудования, что снижает надежность энергосистемы и является негативным экологическим фактором;

на территории Свердловской области находятся в эксплуатации ветхие линии электропередачи 110 кВ и ниже, а также подстанции 110 кВ и ниже, срок эксплуатации которых превысил нормативный;

в муниципальном образовании «город Екатеринбург» наблюдается устойчивый рост энергопотребления, особенно в центральной части города Екатеринбурга. В то же время возможности размещения на существующих площадях новых инженерных сетей существенно ограничены. Вследствие этого происходит удорожание проектов развития электрической сети за счет применения комплектных распределительных устройств и строительства подстанций закрытого типа;

по состоянию на конец 2014 года на территории Свердловской области выявлено 1334 бесхозных объекта энергетической инфраструктуры (368 из них планируется принять в муниципальную собственность в 2014–2015 годах, 966 объектов – в более поздний срок) без надлежащего технического обслуживания, вследствие чего они ветшают и не могут нести расчетную нагрузку, не обеспечивают параметры ГОСТа по качеству электроэнергии (сверхнормативное падение напряжения и потери) и электробезопасности;

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

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

распределительные сети низкого напряжения находятся в руках более 100 собственников. Многие собственники не несут ответственности за надёжное электроснабжение потребителей, общая надёжность и управляемость таких сетей снижается;

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

продолжительность оформления разрешительной документации на строительство новых объектов 0,4–10 кВ. Необходимо продолжить работу по введению упрощенной процедуры оформления разрешительной документации (акт выбора трассы, разрешение на строительство, постановление о выделении земельных участков, свидетельство о регистрации) на строительство новых объектов 0,4–10 кВ, что позволит ускорить процесс технологического присоединения физических и юридических лиц к электрической сети;

планы развития территорий Свердловской области не скоординированы с планами развития электросетевого комплекса и доступностью электросетевой инфраструктуры, что выражается в том числе в строительстве невостребованных электросетевых объектов при наличии незагруженных существующих;

на предприятии ОАО «СУМЗ» отмечены случаи аварийного отключения электроприемников от внутренней сети при нормативных просадках напряжения во внешней питающей сети. Для решения данной проблемы требуется проектная проработка с разработкой соответствующих мероприятий (установка на шинах потребителя БСК, СТК, автоматические регулировочные устройства). Конкретные решения должны быть определены по результатам проектных проработок.

## **Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области**

Существуют следующие проблемы генерирующих мощностей Свердловской области:

1) высокая степень физического износа энергетического оборудования. Более 60 процентов оборудования выработало ресурс, но оно все еще используется. Низкая экономичность (КПД 34–35 процентов, при достигнутых уровнях КПД в странах Европы на уровне 40 процентов). В приложении № 2 приведена возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области по состоянию на 01 марта 2015 года. Оборудование тепловых станций до 1960 года выпуска должно быть проанализировано на предмет ожидаемого вывода из эксплуатации до 2020 года. Суммарная величина генерирующего

оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации до 2020 года, составляет 1419,5 МВт.

Для решения данной проблемы необходимо:

комплексно планировать модернизацию энергетического оборудования;  
выводить из эксплуатации изношенное оборудование;  
заменять (реконструировать) оборудование;

2) высокие удельные расходы топлива на производство электрической энергии;

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

4) исчерпание емкости существующих золоотвалов.

На Рефтинской ГРЭС (ПАО «Энел Россия») частично внедрена система сухого золошлакоудаления, позволяющая решать проблемы утилизации золы;

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

реконструкция золоулавливающих устройств;

реконструкция систем газоочистки;

реконструкция котлов, горелочных устройств;

б) во многих муниципальных образованиях, расположенных на территории Свердловской области, не разработаны перспективные схемы теплоснабжения. Отсутствие таких схем приводит к снижению эффективности энергоисточников (например, неиспользование тепломагистралей Верхнетагильской ГРЭС – г. Новоуральск, Серовская ГРЭС – г. Серов). Планирование поможет определить целесообразность строительства энергетических объектов, повысить эффективность всей системы. Для решения данной проблемы необходимо законодательно утвердить разработку и пересмотр схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, один раз в 5 лет.

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 региона, 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 процентов.

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

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

8) отсутствие экономических стимулов для содержания мощности теплоснабжающих источников;

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

## Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей

### Износ основных фондов.

Износ объектов инженерной инфраструктуры выходит за допустимые пределы и приближается к критическому уровню 60 процентов, при котором резко растет аварийность инженерных сетей и оборудования. Так, за последние 10 лет износ основных фондов вырос в 2 раза, в коммунальном хозяйстве достиг 50 процентов, аварийность при этом значительно увеличилась. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях по городам присутствия ООО «СТК» показано на рисунке 19.

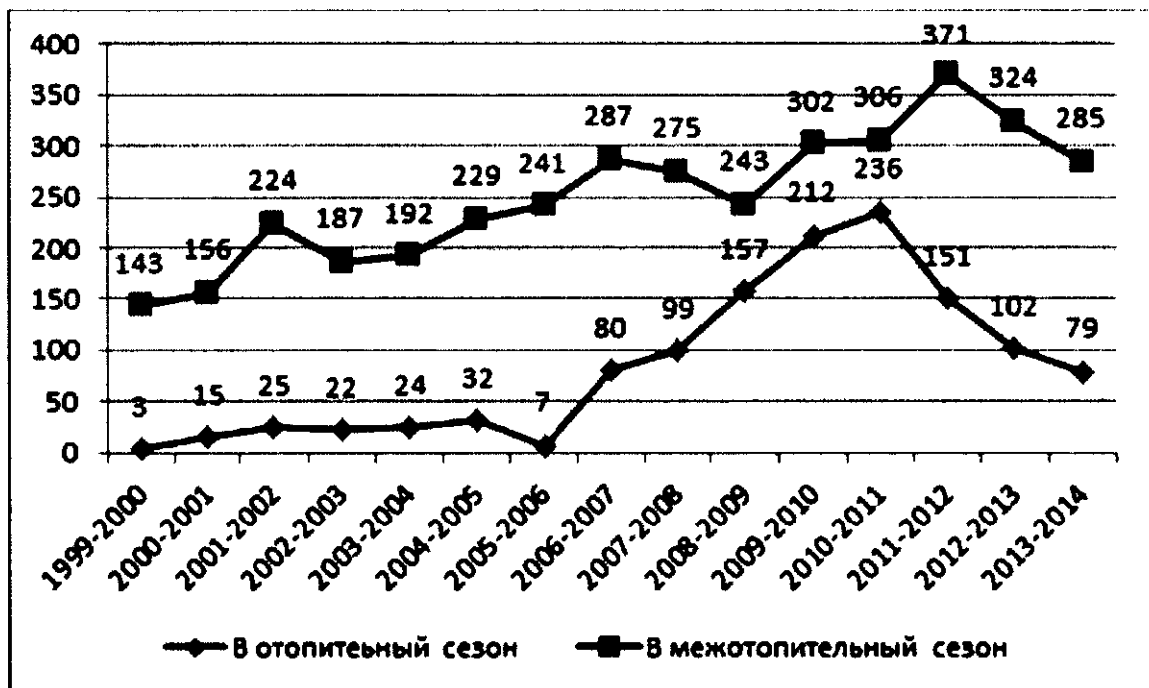


Рис. 19. Количество повреждений тепловых сетей обособленного подразделения «Свердловские тепловые сети» ООО «СТК»

Резкое увеличение числа повреждений в отопительном сезоне 2006/2007 года и последующих годах происходило вследствие массового окончания нормативного срока эксплуатации теплотрасс. В межотопительный период 2012–2014 годов произошло снижение числа повреждений ввиду существенного увеличения объемов проведения реконструкции теплотрасс.

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 градусов 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 в Свердловской области приведены в таблице 19.

Таблица 19

#### Проблемы в системе теплоснабжения в Свердловской области

Проблема	Описание проявлений	Причина
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 процентов теплотрасс; 99 процентов повреждений теплотрасс происходит в результате наружной коррозии; большая часть конструкций тепловых сетей не обеспечивает надежной защиты трубопровода при воздействии внешней среды; неэффективность существующей ливневой канализации и дренажных систем
Качество	ухудшение качества ГВС (температура, органолептические параметры) в межотопительный период, периоды запуска отопления, начала циркуляции внутридомовых систем; недогрев теплоносителя для потребителей при температурах наружного воздуха от -20 градусов и ниже	проведение гидроиспытаний, при которых необходимо снижение температуры подпиточной воды до 40 градусов; открытый водоразбор ГВС в летний период по одному трубопроводу; дефицит тепловой мощности и недостаток пиковых источников тепла для покрытия нагрузок во всем диапазоне температур наружного воздуха; отсутствие систем рециркуляции во многих домах, низкое качество изоляции внутридомовых систем

Организационно-финансовые проблемы	уровень собираемости денежных средств по управляющим компаниям (97,8 процента), товариществам собственников жилья и прочим жилищным организациям (95,1 процента) ниже среднего уровня по городу Екатеринбург, при этом доля потребления жилищными организациями составляет 67 процентов от объема рынка тепловой энергии в городе Екатеринбурге	низкая платежная дисциплина товариществ собственников жилья, управляющих компаний и прочих жилищных организаций
Обеспечение развития города Екатеринбурга	с учетом выданных технических условий на подключение к системе централизованного теплоснабжения новых объектов дефицит составляет 131 Гкал/час	неразвитая система транспортировки тепловой энергии, низкая пропускная способность тепловых сетей, недостаточная располагаемая мощность ряда теплоисточников

## **Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области**

Свердловская область зависит от возможностей приема энергетического топлива из других регионов, в том числе из Казахстана. В период 1980–1990 годов произошел перевод значительного объема генерирующих мощностей, работавших на угле, на сжигание газа. Этому способствовали рост добычи газа в Тюменской области, 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 (Рефтинская ГРЭС) обусловило долю угля в топливном балансе области гораздо более высокую, чем по стране в целом. Учитывая, 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 важна 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, на долю которого приходится около 35 процентов 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 23. 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.

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики, а также их доля в суммарном выбросе по Свердловской области показаны в таблице 20 и на рисунках 20 и 21.

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области показаны в таблице 21. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области и их доля в общем объеме показаны на рисунках 22 и 23.

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области и доля предприятий энергетики в общем объеме размещения отходов показаны в таблице 22 и на рисунках 24 и 25.

Полные данные по воздействию предприятий энергетики на окружающую среду Свердловской области за 2014 год будут доступны для актуализации во второй половине 2015 года.

Таблица 20

#### **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)**

№ п/п	Наименование предприятия	2007 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	306,2	313,7	387,8	305,0	317,3	318,4	315,4
2.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	35,1	39,8	41,9	42,4	41,3	42,1	33,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	8,6	7,5	7,5	8,0	7,8	7,25	6,6
4.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС	35,7	35,9	36,3	37,7	35,2	30,5	27,5
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	19,4	17,6	14,3	17,7	18,2	8,8	12,6 (с учетом БАЗ – 29,29)
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	14,3	13,8	13,2	12,0	11,3	11,8	8,5
7.	Красногорская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	22,0	21,2	21,4	19,9	17,1	19,6	14,1
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	5,5	6,2	5,9	5,8	5,8	5,1	5,3
9.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,9	1,3	1,2	1,0	1,0	1,0	0,9
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,8	0,7	0,8	0,85	0,7	0,7	0,7
11.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	нет данных
12.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»	0,6	0,6	0,8	0,5	0,8	0,8	0,8
13.	Всего	451,0	459,3	531,8	451,2	456,6	446,2	425,5
14.	Всего по области	1255,1	1163,8	1195,9	1103,1	1129,1	1097,3	1021,2
15.	Доля данных предприятий в суммарном выбросе по Свердловской области, процентов	35,9	39,5	44,5	40,9	40,4	40,7	41,7



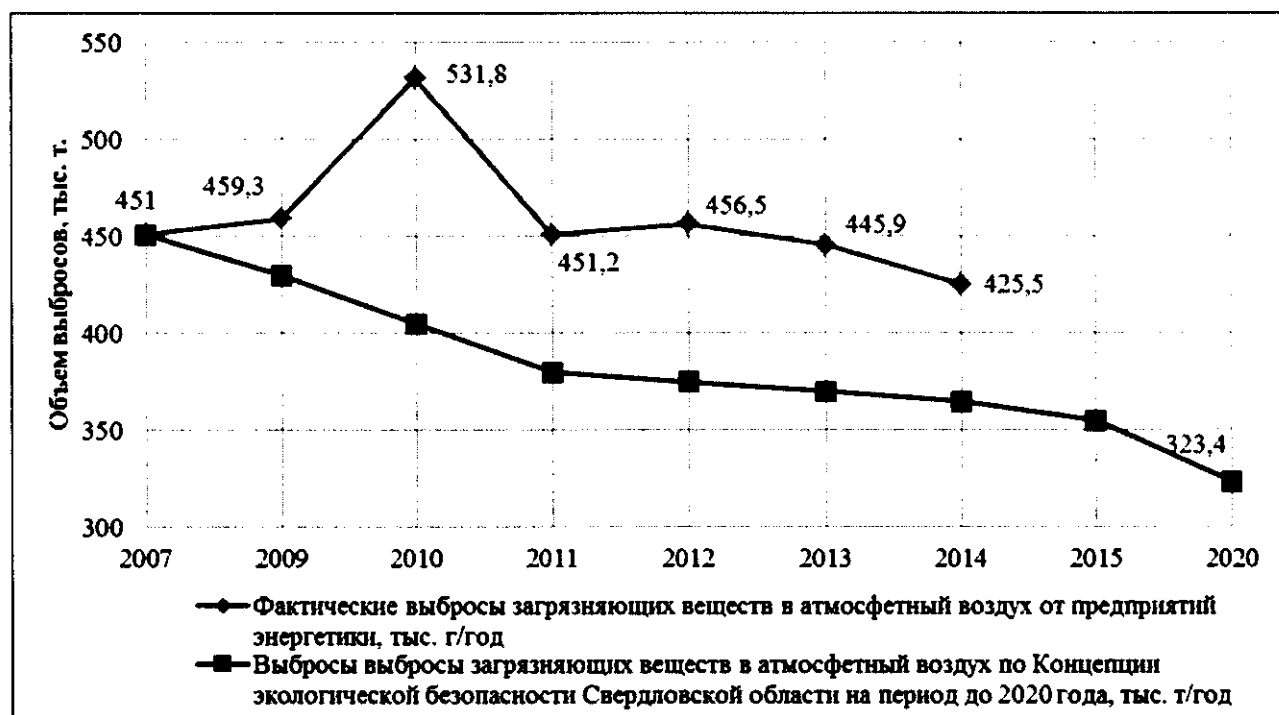


Рис. 20. Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики (тыс. т/год)



Рис. 21. Доля предприятий энергетики в суммарном выбросе загрязняющих веществ по Свердловской области (тыс. тонн)

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

№ п/п	Наименование электростанции	Объем сброса загрязненных сточных вод (млн. куб. метров)						Масса сброса загрязняющих веществ (тыс. тонн)					
		2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	29,050	28,660	19,890	22,640	16,922	20,100	5,822	5,320	7,660	10,830	9,190	10,185
2.	филиал «Верхне- тагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенера- ция»	6,070	6,500	6,100	6,100	6,100	6,000	3,925	4,930	2,490	3,890	4,390	6,121
3.	филиал «Средне- уральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,326	0,360	0,330	0,660	1,170	1,923
4.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС	0,046	0,030	0,040	0,030	0,036	0,046	0,145	0,118	0,470	0,930	–	0,086
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	0,000	0,470	0,950	0,470	0,278	0,42	0,000	0,483	0,970	0,480	0,265	0,271
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	2,218	2,160	2,220	2,830	2,150	0,026	0,019	0,017	0,012	0,011	0,011	0,010
7.	Красногорская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,000	0,095	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001
8.	Ново- Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,476	0,400	0,470	0,400	0,380	0,350	0,384
9.	Качканарская ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,033	0,003	0,030	0,040	–	–	0,003	0,003	0,005	0,006	–	–
10.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС»	0,371	0,347	0,312	0,340	0,324	0,355	0,541	0,540	0,390	0,370	0,290	0,113
11.	<b>ИТОГО</b>	<b>37,788</b>	<b>38,265</b>	<b>29,542</b>	<b>32,450</b>	<b>25,812</b>	<b>29,423</b>	<b>11,183</b>	<b>12,243</b>	<b>12,729</b>	<b>17,558</b>	<b>15,636</b>	<b>19,094</b>
12.	<b>Всего по Свердловской области</b>	<b>780,32</b>	<b>763,42</b>	<b>771,34</b>	<b>712,28</b>	<b>686,78</b>	<b>667,0</b>	<b>472,3</b>	<b>473</b>	<b>491,2</b>	<b>479,9</b>	<b>465</b>	<b>488,0</b>
13.	<b>Доля, процентов</b>	<b>4,8</b>	<b>5,0</b>	<b>3,8</b>	<b>4,6</b>	<b>3,8</b>	<b>4,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>3,7</b>	<b>3,4</b>	<b>3,9</b>



Рис. 22. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области (млн. куб. м)



Рис. 23. Доля предприятий энергетики в водоотведении загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты в 2014 году (млн. куб. м)

## Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики (тыс. тонн/год)

№ п/п	Наименование предприятия	Образовано (тыс. тонн)					Использовано (тыс. тонн)					Размещено (тыс. тонн)				
		2007 год	2010 год	2012 год	2013 год	2014 год	2007 год	2010 год	2012 год	2013 год	2014 год	2007 год	2010 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»	1,20	2,23	1,15	1,21	1,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	3763,0	5364,8	4965,9	4686,4	4335,4	124,7	0,0	225,6	192,8	250,0	3657,0	5225,5	4734,9	4489,5	4075,2
3.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,15	0,15	0,23	0,18	0,14	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,00	0,00	0,00
4.	Красногорская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	218,39	240,88	174,11	174,45	112,73	0,03	0,04	0,08	0,06	0,10	217,96	240,70	173,90	174,22	112,47
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	320,52	306,00	326,64	130,14	–	0,00	0,00	0,00	0,00	–	318,28	305,16	325,52	129,76	–
6.	Качканарская ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,30	0,39	–	–	–	0,00	0,00	0,00	0,00	–	0,01	0,04	–	–	–
7.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	1,21	1,04	1,72	1,81	2,48	0,11	0,00	0,00	0,00	0,07	0,13	0,13	0,60	0,44	0,43
8.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	194,98	190,74	188,21	166,99	129,90	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	194,53	190,38	187,29	165,79	129,23
9.	Филиал ПАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Серовская ГРЭС	561,62	555,75	526,29	424,41	429,23	0,21	0,03	0,03	0,01	0,01	561,02	555,23	524,69	423,44	428,12
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,58	0,14	0,22	0,16	0,19	0,01	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»)	0,58	0,43	0,39	0,37	0,21	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,14	0,13	0,18	0,14
12.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»	410,79	621,52	630,00	620,02	446,17	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	409,71	607,20	592,50	588,80	429,96
13.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,00	0,01	0,01	0,02	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	5473,31	7284,03	6814,85	6206,16	5457,54	125,16	0,08	225,77	192,85	250,22	5358,74	7124,49	6539,53	5972,16	5175,50
15.	Всего по Свердловской области	185029,6	177599,4	198988,3	194200,0	185195,0	86012,4	74065,5	86042,4	83000,0	84189,8	114964,1	108646,4	119026,9	115400,0	105913,0
16.	В процентах от общего объема отходов	2,96	4,10	3,42	3,20	2,95	0,15	0,00	0,26	0,23	0,30	4,66	6,56	5,49	5,18	4,89

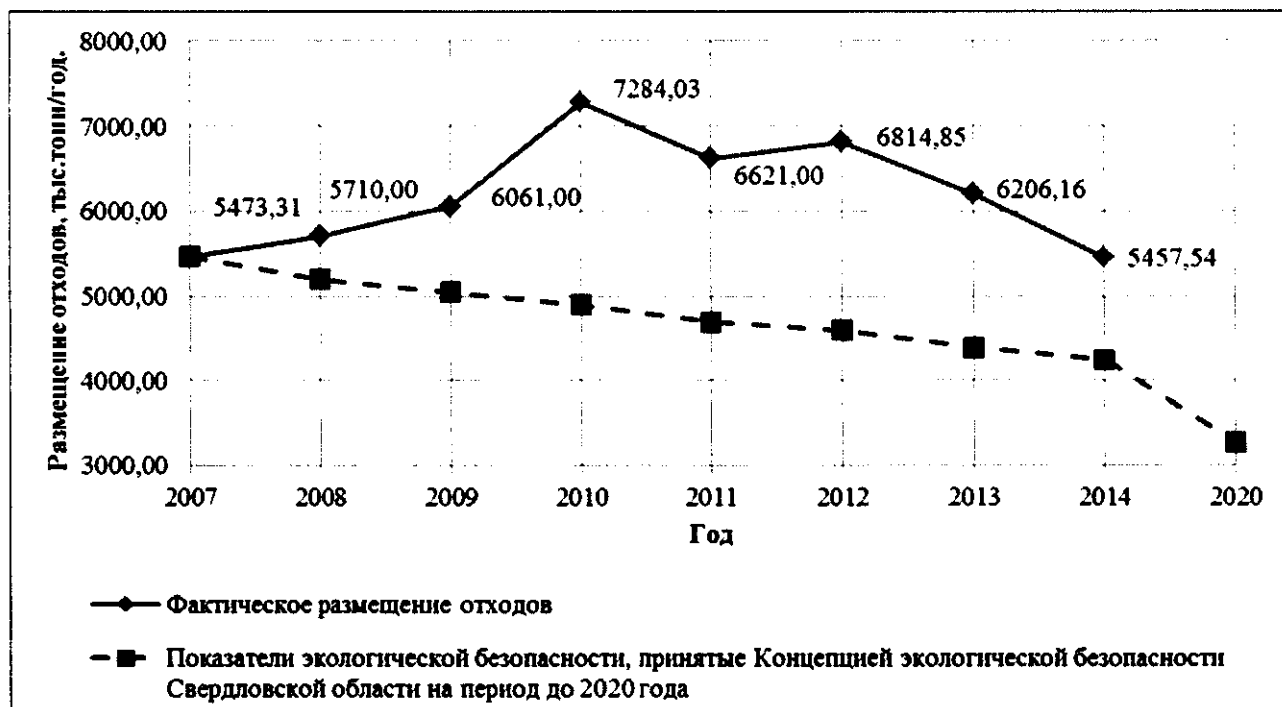


Рис. 24. Динамика размещения отходов предприятиями энергетики

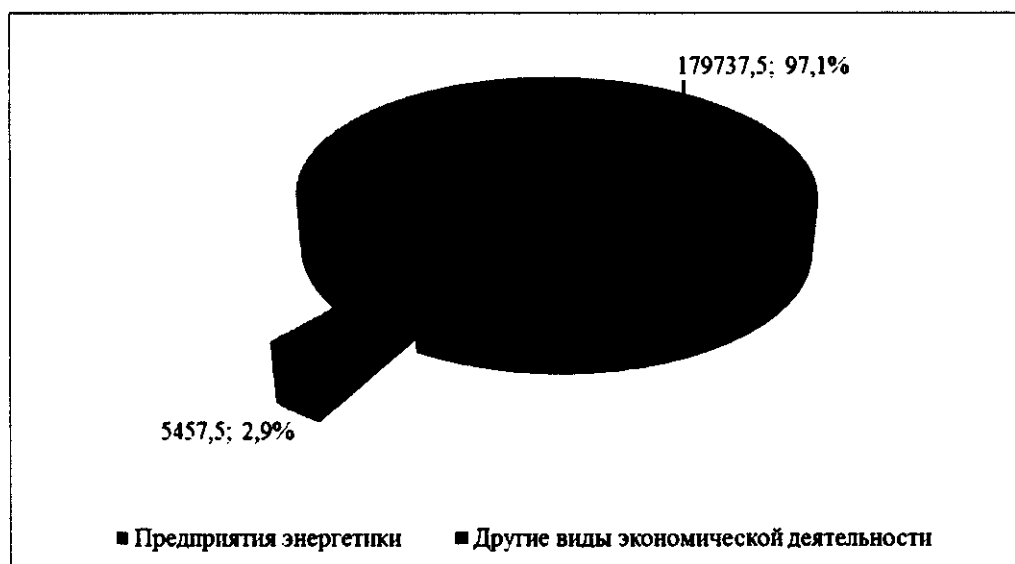


Рис. 25. Доля предприятий энергетики в общем объеме размещения отходов (тыс. тонн)

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 Концепцией экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года, одобренной постановлением Правительства Свердловской области от 28.07.2009 № 865-ПП «О Концепции экологической безопасности в Свердловской области на период до 2020 года».

Планируется снижение в 2020 году по отношению к уровню 2007 года: валового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 28,3 процента;

сброса загрязненных сточных вод на 25,1 процента;

количества размещаемых отходов на 39 процентов.

Улучшение экологических показателей отрасли будет достигаться при выполнении реконструкции и модернизации объектов энергетики, предусмотренных схемой и программой развития энергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года, в том числе на Рефтинской ГРЭС будет реализована программа мероприятий по снижению негативного воздействия Рефтинской ГРЭС на окружающую среду, согласованная с Правительством Свердловской области в рамках Соглашения о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды между Правительством Свердловской области и публичным акционерным обществом «Энел Россия».

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

В энергетике Свердловской области преобладают тенденции развития генерации на углеводородном топливе, связанные с развитием различной газовой генерации, в том числе ПГУ и малой генерации. На данный момент это связано с широким диапазоном генерирующих мощностей на газе, удобством использования газовой топливной инфраструктуры, 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 учесть при развитии энергетики (таблица 23).

Таблица 23

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

Параметр	Сжигание пылевидного угля	ПГУ и мощные ГТУ	ГТУ	ГПУ
Выбросы SO <sub>2</sub> , мг/куб. м	100–200	–	–	–
Выбросы NO <sub>x</sub> , мг/куб. м	20–30	50–200	50–100	до 500
Выбросы CO, мг/куб. м	менее 20	50–200	60–200	до 650
Выбросы твердых частиц, мг/куб. м	15–30	–	–	в зависимости от угара масла
Электрический КПД, процентов	35–43	54–58	33–37	40–45
КИТ, процентов	80–90			

С учетом данных таблицы 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 и выбрасывать в атмосферу меньше вредных веществ и размещать меньше отходов. Также новые виды генерации обладают улучшенными удельными показателями выбросов вредных веществ.

Далее оценивается изменение выбросов вредных веществ при выводе из строя существующего оборудования и вводе нового для Серовской ГРЭС (вывод 388 МВт генерации, ввод 840 МВт ПГУ), Нижнетуриной ГРЭС (вывод 176 МВт генерации, ввод 460 МВт ПГУ) и Верхнетагильской ГРЭС (вывод 88 МВт генерации, ввод 420 МВт ПГУ). Результаты приведены на рисунке 26.

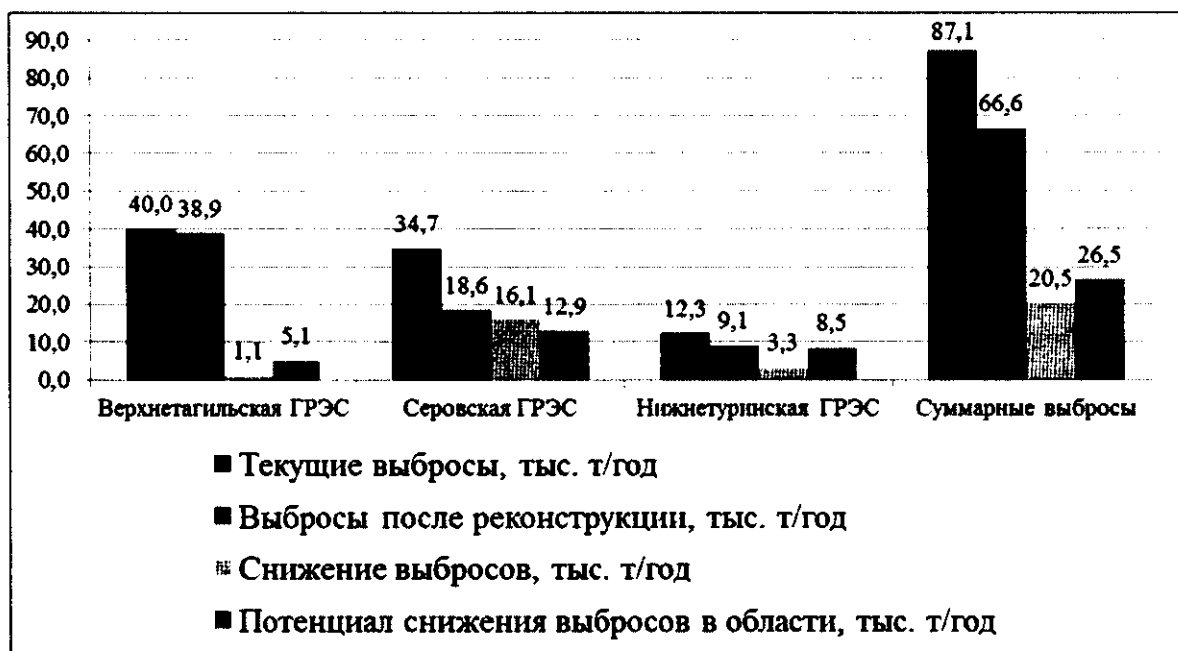


Рис. 26. Снижение выбросов в атмосферу в результате реконструкции станций (тыс. т/год)

Прямой эффект по снижению выбросов от реконструкции связан с заменой оборудования на более экологичное и эффективное с точки зрения КПД. Суммарный прямой эффект от реконструкции данных станций составляет 20,5 тыс. тонн, или 4,9 процента от выбросов предприятий энергетики в Свердловской области. 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 процента 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 десульфаризацией 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 ведет к повышенному уровню выбросов окислов азота  $\text{NO}_x$  и необходимости их нейтрализации;

4) традиционно считается, что доля угарного газа  $\text{CO}$  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  $\text{CO}$  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 из-за близости к потребителю малая генерация дает выигрыш в КПД на 5–15 процентов и снижает выбросы вредных веществ в 1,7–2,5 раза.

Тем не менее 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  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$  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 свойства распределенности по территории малая генерация «естественным» образом снижает концентрацию выбрасываемых ею некумулятивных вредных веществ. С точки зрения выбросов углекислого газа  $\text{CO}_2$  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  $\text{NO}_x$ ;

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 области, но ввиду свойства распределенности она не приводит к повышению концентрации некумулятивных вредных веществ.

Основные виды негативных воздействий предприятий электроэнергетики на окружающую среду, учитываемых при развитии предприятий энергетики до 2020 года и на перспективу до 2025 года, представлены в таблице 24.

Таблица 24

**Основные загрязнители и виды антропогенных воздействий от различных предприятий энергетики**

№ строки	Название	Формула	Основной источник	Опасные последствия	Кумулятивность	Статус опасности
1	2	3	4	5	6	7
1.	<b>Газообразные и аэрозоли</b>					
2.	Диоксид серы	SO <sub>2</sub>	станции на местных, локальных видах топлива и угле	угнетение растений, кислотные дожди, коррозия	нет	локальный
3.	Оксиды азота	NO, NO <sub>2</sub>	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	канцерогены, коррозия, разрушение озона	нет	локальный
4.	Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	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
8.	<b>Твердые</b>					
9.	Твердые производственные отходы	золошлакоотвалы	станции на местных, локальных видах топлива и угле	уничтожение экосистем	да	локальный
10.	<b>Жидкие</b>					
11.	Сбросы сточных вод с загрязнителей	все вышеперечисленное	угольные станции с гидравлическим золошлакоудалением	яды, канцерогены, мутагены, уничтожение экосистем	частично	локальный

1	2	3	4	5	6	7
12.	Потребление воды	–	все виды станций	дефицит питьевой воды	нет	областной
13.	Поступление теплоты	до +30 градусов	сбросы теплой воды энергоустановками	изменение местного климата и изменение экосистем	нет	локальный

С целью снижения негативного воздействия на окружающую среду Правительством Свердловской области предложено ряду предприятий энергетического комплекса заключить соглашения о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды (далее – соглашения), включающие среднесрочные и долгосрочные (до 2020 года) программы природоохранных мероприятий.

В настоящее время заключены соглашения с ПАО «Энел Россия» в части филиала «Рефтинская ГРЭС» (от 14.07.2011) и ПАО «ОГК-2» в части филиала Серовская ГРЭС (от 30.10.2013).

Необходимо продолжить работу по заключению соглашений с другими предприятиями энергетического комплекса, с учетом требований к предприятиям энергетики, характеризующих деятельность по обращению с отходами производства, принятых в Стратегии по обращению с отходами производства на территории Свердловской облсти до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской области от 09.09.2014 № 774-ПП «О Стратегии по обращению с отходами производства на территории Свердловской области до 2030 года»:

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

2) внедрение в производство наилучших доступных технологий;

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

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

5) проведение 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 24. Анализ состояния энергетической безопасности Свердловской области**

Анализ энергетической безопасности Свердловской области и Уральского федерального округа, проведенный Институтом экономики и Институтом теплофизики УрО РАН, показал, что территория Свердловской области в течение 2005–2009 годов находилась в кризисном состоянии. Основными причинами

неудовлетворительного состояния энергобезопасности Свердловской области являются:

высокий износ основных производственных фондов;  
высокая степень зависимости Свердловской области от привозного топлива;  
относительно высокое экологическое давление тепловых электростанций на территорию области.

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

Текущее состояние малой генерации в Свердловской области.

Под малой генерацией в схеме и программе развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года понимается совокупность модульных генерирующих установок мощностью порядка нескольких мегаватт (Гкал/ч), производящих электрическую и тепловую энергию в месте ее конечного потребления. Верхней границей суммарной установленной мощности одной электростанции (или мини-ТЭЦ) принимается значение 25 МВт. В разделе 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 времени.

В настоящее время доля малой генерации в суммарной установленной мощности электростанций Свердловской энергосистемы оценивается примерно в 4,9 процента, при этом порядка 2,2 процента сосредоточено в муниципальном образовании «город Екатеринбург». Указанные значения были получены путем количественной оценки имеющихся данных о технических условиях на технологическое присоединение энергоустановок к сети и информации из открытых источников, включая отраслевые и рыночные обзоры, данные проектных и энергосервисных организаций.

С учётом имеющихся ретроспективных данных о вводах объектов малой генерации и основных показателей социально-экономического развития Свердловской области, представленных в Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской области от 27.08.2008 № 873-ПП «О стратегии социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года», прогноз установленной мощности малой генерации в процентах от суммарной установленной генерирующей мощности Свердловской энергосистемы приведен на рисунке 27. Из рисунка видно, что наблюдается устойчивый прирост доли малой генерации на ближайший пятилетний период до величины 5,9 процента к 2020 году. При этом наибольшее приращение наблюдалось в период с 2010 по 2012 год и составляло порядка 100 МВт в год, а в период с 2013 по 2015 год происходит снижение ежегодного прироста мощностей на объектах малой генерации до величины порядка 50 МВт в год.

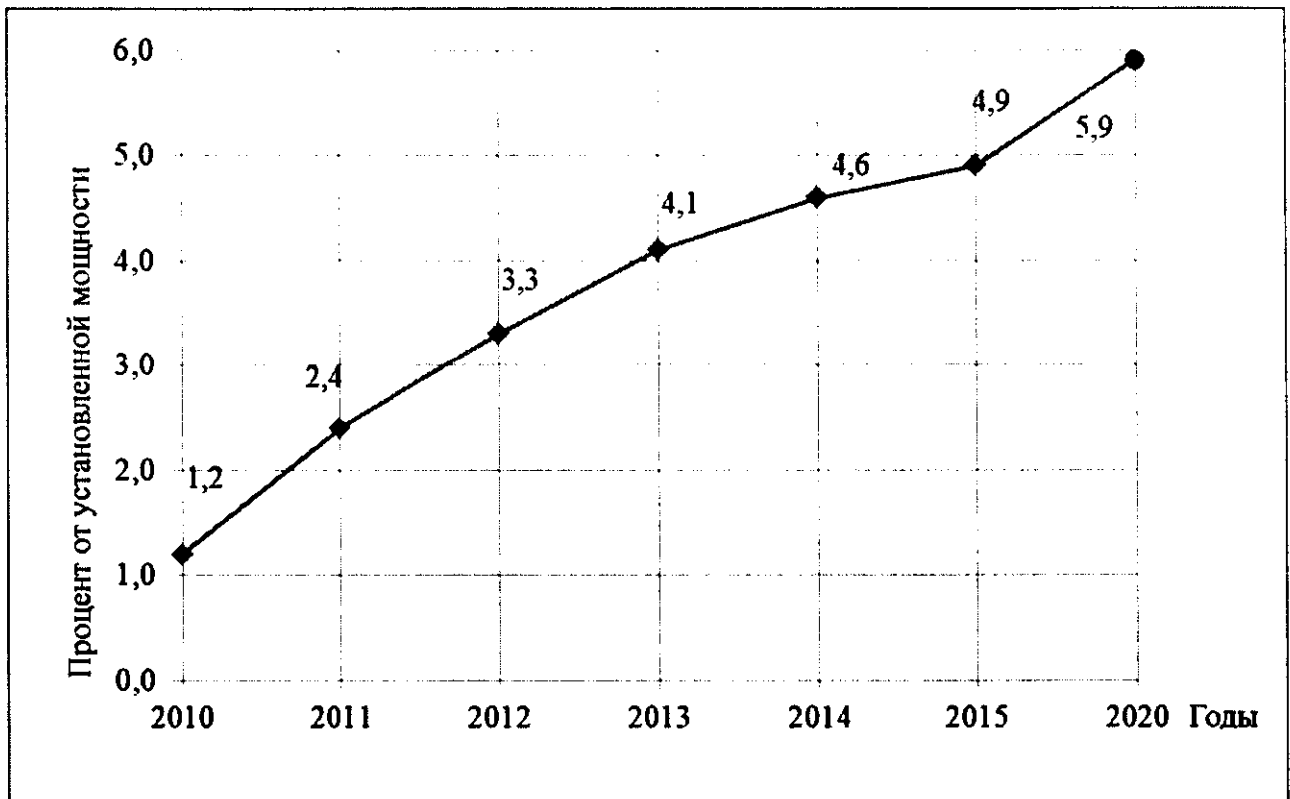


Рис. 27. Динамика развития малой генерации в Свердловской области

Перечень существующих генерирующих объектов малой мощности на этап 2015 года, представленный в таблице 25, сформирован на основании данных о технических условиях на присоединение установок малой генерации к сети, материалов стратегических и программных документов развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области, включая схему и программу развития электроэнергетического комплекса Свердловской области на 2015–2019 годы и на перспективу до 2024 года, утвержденные постановлением Правительства Свердловской области от 21.05.2014 № 438-ПП «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетического комплекса Свердловской области на 2015–2019 годы и на перспективу до 2024 года», Стратегию развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области до 2020 года, утвержденную приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области от 15.06.2011 № 50 «Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области до 2020 года».

Таблица 25

**Перечень действующих энергоустановок малой генерации на территории Свердловской области**

№ п/п	Наименование	Собственник	Населенный пункт	Вид топлива	Мощность (МВт)	Режим работы
1	2	3	4	5	6	7
1.	Мини ТЭЦ 3×ЭУ-1,5Е	ЗАО «Кушвинский завод прокатных валков»	г. Кушва	газ	4,5	параллельно с сетью

1	2	3	4	5	6	7
2.	ГПА-ТЭЦ «МагКор»	ООО База Гастроном «МагКор»	г. Екатеринбург	газ	0,6	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть
3.	Мини ГЭС	ООО «Стройтех- проект-СМ»	г. Сысерть	вода	0,1	параллельно с сетью
4.	ГПА-ТЭЦ БГК	ОАО «Богданович- ская генерирующая компания»	г. Богданович	газ	6,0	параллельно с сетью
5.	ГТЭС-4, 6	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	г. Арамиль	газ	10,0	параллельно с сетью
6.	Екатеринбург- ская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Екатеринбург	газ	18,0	параллельно с сетью
7.	ГПА-ТЭЦ «Уральская фольга»	ОАО «Уральская фольга»	г. Екатеринбург	газ	14,0	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть
8.	Энергоцентр Электрохим- прибор	ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	г. Лесной	газ	18,0	параллельно с сетью
9.	ПТУ «РТИ»	ПАО «Уральский завод РТИ»	г. Екатеринбург	газ, мазут	12,0	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть
10.	КГУ «Рамада»	Гостинично- развлекательный комплекс «Евразия»	г. Екатеринбург	газ	2,5	параллельно с сетью
11.	ГТЭС-4000 «Урал»	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	г. Сысерть	газ	4,0	параллельно с сетью
12.	Мини ТЭЦ ЭПК УрФУ	ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»	г. Екатеринбург	РУ (пар)*	0,75	параллельно с сетью
13.	Вогульская ГЭС	Филиал «Верхне- тагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	г. Верхний Тагил	вода	2,0	параллельно с сетью
14.	ГПА-ТЭЦ «Тендер»	ЗАО «Тендер» (розничная сеть «Магнит»)	г. Первоуральск	газ	2,4	автономно
15.	Мини ТЭЦ СУМЗ	ООО «УГМК- Холдинг»	г. Ревда	газ	21,5	параллельно с сетью. Без выдачи

1	2	3	4	5	6	7
						мощности во внешнюю сеть
16.	ТЭЦ ОАО «Синарский трубный завод»	ОАО «Синарский трубный завод»	г. Каменск-Уральский	газ	24,0	н/д**
17.	ГПА-ТЭЦ «Завод противопожарного оборудования»	ООО «Завод противопожарного оборудования»	г. Екатеринбург	газ	1,0	н/д
18.	ГПА-ТЭЦ «Птицефабрика Свердловская»	ОАО «Птицефабрика Свердловская»	г. Екатеринбург	газ	1,0	н/д
19.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	ООО «УГМК-Холдинг»	г. Серов	газ	18,0	н/д
20.	Режевская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Реж	газ	18,0	параллельно с сетью
21.	Верхотурская ГЭС	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	г. Верхотурье	вода	7,0	параллельно с сетью
22.	ГПА-ТЭЦ «Уральский оптико-механический завод»	ОАО «Производственное объединение «Уральский оптико-механический завод» имени Э.С. Яламова»	г. Екатеринбург	газ	6,0	параллельно с сетью
23.	Итого, суммарная мощность				191,4 МВт	

\* РУ – редуционная установка для сработки давления пара.

\*\* Н/д – нет данных.

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, работающих без технических условий на подключение к внешним системам электроснабжения либо не выделяемых отдельно при наличии более мощной генерации в энергоузле. Суммарная мощность такой генерации оценивается около 200 МВт.

Текущая ситуация характеризуется тем, что малая генерация в Свердловской области наиболее интенсивно развивается на производственных объектах потребителей ввиду необходимости обеспечения энергетических потребностей производственного процесса в кратчайшие сроки и с минимальной себестоимостью. Для выработки электрической и тепловой энергии на генерирующих объектах малой мощности преимущественно используется углеводородное топливо (газ), в крупных котельных для выработки электроэнергии применяются в том числе редуционные установки. Малая

генерация на основе возобновляемых источников энергии развита незначительно, что обусловлено климатическими особенностями Свердловской области.

На текущий момент среди основных центров развития малой генерации можно выделить города Екатеринбург, Первоуральск, Нижний Тагил, Каменск-Уральский и прилегающие к ним муниципальные образования. Эти муниципальные образования составляют основу экономического комплекса Свердловской области, отличаются опережающим развитием производства, наличием развитой энергетической инфраструктуры, мощных центров питания.

Большинство энергоустановок малой генерации работают параллельно с энергосистемой с выдачей или без выдачи мощности в сеть, что для собственников энергоустановок обеспечивает наиболее эффективный технологический режим работы установки и высокие экономические показатели. Наличие электросетевой инфраструктуры при существующем ограничении на размещение новых сетей в крупных городах является одним из критериев, способствующих внедрению объектов малой генерации на территории Свердловской области.

**Технологические факторы развития малой генерации.**

С учетом существующего состояния сетевой инфраструктуры Свердловской области, климатических особенностей Свердловской области, ее 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 Свердловской энергосистемы, рассматриваются:

доступность электросетевой инфраструктуры, включая загрузку центров питания 35–110 кВ, а также необходимость электрификации удалённых районов;

наличие теплоэнергетической инфраструктуры и учёта возможной потребности в низко- и среднетемпературном тепле для производственных нужд;

наличие и степень развития распределительных газовых сетей как основной топливной инфраструктуры;

возможность использования местных видов топлива в качестве альтернативной топливной инфраструктуры.

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

Также в регионе имеется ряд населённых пунктов, удалённых от сетей централизованного электроснабжения, с относительно малой численностью населения. Перечень населённых пунктов на территории Свердловской области, не охваченных централизованным электроснабжением, по данным администраций муниципальных образований представлен в таблице 26. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение жителей данных территорий невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада, а обеспечение параметров комфортного существования на уровне среднеобластного необходимо согласно Стратегии социально-экономического развития Свердловской области до 2020 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской

области от 27.08.2008 № 873-ПП «О стратегии социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года». Устойчивое развитие данных территорий эффективно только при наличии энергоснабжения, которое может быть организовано с помощью малой генерации, в том числе на местных и локальных видах топлива.

Географическое размещение генерирующих источников малой мощности на территории Свердловской области представлено на рисунке 28. Объекты малой генерации нанесены на карту с указанием основных центров питания 35–110 кВ.



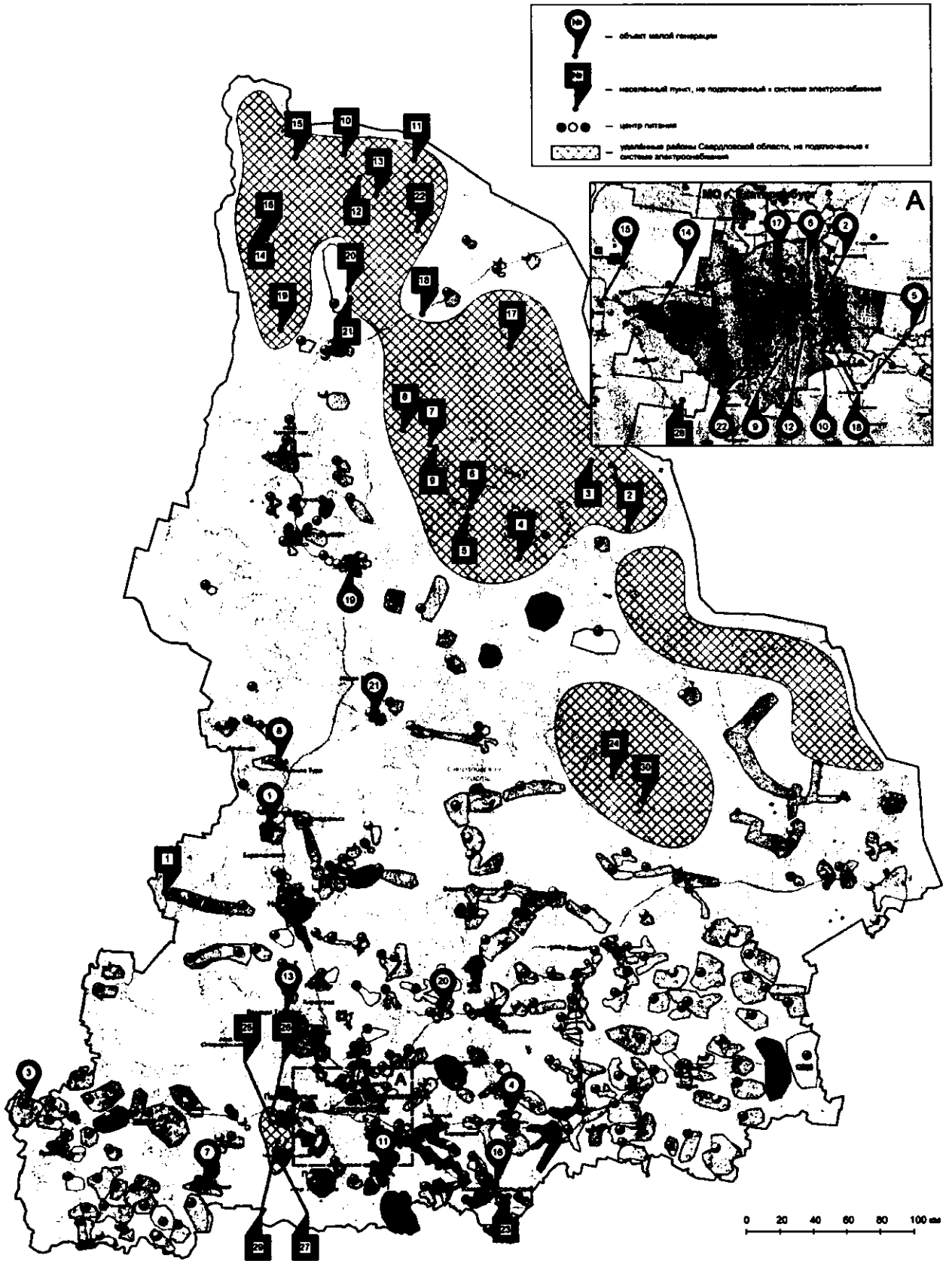


Рис. 28. Районирование Свердловской области по условиям развития малой генерации. Центры питания и доступность электрических сетей

**Населённые пункты на территории Свердловской области, не охваченные централизованным электроснабжением**

№ строки	Населённый пункт	Наименование муниципального образования
1.	Нижняя Ослянка	Горноуральский городской округ
2.	Еремино	Гаринский городской округ
3.	Шантальская	
4.	Шабурово	
5.	Ликино	
6.	Новый Вагиль	
7.	Понил	
8.	Митяево	
9.	Нагорный	
10.	Суеват Пауль	
11.	Хандыбина Юрта	
12.	Юрта Курикова	
13.	Юрта Анямова	
14.	Бахтиярова Юрта	
15.	Ушма	
16.	Тохта	
17.	Массава	
18.	Улымсос	
19.	Пакина	
20.	Пристань	
21.	Юркино	
22.	Гаревка	
23.	Монастырка	Город Каменск-Уральский
24.	Калач	Махнёвское муниципальное образование
25.	Гусевка	городской округ Ревда
26.	Зеленый Бор	
27.	Кумаринское	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 области действуют несколько газораспределительных организаций, обслуживающих бытовых и промышленных потребителей Свердловской области: ОАО «Екатеринбурггаз», ГУП СО «Газовые сети», АО «ГАЗЭКС», ЗАО «Регионгаз-инвест», ОАО «Газпром газораспределение Екатеринбург». В соответствии с данными о зонах обслуживания производственных участков указанных выше

газораспределительных компаний газовая инфраструктура не развита в Сосьвинском, Гаринском городских округах и Таборинском муниципальном районе, что в свою очередь исключает появление в этих муниципальных образованиях объектов малой генерации, работающих на природном газе. Следует отметить, что ряд муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области газифицированы частично. Развитие газовых сетей на территории Свердловской области определяется Генеральной схемой газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года, одобренной постановлением Правительства Свердловской области от 08.08.2012 № 858-ПП «Об основных параметрах развития газоснабжения и газификации Свердловской области Генеральной схемы газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года».

Развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения целесообразно осуществлять за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года строительство муниципальных объектов малой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива, является одним из приоритетных 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 Алапаевском, Ивдельском, Новолялинском, Артинском, Ачитском, Красноуфимском районах. В качестве топлива для энергоустановок малой мощности могут служить опилки, щепа, стружка или дрова при использовании газогенератора, топливные брикеты из древесины, топливные пеллеты (гранулы).

В Гаринском, Тавдинском городских округах и в Таборинском муниципальном районе 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 месторождение – 1780 млн. т, Гаринское месторождение – 1250 млн. т, Серовское месторождение – 840 млн. т, Туринское месторождение – 470 млн. т, Тавдинское месторождение – 460 млн. т. Разведанные запасы торфа в Свердловской области составляют более 5 млрд.т., в том числе балансовые запасы – 1,6 млрд.т. Экологичное использование торфа требует внедрения современных технологий.

Отдельного внимания заслуживают муниципальные образования, входящие в перечень приоритетных и/или пилотных районов согласно стратегическим и программным документам развития Свердловской области. Так, в 2012 году были определены 9 муниципальных образований в качестве первоочередных по разработке схем теплоснабжения: городской округ Дегтярск, городской округ

Верхотурский, Белоярский, Горноуральский, Каменский, Тавдинский, Талицкий, Ивдельский городские округа, Ирбитское муниципальное образование. Аналогично, в рамках программы Комплексное развитие северных территорий Свердловской области на 2014–2020 годы предполагается развитие энергетической инфраструктуры в муниципальных районах, расположенных севернее южной границы городского округа Верхотурский. Данные районы Свердловской области имеют невысокие экономические показатели, поэтому электрификацию и теплофикацию территорий целесообразно проводить за счёт развития муниципальных объектов когенерации.

Карта районирования Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения представлена на рисунке 29.

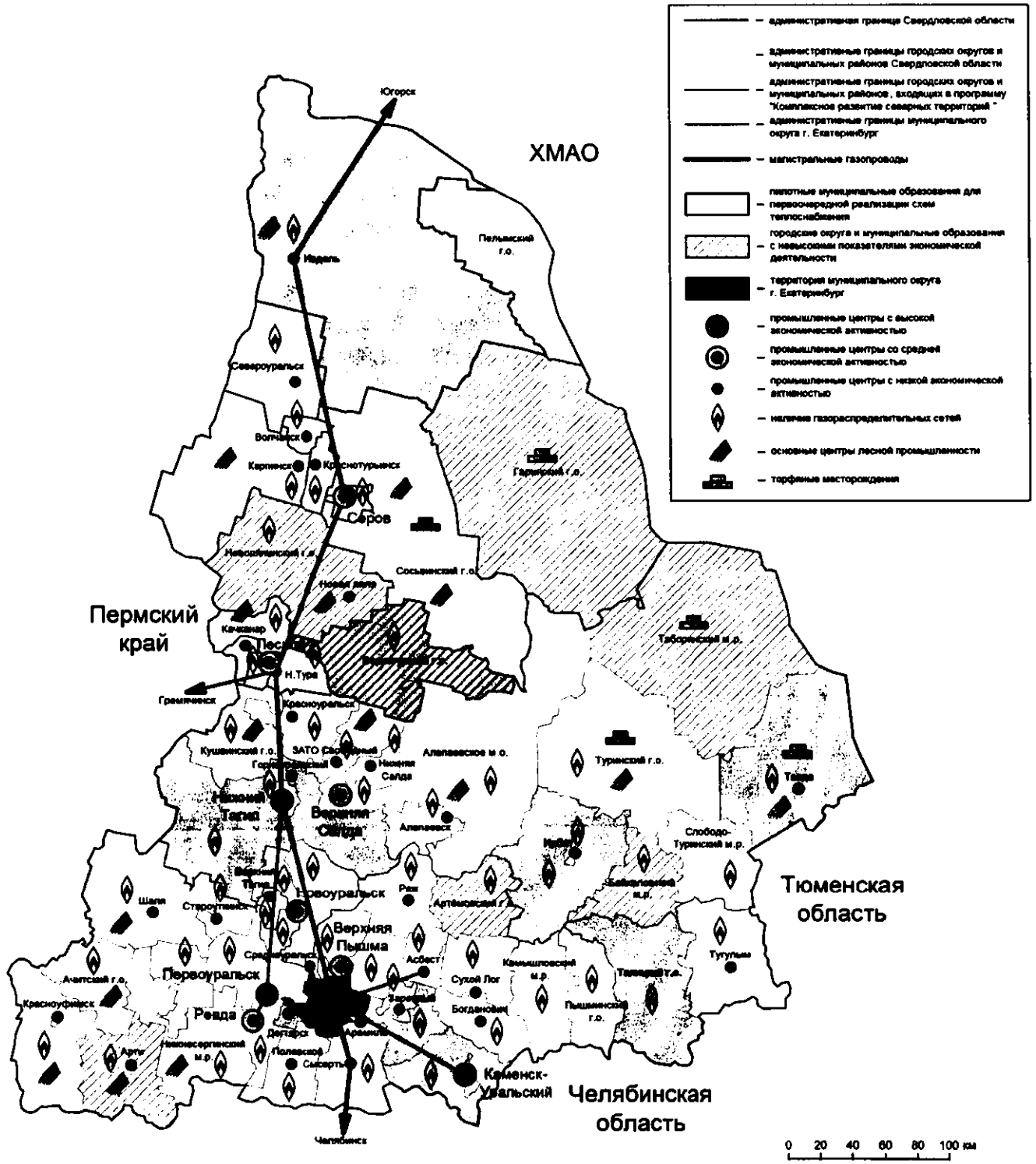


Рис. 29. Районирование Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения. Рейтинг городских округов и доступность энергоносителей

К технологическим факторам также относится запланированный ввод современных генерирующих мощностей на Серовской ГРЭС, Нижнетуринской ГРЭС и других станциях, что создаст предпосылки для эффективного централизованного энергоснабжения крупных предприятий в близлежащих энергоузлах и уменьшит потребность в собственной генерации.

Экономические факторы развития малой генерации.

Объекты малой генерации развиваются в основном вблизи крупнейших областных экономических и, в частности, промышленных центров, где наблюдается устойчивый спрос на электрическую и тепловую энергию: города Екатеринбург, Первоуральск, Нижний Тагил, Каменск-Уральский. Уровень развития промышленного производства является одним из основных критериев, позволяющих оценить вероятность перспективного развития объектов малой генерации в городских округах и муниципальных образованиях Свердловской области. Еще один сценарий связан с закрытием и модернизацией устаревшего производства, разделением предприятия на несколько промплощадок. Малая генерация востребована для энергоснабжения складов, баз и транспортно-логистических центров.

В качестве мест перспективного размещения генерирующих источников малой мощности следует также рассматривать городские округа и муниципальные образования, проявляющие среднюю экономическую активность: города Ревда, Верхняя Салда. Эффективной показала себя малая генерация для энергоснабжения агропромышленных комплексов и предприятий, что актуально для аграрных районов Предуралья и Зауралья.

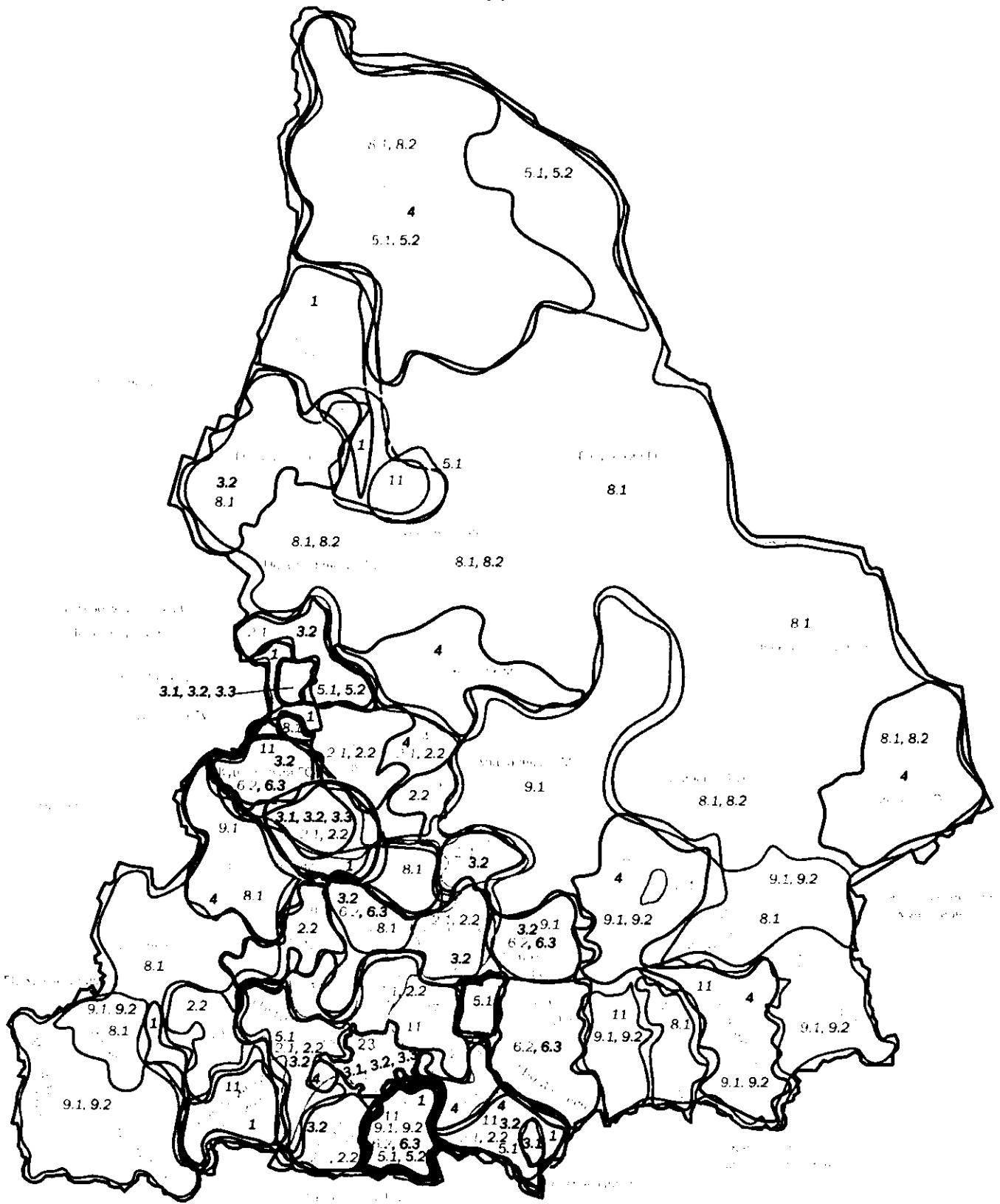
Таким образом, начиная с 2010 года в Свердловской области, как и в других развитых регионах Российской Федерации, был реализован ряд успешных проектов по внедрению малой генерации. Обобщенная статистика позволяет классифицировать хозяйствующие субъекты, для нужд которых выполнялось внедрение объектов малой генерации с учетом их электрической и тепловой мощности. Статистика, отнесенная к экономическому районированию Свердловской области, с учетом технологических факторов позволяет оценить географию возникновения объектов малой генерации в 2015–2020 годах.

Типы хозяйствующих субъектов, потенциально заинтересованных в установке собственной малой генерации, приведены в таблице 27. Потенциальная география размещения малой генерации приведена на рисунке 30.

**Типы хозяйствующих субъектов, потенциально заинтересованных в  
установке собственной малой генерации**

№ строки	Обозначение цвет	Мощность (МВт)		Вид экономической деятельности. Назначение малой генерации
		электрическая	тепловая	
1.		Горнодобывающая промышленность		
2.		16–25	16–50	земляные работы, добыча полезных ископаемых
3.		Металлургический комплекс		
4.		4,5–6	4,5–10	металлообработка
5.		14–22	14–45	черная и цветная металлургия
6.		Машиностроение и приборостроение		
7.		1–2	1–2	машиностроение, приборостроение
8.		4,5–6	4,5–12	комплексное машиностроение
9.		10–20	10–30	тяжелое машиностроение
10.		Энергетика		
11.		6–18	6–36	энергоснабжение жилых и офисных массивов, собственных нужд котельных
12.		Газовая промышленность		
13.		1,7–4	1,7–5	собственные нужды ЛПУ и подразделений, утилизация газа
14.		4–10	4–15	газовые компрессоры, газоперекачка
15.		Производство материалов		
16.		0,5–1	0,5–1	инновационные материалы, малая химия
17.		4–12	4–24	конструкционные и отделочные материалы
18.		16–25	16–50	строительные материалы
19.		Транспорт и логистика		
20.		0,5–2,5	1–15	транспортно-логистические центры, торговые базы
21.		Лесохимический комплекс		
22.		0,5–1*	0,5–1*	лесопильная и деревообрабатывающая отрасли
23.		1–2	1–4	лесохимическая отрасль
24.		Аграрно-промышленный комплекс		
25.		1–4	1–8	птицефабрики, мясные, молочные и хлебные заводы
26.		4,5–9	4,5–18	тепличные хозяйства
27.		Переработка и утилизация отходов		
28.		0,5–1	0,5–1	переработка и утилизация отходов
29.		Легкая промышленность		
30.		0,5–2	1–2	легкая промышленность

\* В том числе на местных и локальных видах топлива.



Муниципальное деление Свердловской области: городские округа (ГО), муниципальные образования (МО) и муниципальные районы.  
 Обозначения: 1 — Волчанский ГО, 2 — Серовский ГО, 3 — ГО Красноуральск, 4 — Верхнесалдинский ГО, 5 — ГО ЗАТО Свободный,  
 6 — ГО Нижняя Салда, 7 — МО г. Алапаевск, 8 — МО г. Ирбит, 9 — Кировградский ГО, 10 — Невьянский ГО, 11 — ГО Староуртинск, 12 — ГО Верхний  
 Тагил, 13 — ГО Верх-Ишимский, 14 — Новоуральский ГО, 15 — ГО Верхняя Пышма, 16 — ГО Среднеуральск, 17 — Берёзовский ГО,  
 18 — Малышевский ГО, 19 — ГО Рефтинский, 20 — Асбестовский ГО, 21 — Бисертский ГО, 22 — ГО Дегтярск, 23 — МО «город Екатеринбург»,  
 24 — ГО Верхнее Дуброво, 25 — ГО Заречный, 26 — Белоярский ГО, 27 — МО «посёлок Уральский», 28 — Арамилский ГО

0 20 40 60 80 100 км

Рис. 30. География возникновения новых объектов малой генерации в 2015–2020 годах



**Энергетика на основе возобновляемых источников энергии**

На территории области протекает более 18 тысяч рек. Имеется более 100 водоёмов с объёмом воды выше 1 млн. куб. м, большая часть из них имеет регулируемый водосброс. Гидрологический потенциал характеризуется следующими особенностями:

наличие рек большими дебитами и малыми перепадами высот по длине русла;

наличие рек с малыми дебитами и значительными перепадами высот;

наличие большого количества искусственных водоемов (прудов) с регулируемым водосбросом небольшой высоты (2–10 м);

значительная годовая неравномерность дебита рек.

Указанные факторы требуют детального обоснования использования энергии рек. В области действует лишь одна ГЭС – Верхотурская – установленной мощностью 7 МВт.

В целом по области существующий гидрологический потенциал оценивается экспертами на уровне 300 МВт, в том числе на 12 существующих гидротехнических сооружениях возможна установка электростанций мощностью более 1 МВт (р. Сосьва – г. Серов, р. Тура – г. Верхняя Тура, р. Исеть – г. Каменск-Уральский).

Научные разработки последних лет по совершенствованию энергетической техники для мини ГЭС и микроГЭС позволяют ставить вопрос о восстановлении заброшенных мини ГЭС Свердловской области (Верхне-Сысертская, Алапаевская, Афанасьевская, Ирбитская, Речкаловская) и сооружении ряда новых мини и микроГЭС.

Область характеризуется достаточно неравномерным распределением ветровых потоков по территории. Данные по среднегодовой и среднемесячной скорости ветра для ряда мест на территории приведены в таблице 28.

Таблица 28

**Среднегодовая и среднемесячная скорость ветра для ряда мест на территории Свердловской области**

Место наблюдения	Средняя скорость ветра (м/с)
Екатеринбург	3,8
Верхотурье	3
Гари	3
Ивдель	2,5
Нижний Тагил	3,6
Гора Благодать	5,8

К зонам высоких ветров могут быть отнесены вершины отрогов Уральского хребта (гора Благодать, гора Качканар, гора Магнитная), где среднегодовая скорость ветра находится на уровне 5,5–10 м/с, и прилегающие к Свердловской области с севера области Северо-Сосьвинской возвышенности, где среднегодовая скорость ветра оценивается на уровне 6–12 м/с.

Существующие технологии получения биогаза из отходов животноводства для Свердловской области позволяют сделать оценку объема производства биогаза – 1000 куб. м/сут., что соответствует экономии органического топлива около 370 тыс.т.у.т./год. Несмотря на кажущуюся незначительность этой экономии целесообразно сооружение биогазовых станций на площадках крупных животноводческих хозяйств.

Основными препятствиями для внедрения объектов малой энергетики на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии являются:

значительные капиталовложения на единицу установленной мощности (все источники альтернативной и возобновляемой энергии);

высокая обеспеченность региона привозным ископаемым топливом, отлаженность транспортных и других связей;

относительно низкий потенциал источников альтернативной энергии в регионе (солнце, ветер).

Для преодоления существующих препятствий развития малой энергетики на территории Свердловской области рекомендуется:

1) создание региональной концепции развития малой энергетики на территории Свердловской области, направленной на повышение эффективности работы электро- и теплоэнергетического комплекса Свердловской области с учётом специфики региона за счёт развития когенерации, местных и возобновляемых источников топлива. В основу концепции необходимо заложить системные принципы, обеспечивающие гармоничное развитие малой энергетики региона;

2) разработка в рамках концепции технико-экономических критериев целесообразности строительства объектов малой генерации. Данные критерии необходимо разработать для всех видов использования первичных энергоресурсов (привозное органическое топливо, местное топливо, возобновляемые ресурсы).

На основании разработанных и утвержденных критериев целесообразности создания объектов генерации формируются целевые показатели развития объектов малой генерации в Свердловской области с указанием приоритетных направлений развития и конкретных проектов в сфере малой энергетики, обеспечивающих существенное повышение эффективности энергетического комплекса Свердловской области;

3) формирование, исходя из принципов надежности функционирования электросетевого комплекса, перечня обоснованных стандартных технических требований при технологическом присоединении объектов малой генерации на параллельную работу с энергосистемой. Разработка и исполнение со стороны сетевых организаций региона таких требований значительно повысит прозрачность процесса технологического присоединения и увеличит интерес потребителей и сторонних инвесторов к развитию проектов малой энергетики на территории Свердловской области;

4) реализация пилотных проектов систем автономного электроснабжения удаленных территорий, в том числе на местных и локальных видах топлива, а

также качестве комбинированных с ВИЭ, с целью повышения надежности и качества энергоснабжения;

5) создание научно-образовательной базы для подготовки квалифицированных кадров, компетентных в области проектирования и эксплуатации малой генерации, а также ее интеграции в энергосистему Свердловской области;

6) создание нормативно-правовых основ, способствующих требуемому характеру функционирования малой генерации на территории Свердловской области.

## **Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области**

### **Глава 26. Основные цели и задачи развития энергетики**

Основной целью развития Свердловской области является достижение лидирующего положения в экономике, промышленности и социальной сфере.

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

достижение целевых показателей энергокомфорта населения Свердловской области;

обеспечение технической возможности присоединения к электрическим сетям потребителей, расположенных на территории Свердловской области;

повышение конкурентоспособности экономики Свердловской области;

рост производительности труда в электроэнергетике в 1,5 раза до 2020 года;

включение научно-производственного потенциала региона в технологическое развитие электроэнергетики;

минимизация затрат на энергоснабжение потребителей Свердловской области;

достижение целевых показателей Концепции экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года;

увеличение доли малой генерации и возобновляемых источников энергии в энергетике Свердловской области.

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

разработка целевых показателей энергокомфорта как составляющих показателя качества жизни и способов их достижения;

разработка мер по преобразованию энергетики в инфраструктуру, стимулирующую развитие региона (модернизация и замена морально устаревшего оборудования, внедрение энергетически и экономически эффективных технологий и иное);

создание высокопроизводительных рабочих мест и модернизация существующих рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области;

разработка механизмов вовлечения научно-производственного потенциала региона в технологическое развитие электроэнергетики;

определение оптимальных границ развития систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения;

разработка и реализация мер по достижению показателей Концепции экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года;

уточнение целесообразности использования местных топливно-энергетических ресурсов Свердловской области через комплекс показателей социально-экономической, экологической, энергетической эффективности и энергобезопасности.

## **Глава 27. Прогноз потребления электроэнергии и мощности**

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме выполнен с учетом фактических показателей за 12 месяцев 2014 года, а также прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и плановый период 2015 и 2016 годов.

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность разработан для двух вариантов:

базовый вариант;

альтернативный (региональный) вариант.

Альтернативный вариант учитывает развитие инвестиционной площадки ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина».

Прогнозные уровни электропотребления Свердловской энергосистемы на период до 2025 года в соответствии с базовым и альтернативным вариантами приведены в таблицах 29 и 30 соответственно. Прогноз электропотребления показан на рисунке 31.

В соответствии с выполненным базовым прогнозом в период с 2016 по 2020 год спрос на электроэнергию будет практически неизменен, отмечается незначительный прирост величиной 0,1–0,3 процента. Существенное влияние на величину прогноза электропотребления оказало замедление темпов экономического роста, связанное с сокращением объема инвестиций в 2014 году, сопровождающееся изменением их направленности: инвестиции направляются в основном на расширение торговых площадей, а не на обновление устаревающих производственных мощностей. Немалое влияние на снижение темпов экономического роста и, как следствие, на электропотребление оказали неразвитость инфраструктуры, устаревающее оборудование.

Таблица 29

**Прогноз спроса на электрическую энергию по базовому варианту**

Период	Факт	Прогноз					
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	43 819	43833	43895	44027	44134	44169	44249
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году), млн. кВт.ч	-951	14	62	132	107	35	80

Таблица 30

**Прогноз спроса на электрическую энергию по альтернативному (региональному) варианту\***

Период	Факт	Прогноз										
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	43 819	45306	45709	46965	47216	47639	47937	48234	48532	48829	49126	49424
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году), млн. кВт.ч	-951	1487	403	1256	251	423	298	297	298	297	297	298

\* Альтернативный (региональный) вариант потребления учитывает в себе в том числе развитие производственных мощностей ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина».

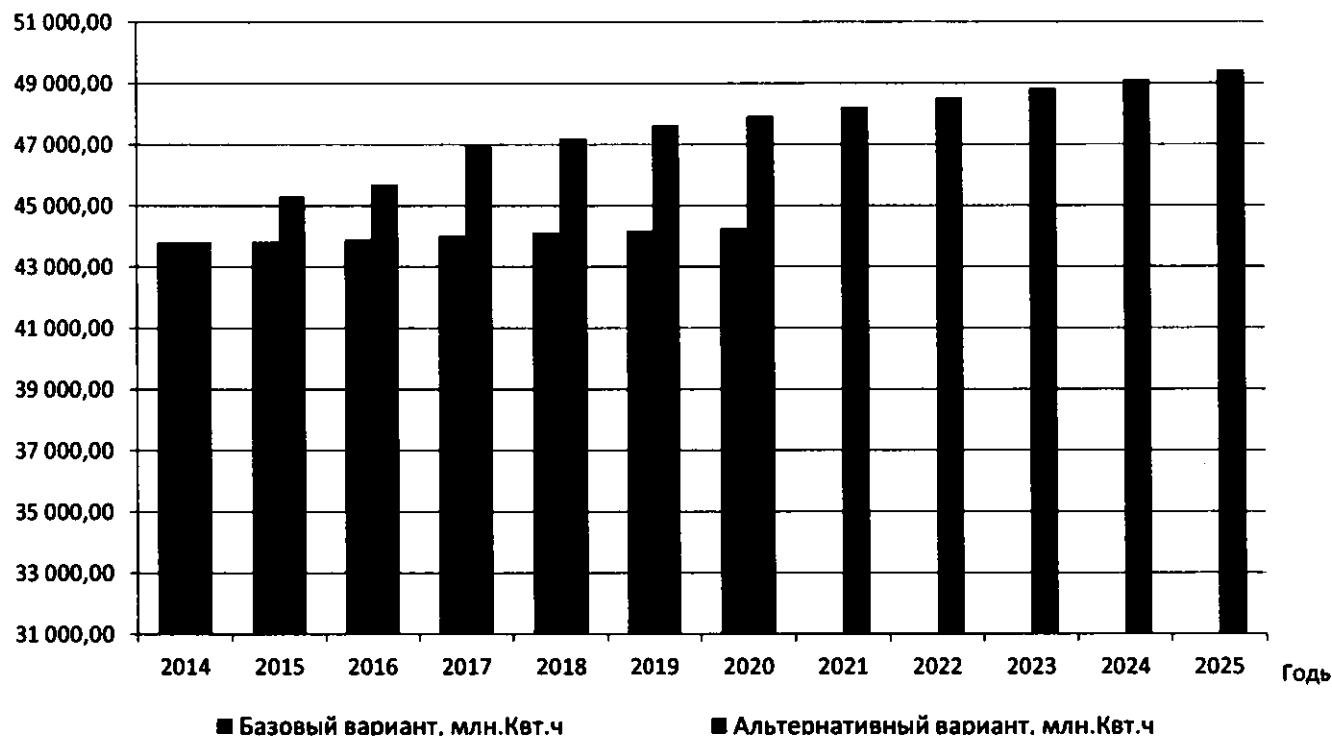


Рис. 31. Прогноз потребления электроэнергии Свердловской области на период 2015–2025 годах (млн. кВт.ч)

Прогнозные уровни максимумов нагрузки Свердловской энергосистемы на период до 2025 года приведены в таблицах 31 и 32. Прогноз максимумов нагрузки показан на рисунке 32.

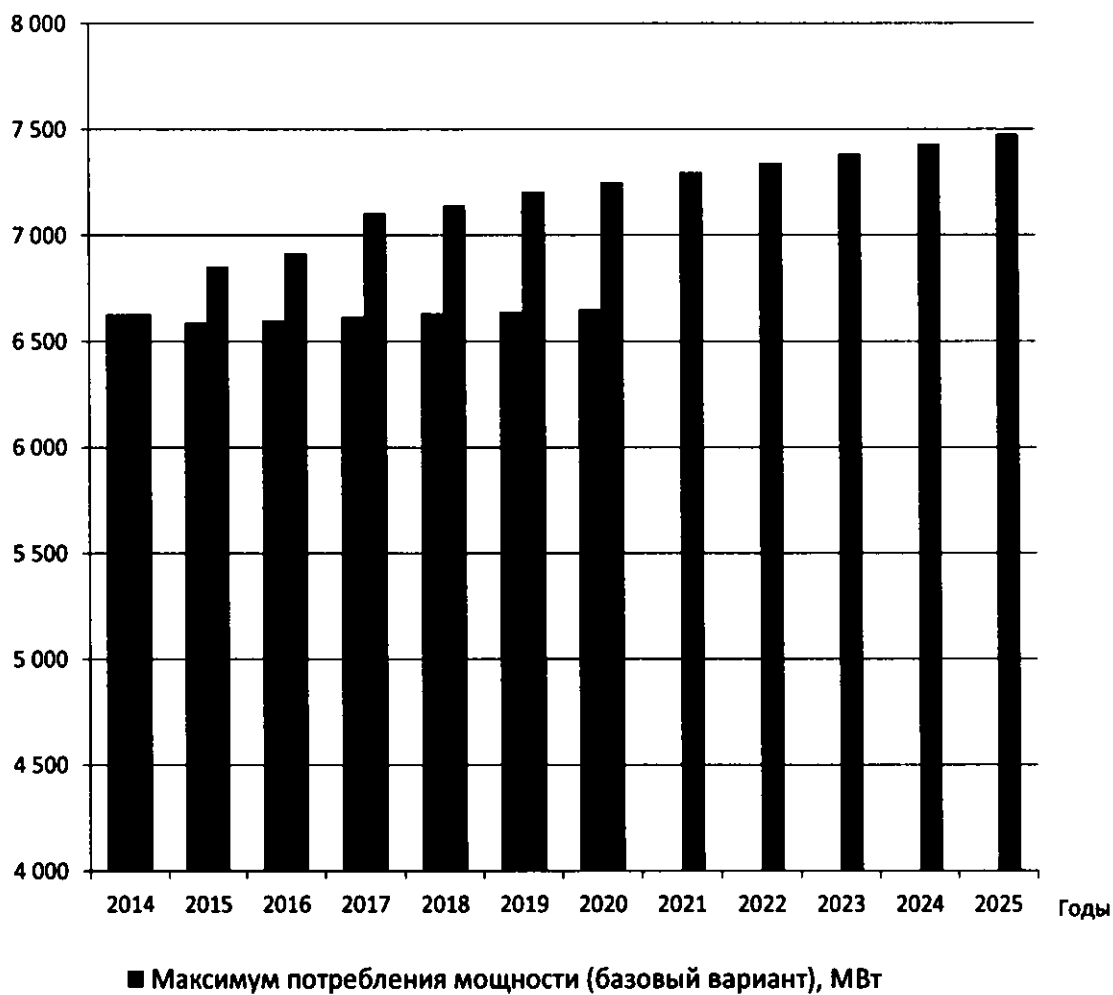


Рис. 32. Прогноз максимумов нагрузки (МВт)

Таблица 31

**Прогноз максимума нагрузок по базовому варианту**

Период	Факт	Прогноз					
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Максимум потребления мощности, МВт	6629	6590	6599	6618	6 634	6 640	6 651
Абсолютный прирост максимума потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-104	-39	9	19	16	6	11

Таблица 32

**Прогноз максимума нагрузок по альтернативному (региональному) варианту\***

Период	Факт	Прогноз										
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Максимум потребления мощности, МВт	6 629	6 854	6 915	7 105	7 143	7 207	7 252	7 297	7 342	7 387	7 432	7 477
Абсолютный прирост максимума потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-104	225	61	190	38	64	45	45	45	45	45	45

\* Альтернативный (региональный) вариант потребления учитывает в себе в том числе развитие производственных мощностей ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина».



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

Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в период с 2015 по 2025 год сформированы на основании предложений генерирующих компаний, направленных для разработки схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015–2021 годы и схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года. Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования соответствуют обязательному условию, при котором вывод из эксплуатации генерирующего оборудования не приводит к:

нарушению надежного электроснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами;

нарушению устойчивости режима работы ЕЭС России;

угрозе жизни и здоровью людей и повреждению оборудования;

возможности возникновения недостатка пропускной способности электрической сети, определяемого как разность между допустимой пропускной способностью сети, установленной требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями, и располагаемой пропускной способностью, выраженной в единицах мощности.

На основании этого условия, с учетом предложений генерирующих компаний планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области на 2015–2020 годы разделены на две категории: основные и дополнительные.

К основным отнесены те объемы выводимой генерации, которые соответствуют предложениям генерирующих компаний и для которых приняты положительные решения Министерства энергетики Российской Федерации о выводе из эксплуатации.

К дополнительным отнесены те, которые соответствуют предложениям генерирующих компаний и для которых отсутствует заключение Министерства энергетики Российской Федерации о выводе из эксплуатации.

Планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенный к основному, составляет 730 МВт. Объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенный к дополнительному, составляет 633 МВт.

Суммарный планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2015 по 2025 год составляет 1363 МВт (14 процентов от величины установленной мощности).

Сводный перечень генерирующего оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации, отнесенный к основному объему, приведен в приложении № 8. Сводный перечень генерирующего оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации, отнесенный к дополнительному объему, приведен в приложении № 9.

Перечень генерирующего оборудования, по которому выданы заключения Министерства энергетики Российской Федерации, приведен в таблице 33.

Таблица 33

**Перечень генерирующего оборудования, по которым выданы заключения  
Министерства энергетики Российской Федерации**

№ п/п	Электростанция	Стан- цион- ный номер	P <sub>уст</sub> (МВт)	Год выпуска	Дата вывода из эксплуатации (по заключению МЭ РФ)	Реквизиты письма/приказа МЭ РФ
1	2	3	4	5	6	7
1.	Верхнетагильская ГРЭС	1	88	1954	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8144/10
		2	88	1954	01.01.2015	
		3	88	1955	01.01.2015	
2.	Серовская ГРЭС	1	50	1952	01.01.2015	письмо от 04.06.2012 № АШ-4911/10
		2	50	1953	01.01.2015	
		4	50	1955	01.01.2015	
		5	88	1956	01.01.2016	приказ от 09.09.2013 № 539/2
		6	100	1956	01.01.2016	
		7	100	1956	01.12.2015	
		8	100	1956	01.12.2015	
3.	Первоуральская ТЭЦ	1	12	1955	01.01.2016	приказ от 09.09.2013 № 539/1
4.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	1	9	2008	01.09.2016	приказ от 19.08.2014 № 542
		2	9	2008	01.09.2016	
5.	Режевская ГТ-ТЭЦ	1	9	2005	20.08.2016	приказ от 19.08.2014 № 542
		2	9	2005	20.08.2016	
6.	Среднеуральская ГРЭС	1	16	1933	17.02.2014	письмо от 16.12.2011 № АШ-12459/10
		2	46	1936	17.02.2014	
		5	16	1932	17.02.2014	письмо от 26.12.2011 № АШ-12838/10
7.	Нижнетуринская ГРЭС	8	88	1951	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АШ-12456/10
		9	88	1952	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8137/10
		10	88	1954	01.01.2015	
8.	Красногорская ТЭЦ	2	17	1937	01.01.2012	письмо от 26.12.2011 № АШ-12882/10
		9	17	1938	01.01.2012	
		1	14	1936	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АШ-12456/10
		4	14	1940	01.01.2014	
		6	25	1940	01.01.2014	
		10	20	1955	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8136/10
9.	Богословская ТЭЦ	1	20	1931	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АШ-12456/10
		2	20	1935	01.01.2014	
		3	10	1946	01.01.2014	
		6	33	1952	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8135/10
		7	41	1945	01.01.2015	
		8	6	1955	01.01.2015	
10.	Свердловская ТЭЦ	5	12	1954	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8138/10

### Планируемые вводы генерирующего оборудования.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей, планируемых к сооружению до 2020 года, выполнены по следующему принципу: из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью ввода, к которым для целей схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2016–2020 годов и на перспективу до 2025 года отнесены следующие генерирующие объекты:

генерирующие объекты, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;

генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Остальные энергообъекты учтены в качестве дополнительных генерирующих мощностей в соответствии с информацией о намерениях по дополнительному сооружению объектов генерации, полученной от собственников генерирующих компаний. Дополнительные вводы генерации позволяют либо сдвинуть сроки ввода ряда мощностей на более поздние, либо осуществить более масштабный вывод из эксплуатации генерирующего оборудования, отработавшего парковый ресурс.

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях Свердловской области в период 2015–2025 годов предусматриваются в объеме до 2410 МВт.

Вводы новых дополнительных генерирующих мощностей (с низкой вероятностью реализации) на электростанциях Свердловской области в период 2015–2025 годов предусматриваются в объеме до 420 МВт.

С учетом износа основных фондов электроэнергетического комплекса планируемый ввод генерирующих мощностей позволит вывести из эксплуатации неэффективное, неэкологичное оборудование. Обновление генерирующего комплекса позволит существенно повысить энергоэффективность экономики Свердловской области и снизить экологическую нагрузку на территорию.

Сводный перечень планируемых объемов ввода генерирующего оборудования по электростанциям с высокой вероятностью реализации приведен в приложении № 10.

Сводный перечень дополнительных объемов ввода генерирующего оборудования по электростанциям приведен в приложении № 11.

### Изменение установленной мощности.

В период с 2015 по 2025 год с учетом новых вводов генерирующего оборудования с высокой вероятностью и выводов генерирующего оборудования, отнесенных к основному объему, установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области возрастет на 1680 МВт и составит 11 096,9 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано в таблице 34.

В случае вывода из эксплуатации всего запланированного объема генерирующего оборудования (с учетом дополнительных объемов), при условии обеспечения надежного теплоснабжения существующих потребителей, получающих питание от выводимого генерирующего оборудования, в том числе за счет модернизации существующего и ввода нового генерирующего оборудования, с учетом новых вводов генерирующего оборудования с высокой вероятностью установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области возрастет на 1467 МВт и составит 10 883,9 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано в таблице 35.

Таблица 34

**Изменение установленной мощности с учётом объемов ввода  
с высокой вероятностью и вывода генерирующего оборудования  
по основным объемам**

№ п/п	Электростанция	Р <sub>уст.</sub> (на 01.03.2015) (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020– 2025 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Верхнетагильская ГРЭС	1321	1233	1233	1233	1233	1233	1233
2.	Серовская ГРЭС	388	608	420	840	840	840	840
3.	Белоярская АЭС	600	1480	1480	1480	1480	1480	1480
4.	Богословская ТЭЦ	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
5.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	Екатеринбургская ГТ–ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
7.	Качканарская ТЭЦ	50	50	50	50	50	50	50
8.	Красногорская ТЭЦ	121	121	121	121	121	121	121
9.	Нижнетуринская ГРЭС	191	191	475	475	475	475	475
10.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
11.	Первоуральская ТЭЦ	36	36	36	36	36	36	36
12.	Режевская ГТ–ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
13.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800
14.	Свердловская ТЭЦ	36	36	36	36	36	36	36
15.	Синарская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
16.	Среднеуральская ГРЭС	1656,5	1656,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5
17.	ТЭЦ «Академическая»	–	–	230	230	230	230	230
18.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
19.	ТЭЦ НТМК	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
20.	ТЭЦ РТИ	6	6	6	6	6	6	6
21.	ТЭЦ ТМЗ	24	24	24	24	24	24	24
22.	ТЭЦ УВЗ	128	128	128	128	128	128	128
23.	ЦЭС МЗ им. А.К. Серова	18	18	18	18	18	18	18
24.	Мини ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
25.	ТЭЦ ОАО «УЭЖК»	30	30	30	30	30	30	30
26.	ТЭЦ 19 МУП «Екатеринбургэнерго»	10	10	10	10	10	10	10
27.	Всего	9416,9	10428,9	10676,9	11096,9	11096,9	11096,9	11096,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28.	в том числе:							
29.	АЭС	600	1480	1480	1480	1480	1480	1480
30.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
31.	ТЭС	8809,9	8941,9	9189,9	9609,9	9609,9	9609,9	9609,9

Таблица 35

**Изменение установленной мощности с учётом вводов с высокой вероятностью основного объема вывода генерирующего оборудования, а также с учетом дополнительных объемов ввода и вывода генерирующего оборудования**

№ п/п	Электростанция	Р <sub>уст.</sub> (на 01.03.2015) (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020– 2025 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Верхнетагильская ГРЭС	1321	1365	1365	1365	1200	1035	1035
2.	Серовская ГРЭС	388	608	420	840	840	840	840
3.	Белоярская АЭС	600	1480	1480	1480	1480	1480	1480
4.	Богословская ТЭЦ	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
5.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
7.	Качканарская ТЭЦ	50	50	50	50	50	50	50
8.	Красногорская ТЭЦ	121	121	121	121	121	121	121
9.	Нижнетуринская ГРЭС	191	191	460	460	460	460	460
10.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
11.	Первоуральская ТЭЦ	36	36	36	36	36	36	36
12.	Режевская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
13.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800
14.	Свердловская ТЭЦ	36	36	36	36	36	36	36
15.	Синарская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
16.	Среднеуральская ГРЭС	1656,5	1656,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5
17.	ТЭЦ «Академическая»	–	–	230	230	230	230	230
18.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
19.	ТЭЦ НТМК	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
20.	ТЭЦ РТИ	6	6	6	6	6	6	6
21.	ТЭЦ ТМЗ	24	24	24	24	24	24	24
22.	ТЭЦ УВЗ	128	128	128	128	128	128	128
23.	ЦЭС МЗ им. А.К. Серова	18	18	18	18	18	18	18
24.	Мини ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
25.	ТЭЦ ОАО «УЭХК»	30	30	30	30	30	30	30
26.	ТЭЦ 19 МУП «Екатеринбургэнерго»	10	10	10	10	10	10	10
27.	Всего	9416,9	10560,9	10793,9	11213,9	11048,9	10883,9	10883,9
28.	в том числе:							
29.	АЭС	600	1480	1480	1480	1480	1480	1480
30.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
31.	ТЭС	8809,9	9073,9	9306,9	9726,9	9561,9	9396,9	9396,9

## Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

Балансы электрической энергии по энергосистеме Свердловской области рассчитаны для варианта развития генерирующих мощностей с вводами мощности с высокой вероятностью реализации и выводами мощности по основному объему, а также для альтернативного (регионального) варианта, учитывающего развитие производственных мощностей ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина», и вывода из эксплуатации генерирующего оборудования по дополнительному перечню. При формировании перспективного баланса электроэнергии энергосистемы Свердловской области потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом прогнозных объемов электропотребления на территории региональной энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами. Прогнозный баланс спроса на электроэнергию по базовому варианту составлен на период 2015–2025 годов и приведен в таблице 36.

Таблица 36

### Прогноз спроса на электроэнергию в Свердловской энергосистеме (базовый вариант)

Наименование показателя	2014 год отчет	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7	8
Электропотребление, млн. кВт.ч	43819	43833	43895	44027	44134	44169	44249
Производство, млн. кВт.ч	46264	44512	48908	50531	51476	514926	51866
в том числе:							
АЭС	4524	4257	10488	10453	10155	10251	10497
ГЭС	19	21	19	19	19	19	19
ТЭС	41721	40234	38401	40059	41302	41656	41350
Перетоки, млн. кВт.ч	-2445	-679	-5013	-6504	-7342	-7757	-7617

Прогнозные балансы мощности Свердловской энергосистемы для базового и альтернативного варианта приведены в таблицах 37 и 38.

Таблица 37

**Прогнозный баланс мощности по Свердловской энергосистеме (базовый вариант)**

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7
Собственный максимум, МВт	6590	6599	6618	6634	6640	6651
Резерв, МВт	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Ремонт (данные среднестатистические), МВт	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Установленная мощность на конец года, МВт	10 429	10 677	11 097	11 097	11 097	11 097
Ограничение мощности, МВт	254	254	254	254	254	254
Располагаемая мощность, МВт	10 175	10 423	10 843	10 843	10 843	10 843
Нагрузка станции, МВт	7575	7823	8243	8243	8243	8243
(+)Избыток/(-)дефицит, МВт	985	1224	1625	1609	1603	1592

Таблица 38

**Прогнозный баланс мощности по Свердловской энергосистеме (альтернативный вариант)**

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Собственный максимум, МВт	6854	6915	7105	7143	7207	7252	7297	7342	7387	7432	7477
Резерв	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Ремонт (данные среднестатистические)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Установленная мощность на конец года, МВт	10 561	10 794	11 214	11 049	10 884	10 884	10 884	10 884	10 884	10 884	10 884
Ограничение мощности, МВт	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Располагаемая мощность	10 307	10 540	10 960	10 795	10 630	10 630	10 630	10 630	10 630	10 630	10 630
Нагрузка станции, МВт	7707	7940	8360	8195	8030	8030	8030	8030	8030	8030	8030
(+)Избыток/(-)дефицит, МВт	853	1025	1255	1052	823	778	733	688	643	598	553

Как и в предшествующие периоды, энергосистема Свердловской области до 2025 года останется избыточной как по мощности, так и по электропотреблению. Наличие дополнительной резервной мощности может служить базой для реализации генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования, а также для надежного функционирования энергосистемы в условиях формирующегося конкурентного рынка мощности и электрической энергии.

### **Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области**

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области в период 2015–2025 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение эффективности функционирования энергосистемы:

- обеспечение выдачи мощности новых и расширяемых электростанций;
- обеспечение внешнего электроснабжения новых потребителей;
- снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» на перспективу;
- обновление электросетевого оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов и необходимостью повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на период 2015–2025 годов сформированы на основе: анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в Свердловской энергосистеме 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, а также на основе рекомендаций и предложений Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловского РДУ, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ПАО «Облкоммунэнерго».

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства напряжением 220 кВ и выше на период до 2020 года за основу приняты материалы схемы и программы развития ЕЭС России на 2015–2021 годы.

В период 2015–2025 годов для решения поставленных задач выделяются следующие четыре основных направления развития электрических сетей 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы:

- электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для обеспечения выдачи мощности вновь строящихся и расширяемых электростанций;
- электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для подключения новых крупных потребителей;



ликвидация «узких мест» энергосистемы Свердловской области и повышение пропускной способности электрической сети;  
реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

Электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для обеспечения выдачи мощности вновь строящихся и расширяемых электростанций.

В период 2015–2025 годов планируется сооружение нескольких объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих электростанций (приведены электростанции с высокой вероятностью реализации):

Серовская ГРЭС.

Ввод в эксплуатацию в 2015 и 2017 годах двух ПГУ-420 (ТГ-9, ТГ-10) на Серовской ГРЭС предполагает следующее сетевое строительство:

заходы ВЛ 220 кВ Краснотурьинск – Сосьва на Серовскую ГРЭС с образованием ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС – Краснотурьинск и ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС – Сосьва II;

установка третьего АТ на связи систем шин 220/110 кВ Серовской ГРЭС;

строительство двух участков ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС – Ферросплав 3 и ВЛ 110 кВ Серов – Серовская ГРЭС с ответвлением на ПС «Ферросплав» (выполнено);

демонтаж существующих участков ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС – Ферросплав 3 и ВЛ 110 кВ Серов – Серовская ГРЭС с ответвлением на ПС «Ферросплав» (выполнен).

Помимо электросетевого строительства для обеспечения выдачи мощности энергоблока предполагается модернизация ряда существующих устройств ПА, а также ввод в эксплуатацию новых устройств ПА;

Нижнетуринская ГРЭС.

Ввод в эксплуатацию в 2016 году двух ПГУ-230 (ТГ-12 и ТГ-13) Нижнетуринской ГРЭС не предполагает строительство новых ВЛ 110 кВ и выше, а также установку автотрансформаторного оборудования 220 кВ и выше.

Для ввода в работу двух ПГУ-230 Нижнетуринской ГРЭС потребуется выполнить реконструкцию ПС 220 кВ «Янтарь» и ПС 220 кВ «Острая» с заменой токоограничивающего оборудования (трансформаторов тока). Также для обеспечения выдачи мощности предполагается ввод в эксплуатацию новых устройств ПА;

ТЭЦ «Академическая».

Ввод в эксплуатацию в 2016 году ПГУ-230 ТЭЦ «Академическая» предполагает следующее сетевое строительство:

строительство шлейфового захода ВЛ 110 кВ Петрищевская – Южная с отпайкой на ПС «Овощная» в новое РУ 110 кВ ТЭЦ «Академическая» с образованием ВЛ 110 кВ ТЭЦ «Академическая» – Южная I цепь с отпайкой на ПС «Овощная» и ВЛ 110 кВ ТЭЦ «Академическая» – Петрищевская;

строительство шлейфового захода ВЛ 110 кВ «Академическая» – Южная с отпайкой на ПС «Овощная» в новое РУ 110 кВ ТЭЦ «Академическая» с

образованием ВЛ 110 кВ ТЭЦ «Академическая» – Южная II цепь с отпайкой на ПС «Овощная» и ВЛ 110 кВ ТЭЦ «Академическая» – Академическая;

реконструкция ПС 110 кВ «ВИЗ» с заменой ВЧ-заградителей.

Также для обеспечения выдачи мощности предполагается ввод в эксплуатацию новых устройств ПА;

Верхнетагильская ГРЭС.

Ввод в эксплуатацию в 2015 году (по данным собственника, в 2016 году) ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС предполагает установку АТ на связи систем шин 220/110 кВ Верхнетагильской ГРЭС.

Помимо электросетевого строительства для обеспечения выдачи мощности энергоблока предполагается модернизация ряда существующих устройств ПА, а также ввод в эксплуатацию новых.

Развитие сетевого комплекса, связанного с появлением нагрузок новых крупных потребителей по основному и дополнительному прогнозам.

В период 2015–2025 годов намечается подключение следующих новых крупных потребителей электрической энергии и мощности:

ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод» (ПС 220 кВ КУМЗ).

Ввод в эксплуатацию нового прокатного производства ОАО «КУМЗ» с заявленной мощностью потребления 90 МВт (мощность вводится по второму этапу) в 2015 году предполагает следующее сетевое строительство:

замена участка провода ВЛ 220 кВ Окунево–Рефтинская ГРЭС 1, 2 на провод большего сечения.

Электроснабжение новых производственных мощностей ООО «ПроЛайм»: строительство ПС 110 кВ «Звездная».

Электроснабжение новых производственных мощностей ООО «Белакаменные копи»:

строительство ПС 110 кВ «Копи».

Электроснабжение новых мощностей ОАО «УГМК Холдинг» и город Верхняя Пышма:

строительство ПС 110 кВ «Кемпинг».

Электроснабжение новых мощностей ОАО «Уральский трубный завод»:

строительство ПС 220 кВ «Уралтрубпром» с ВЛ 220 кВ Емелино–Уралтрубпром 1(2).

Электроснабжение ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина» (региональный прогноз):

строительство ПС 220 кВ «Титановая долина» с заходом ВЛ 220 кВ Первомайская – Салда 1(2).

Электроснабжения жилой застройки в районе «Истокский»:

реконструкция ПС 35 кВ «Нива» (надстройка 110 кВ) с реконструкцией ПС 35 кВ «Полевая». Реконструкция ВЛ 35 кВ Нива – Шпагатная с переводом на 110кВ.

Электроснабжение новых потребителей п.г.т. Верхняя Сысерть, пос. Щелкун и города Полевского:

реконструкция ПС 35 кВ «Верхняя Сысерть» с переводом на 110 кВ.

Электроснабжение новых потребителей города Екатеринбурга:

строительство ПС 110 кВ «Островская».

Перечень реконструируемых электросетевых объектов приведен в приложении № 15.

Ликвидация «узких мест» Свердловской энергосистемы и повышение пропускной способности электрической сети.

Ликвидация «узких мест» и повышение пропускной способности электрической сети Свердловской энергосистемы является одной из приоритетных задач развития электроэнергетики Свердловской области, поскольку ее решение позволит обеспечить надежное и бесперебойное снабжение электрической энергией потребителей, а также повысит управляемость энергосистемы.

Полный перечень мероприятий, в том числе связанных с повышением надёжности существующих потребителей, а также работы по реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанные с технологическим присоединением новых потребителей приведены в сводном перечне объектов реконструкции и нового строительства, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области в приложении № 15.

### **Глава 31. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период с выделением крупных потребителей**

Прогноз тепловой нагрузки г. Екатеринбурга.

Рост жилого фонда г. Екатеринбурга приведет к существенному увеличению нагрузки на систему теплоснабжения г. Екатеринбурга. Суммарный расчетный прирост тепловой нагрузки потребителей до 2025 года составит 962,1 Гкал/ч (рисунок 33). С учетом исполнения требований приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.05.2010 № 262 об установлении показателей энергоэффективности зданий и сооружений прирост тепловой нагрузки потребителей до 2025 года прогнозируется на уровне 726, 5 Гкал/ч.

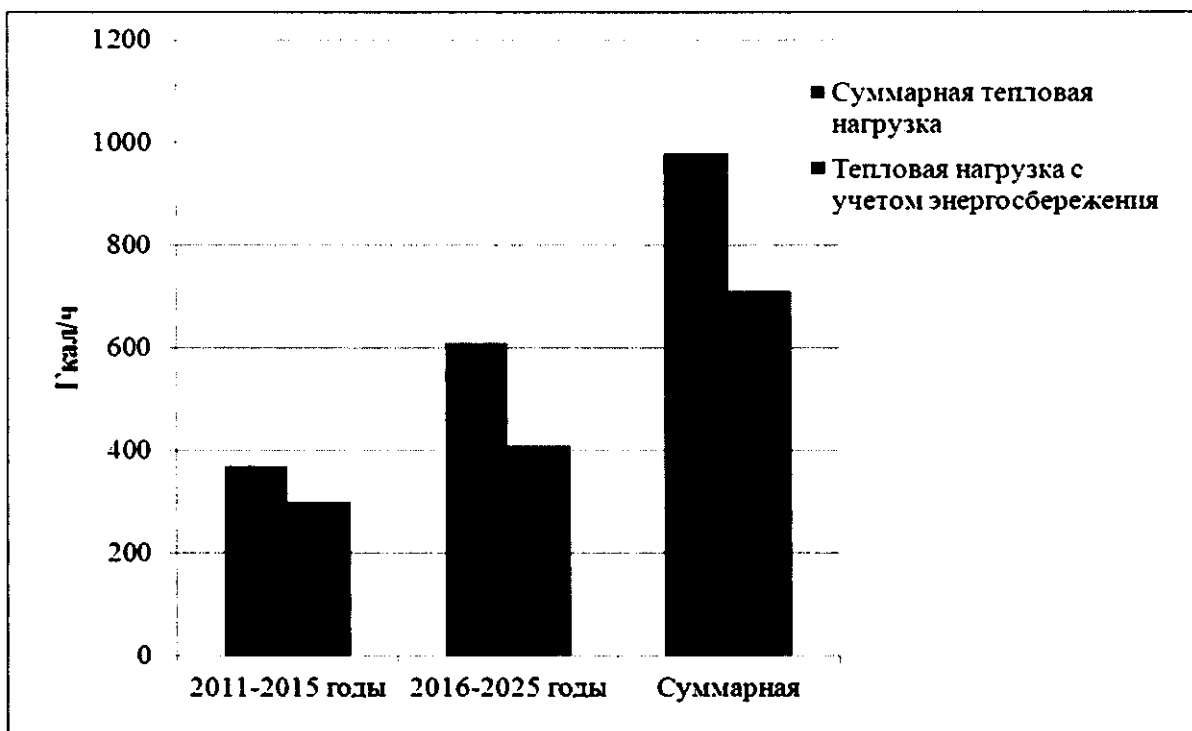


Рис. 33. Прирост тепловой нагрузки жилого фонда города Екатеринбурга до 2025 года

Наибольший прирост теплоснабжения ожидается в районах Орджоникидзевский, ВИЗ-Правобережный и юг центра, в том числе в микрорайоне «Академический» и районе УрФУ. Намечается также развитие г. Екатеринбурга в северо-восточной части (Уралмаш, Эльмаш) и г. Верхняя Пышма.

В целях обеспечения ожидаемого роста теплоснабжения жилого фонда в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» разработана и утверждена приказом Министерством энергетики Российской Федерации от 10.01.2014 № 4 схема теплоснабжения г. Екатеринбурга до 2030 года.

Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей.

Екатеринбургский узел характеризуется высокой долей коммунального потребления. Перспективное развитие в узле в основном связано с интенсивным жилищным строительством в зоне городской застройки, а также освоением новых крупных планировочных районов.

В общем виде концепция развития города отражена в Генеральном плане развития муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года.

Основные положения Генерального плана 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:

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. Администрацией города Екатеринбурга и Правительством Свердловской области разработаны и реализуются программы энергосбережения;

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

вновь вводимые здания имеют гораздо меньшее теплоснабжение. С учетом этих обстоятельств возникновение локальных дефицитов и ограничений по пропускной способности сетей можно сократить ускорением процессов энергосбережения в районах ожидаемого дефицита.

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

По состоянию на 01 января 2014 года:

суммарная величина тепловой нагрузки подключенных потребителей к системе централизованного теплоснабжения (СЦТ) г. Екатеринбурга составляла 4408 Гкал/ч;

установленная мощность источников в СЦТ – 5853 Гкал/ч;

располагаемая мощность в СЦТ – 5075 Гкал/ч.

В целом система СЦТ города Екатеринбурга не является дефицитной, однако существует ряд ограничений по покрытию тепловых нагрузок системы СЦТ, связанных с пропускной способностью тепловых сетей и дефицитом тепловой мощности отдельных источников.

## **Глава 32. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области**

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

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

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

закрытие низкоэффективных котельных;  
возможность работы низкоэффективных котельных в «пиковом» режиме;  
внедрение энергосберегающих мероприятий;  
перевод потребителей с открытой схемы подключения на закрытую.

Федеральный закон от 07 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» предполагает до 01 января 2022 года повсеместный переход теплоснабжения на закрытую схему при проектировании новых тепловых сетей и реконструкции существующих. Реализация перехода на закрытую схему – задача муниципалитетов.

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

Основной из задач при разработке вариантов развития системы теплоснабжения с 2015 по 2021 год явилось обеспечение постепенного перехода на закрытую схему теплоснабжения в увязке с режимами работы всей системы. Переход на закрытую схему присоединения потребителей ГВС существенно влияет на расход теплоносителя в обратной линии. Так как изначально работа централизованной зоны базировалась на дальнем транспорте от СУГРЭС с температурным графиком отпуска тепла 170/70°С и организации подмесов из обратной линии трубопроводов для снижения температурного уровня в подающей магистрали, переход на закрытую схему теплоснабжения потребовал разработки принципиально новых режимов работы системы.

Ввиду сложной организации системы теплоснабжения централизованной зоны в первую очередь (2015–2016 годы) на закрытую схему теплоснабжения предлагается переводить районы, не оказывающие принципиального влияния на режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающей центр города. Основными критериями при выборе первоочередных районов являлись: отдаленное территориальное расположение относительно центральной части города, непосредственная близость к источникам тепла, возможность выделения зон действия или отдельных выводов. К таким районам относятся: Эльмаш (зона № 1 на рисунке 34), Уралмаш (зона № 1 на рисунке 34), Сортировочный (зона № 2 на рисунке 34). Перевод потребителей данных районов с одновременным выделением зоны действия ТЭЦ Фронтových бригад на район Эльмаш, зоны действия вывода Свердловской ТЭЦ на район Уралмаш, зоны действия вывода М-6 Свердловской ТЭЦ на Сортировочный район не окажут значительного влияния на режимы работы центральной части города. На третьем этапе в 2017 году на закрытую схему предлагается перевести потребителей в зоне действия Гурзуфской котельной, ТЭЦ «Академическая» (Юго-Западный район) и часть района юг Центра (зона № 3 на рисунке 34). В 2018 году на закрытую схему питания переводятся потребители зоны действия Ново-Свердловской ТЭЦ (район Втузгородок и город Березовский, зона № 4 на рисунке 34). Решив задачу перевода на закрытую схему отдаленных относительно центра города районов, разрабатывались решения по переводу центральных районов города. На пятом

этапе в 2018 году переводится на закрытую схему подключения часть района Центрального и Верхняя Пышма (зона № 5 на рисунке 34).

Начиная с 2020 года развитие системы теплоснабжения г. Екатеринбурга рассматривается в двух вариантах. Разработанные варианты развития системы теплоснабжения принципиально отличаются зоной действия СУГРЭС. При переводе на закрытую схему потребителей центральных районов и переходе СУГРЭС на температурный график отпуска тепла 150/70°C значительно возрастает расход сетевой воды. Для покрытия СУГРЭС существующей тепловой нагрузки в 1100–1200 Гкал/ч необходимо обеспечить транспорт теплоносителя по существующим магистралям в объеме 15000 т/ч. Очевидно, что для этого потребуются принципиальная реконструкция системы транспорта, включая строительство обратных трубопроводов тепломагистралей (около 16 км), увеличение диаметров существующих тепломагистралей (около 14 км). Учитывая пропускную способность существующей транспортной системы СУГРЭС, разработаны 2 варианта зон действия источников:

1 вариант: покрытие СУГРЭС зоны в 870 Гкал/ч с учетом строительства новой насосной станции на Серовском тракте;

2 вариант: покрытие СУГРЭС зоны в 682 Гкал/ч с учетом строительства нового вывода и реконструкции вывода с увеличением диаметра от Свердловской ТЭЦ.

В 2020 году одновременно с ограничением зоны действия СУГРЭС предлагается перевести на закрытую схему основную часть Центрального планировочного района, а также зону потребителей ТЭЦ УМП (зона № 6 на рисунке 34). В 2021 году предлагается перевести на закрытую схему потребителей в зоне действия Ново-Свердловской ТЭЦ (часть центрального ПР и часть ПР юг Центра, зона № 7 на рисунке 34).

Этапы перевода зон теплоснабжения представлены на принципиальной схеме на рисунке 34.

Величина переводимой нагрузки потребителей ГВС с открытой на закрытую схему по этапам № 1–7:

этап № 1 –  $Q_{\text{ГВС}}$  64,8 Гкал/ч;

этап № 2 –  $Q_{\text{ГВС}}$  56,5 Гкал/ч;

этап № 3 –  $Q_{\text{ГВС}}$  58,5 Гкал/ч;

этап № 4 –  $Q_{\text{ГВС}}$  54,4 Гкал/ч;

этап № 5 –  $Q_{\text{ГВС}}$  53,4 Гкал/ч;

этап № 6 –  $Q_{\text{ГВС}}$  52,0 Гкал/ч;

этап № 7 –  $Q_{\text{ГВС}}$  52,0 Гкал/ч.

Таким образом, к 2021 году были определены границы зон действия источников в двух вариантах.

Принципиальное значение на изменение зон действия источников оказали значительные приросты тепловых нагрузок до 2030 года в следующих районах:

ПР «Академический», ПР «Широкореченский» в зоне действия котельной «Академэнерго» и ТЭЦ «Академическая»;

ПР «УРФУ», ПР «Кольцовский» в зоне действия Новосвердловской ТЭЦ;

ЖР «Молебка», ЖР «Антенные поля», ЖР «Эльмаш» в зоне действия СУГРЭС;

ПР «ВИЗ – Правобережный» в зоне действия СУГРЭС; ПР «ВИЗ – Правобережный» в зоне действия ТЭЦ ОАО УМП.

Также при формировании перспективных зон действия источников рассматривалась возможность переключения потребителей котельных на источники с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии. Целесообразность переключений определялась наличием резервных теплофикационных мощностей на близлежащей ТЭЦ, капитальными затратами на строительство тепловых сетей.

Принципиальные решения по зонированию системы теплоснабжения г. Екатеринбурга на период до 2025 года относительно существующего положения представлены в таблице 39.

Мероприятия по переключкам и новому строительству тепловых сетей, запланированные в перспективе до 2025 года на территории г. Екатеринбурга, отмечены на рисунке 35.

Таблица 39

**Принципиальные решения по зонированию системы теплоснабжения  
на период до 2025 года**

№ строки	Принципиальные решения по зонам действия источников	Подключаемая зона
1	2	3
1.	Принципиальные решения по варианту № 1	
2.	Покрытие СУГРЭС зоны в 872 Гкал/ч с учетом строительства новой насосной станции на магистрали № 40 «Серовский тракт»	СУГРЭС и Свердловская ТЭЦ работают в совместном режиме, обеспечивая тепло потребителей ПР «Центральный»
3.	Переключение нагрузок потребителей тепла от котельных на источники теплоснабжения централизованной зоны	потребители тепла от котельных: № 4, 10, 11 переключаются на Свердловскую ТЭЦ через М-6
4.	Принципиальные решения по варианту № 2	
5.	Переключение зоны СУГРЭС от тк. 41-00 со стороны Серовского тракта на Свердловскую ТЭЦ с учетом переключки и строительства тепловых сетей от павильона 06-П2 до тепловой камеры 06-39	от тепловой камеры 41-00 в сторону М-29, М-30, М-8, М-9, М-21
6.	Переключение магистрали № 6 со Свердловской ТЭЦ на СУГРЭС	от тепловой камеры 06-32 до конца
7.	Переключение нагрузок потребителей тепла от котельных на источники теплоснабжения централизованной зоны	потребители тепла от котельных № 4, 10, 11 переключаются на СУГРЭС через М-6
8.	Принципиальные решения для вариантов № 1 и 2	
9.	Переключение зоны СУГРЭС по магистрали № 1 на Свердловскую ТЭЦ со строительством нового вывода от Свердловской ТЭЦ до тепловой камеры 01-213	от тепловой камеры 01-193 в сторону У-2 до конца; от тепловой камеры 01-194 в сторону М-2 до конца



1	2	3
10.	Переключение магистрали № 42 на ТЭЦ «Академическая»	централизованная зона по М-25, М-26, квартал 24-07 через М-42
11.	Перевод нагрузки потребителей тепла микрорайона «УНЦ» с ТЭЦ-19 на ТЭЦ «Академическая»	микрорайон «УНЦ»
12.	Перевод нагрузки потребителей тепла по М-4, М-17, М-18 ЖР «Эльмаш» на ТЭЦ «Фронтových бригад, 18»	централизованная зона по М-4, М-17, М-18
13.	Вывод из пикового режима Кировской котельной с выделением собственной зоны	переключение нагрузок потребителей тепла ЖР «Комсомольская» на Кировскую котельную
14.	Определение выделенных зон действия: Гурзуфская котельная, Кировская котельная, ТЭЦ «Фронтových бригад, 18», ТЭЦ ОАО «УМП», ТЭЦ «Академическая», Ново-Свердловская ТЭЦ	
15.	Переключение нагрузок потребителей тепла от котельных на источники теплоснабжения централизованной зоны	потребители тепла от котельных: Летчиков, 35; Ереванская, 35; Пилотная, 17; ООО «Фасст» – переключаются на Свердловскую ТЭЦ; Первомайская, 71; Первомайская, 99в; Студенческая, 16; Газпромнефть-Урал (Сибирский тракт, 24, 22); Розы Люксембург, 676; Куйбышева, 173 – переключаются на Ново-Свердловскую ТЭЦ; Малый Конный полуостров, 11а, переключение на ТЭЦ ОАО «УМП»; Стачек, 29, на ТЭЦ «Фронтových бригад, 18»
16.	Строительство нового вывода ТЭЦ «Академическая»	подключение новой застройки ПР «Академический», многоэтажной застройки ПР «Широкореченский»
17.	Строительство нового вывода от ТЭЦ ОАО «УМП»	подключение новой застройки ПР «ВИЗ-Правобережный»
18.	Строительство нового вывода от Ново-Свердловской ТЭЦ	подключение новой застройки ПР «Университетский», «Кольцовский»
19.	Подключение новых районов к СУГРЭС по существующим тепловым сетям	подключение новой застройки ЖР «Молебка», «Эльмаш», «Антенные поля»

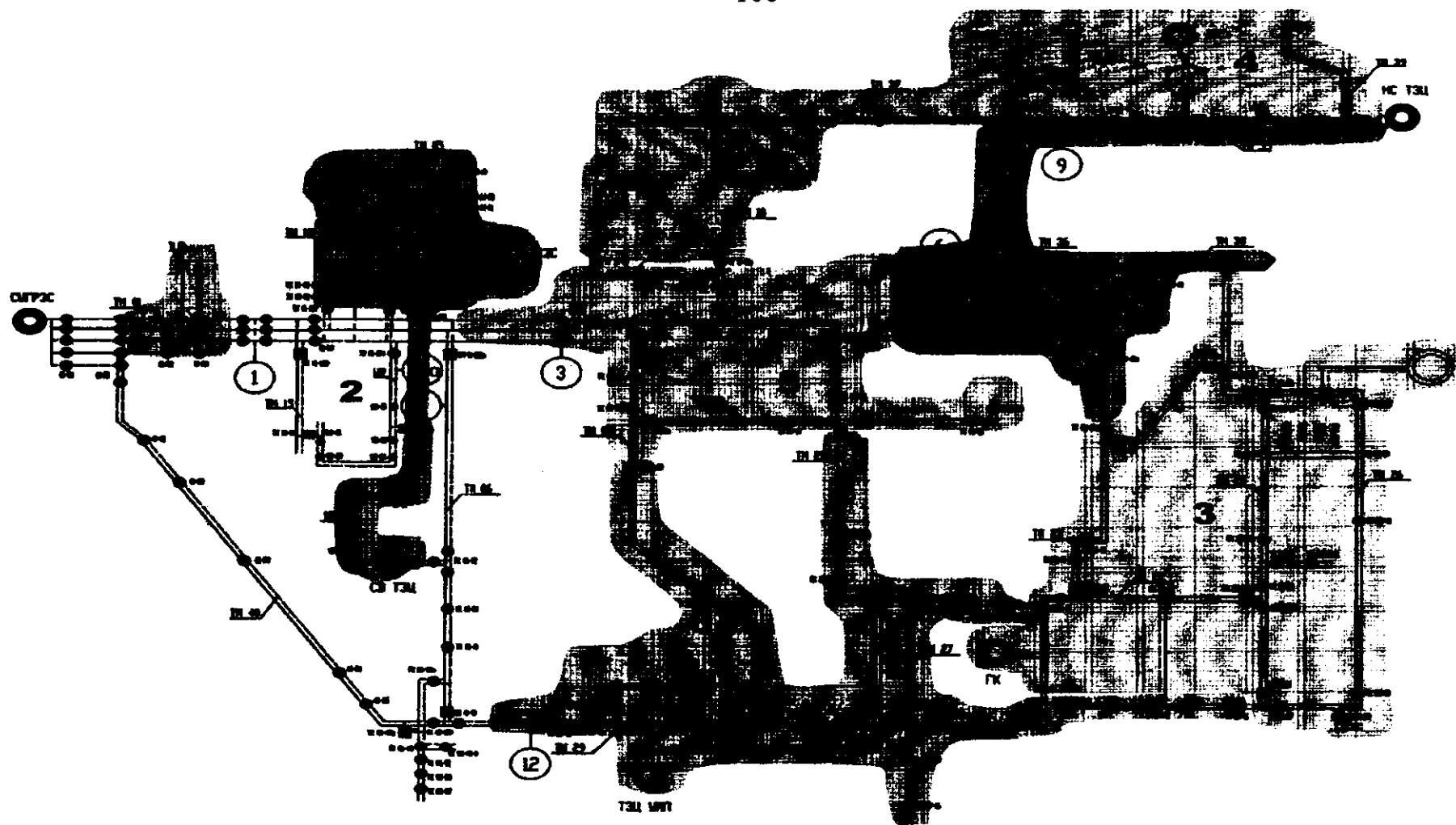


Рис. 34. Этапность перевода системы теплоснабжения города Екатеринбурга на закрытую схему

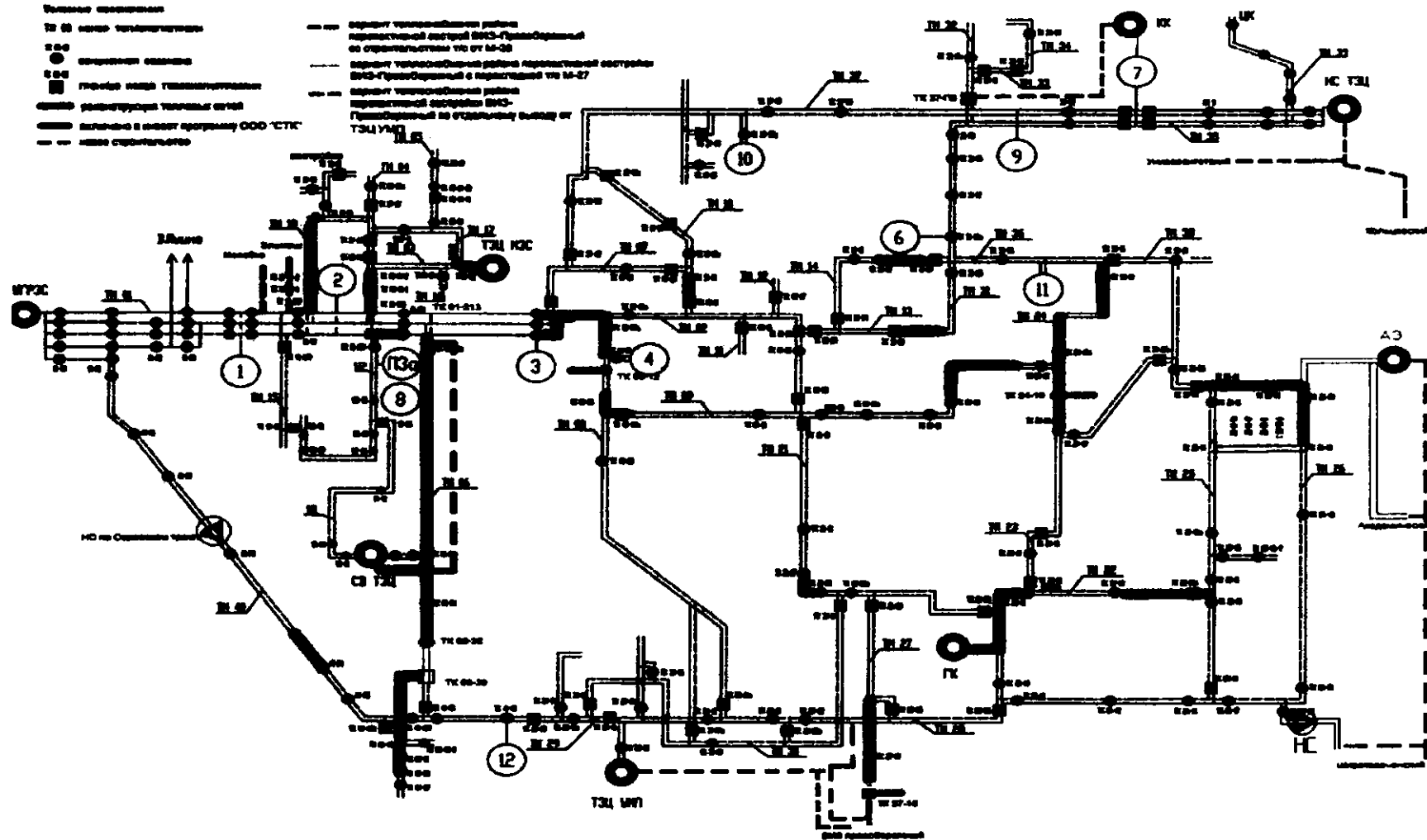


Рис. 35. Мероприятия по перекладкам и новому строительству тепловых сетей, запланированные в перспективе до 2025 года на территории города Екатеринбурга

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования город Алапаевск.

В схеме теплоснабжения рассмотрены два варианта реконструкции источников тепловой энергии муниципального образования город Алапаевск.

#### Вариант № 1.

Планируется:

отключение потребителей котельной «Станкозавода» с переключением их на три новые блочно-модульные газовые котельные («Новая М. Горького» 13 МВт, «Новая Рабочий городок» 18 МВт, «Новая Станкозавод» 10 МВт) и переводом на индивидуальное газовое отопление (Деревянный поселок);

вывод из эксплуатации трех твердотопливных котельных (ЦГБ; по ул. Толмачева, 22; по ул. Колногорова, 111) с переключением их потребителей и части перспективных объектов на новую газовую БМК «Новая ЦГБ» 8 МВт;

строительство новой газовой БМК «Новая Северная» 4,5 МВт для теплоснабжения района перспективной застройки в северной части города;

вывод из эксплуатации двух твердотопливных котельных (по ул. Перминова, 51; МДОУ № 18) с переключением их потребителей на новую газовую БМК 2 МВт «Новая по ул. Перминова» (в районе бани);

отключение потребителей от двух котельных (газовая котельная ООО «Первая лесопромышленная компания»; угольная котельная по ул. Горняков) с переключением их на новую газовую БМК 4,5 МВт «Новая по ул. Горняков» с закрытием угольной котельной по ул. Горняков;

вывод из эксплуатации котельной «Режевское ДРСУ» с переключением ее потребителей на новую газовую БМК 1 МВт «Новая Режевское ДРСУ» в районе ул. 3. Космодемьянской с учетом перспективного строительства в данном районе (на данный момент информация по новым потребителям отсутствует);

вывод из эксплуатации четырех твердотопливных котельных в пос. Нейво-Шайтанский (Школьная, Клубная, Центральная, ГРП) с переключением их потребителей на новую газовую БМК 3 МВт «Новая Школьная, пос. Нейво-Шайтанский» и частично на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации твердотопливной котельной «Центральная» в пос. Асбестовский с переключением ее потребителей на новую газовую БМК 4,5 МВт «Новая Центральная, пос. Асбестовский»;

вывод из эксплуатации двух твердотопливных котельных (№ 3 (Новостройка), № 4 (по ул. Октябрьской)) в пос. Зыряновский с переключением их потребителей на новую газовую БМК 3 МВт «Новая ул. Октябрьская, пос. Зыряновский» и частично – на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации электрической котельной по ул. Герцена, 77а, с переводом отапливаемого жилого дома на индивидуальное газовое отопление;

строительство 14,173 км новых тепловых сетей для подключения новых потребителей к тепловым сетям и объединения сетей при отключении котельных;

реконструкция магистральных и квартальных тепловых сетей в объеме 10,957 км с целью улучшения гидравлического режима и замены ветхих и аварийных сетей;

гидравлическая наладка тепловых сетей.

Вариант № 2.

Планируется:

отключение потребителей от котельной «Станкозавод» в районе рабочего городка (с переключением их на новую газовую БМК «Новая Рабочий городок» 18 МВт) и в районе деревянного поселка (перевод на индивидуальное газовое отопление);

вывод из эксплуатации твердотопливной котельной ЦГБ с переключением ее потребителей на новую газовую БМК «Новая ЦГБ» 8 МВт (с подключением потребителей района перспективной застройки);

модернизация твердотопливной котельной по ул. Колногорова, 111, и вывод из эксплуатации котельной по ул. Толмачева, 22, с переключением ее потребителей на котельную по ул. Колногорова, 111.

вывод из эксплуатации двух твердотопливных котельных (по ул. Перминова, 51; МДОУ № 18) с переключением их потребителей на новую газовую БМК «Новая по ул. Перминова» 2 МВт (в районе бани);

отключение потребителей от двух котельных (газовая котельная ООО «Первая лесопромышленная компания»; угольная котельная по ул. Горняков) с переключением их на новую газовую БМК «Новая по ул. Горняков» 4,5 МВт с закрытием угольной котельной по ул. Горняков;

вывод из эксплуатации котельной «Режевское ДРСУ» с переключением ее потребителей на новую газовую БМК 1 МВт «Новая Режевское ДРСУ» 1 МВт в районе ул. 3. Космодемьянской с учетом перспективного строительства в данном районе (на данный момент информация по новым потребителям отсутствует);

вывод из эксплуатации четырех твердотопливных котельных в пос. Нейво-Шайтанский (Школьная; Клубная; Центральная; ГРП) с переключением их потребителей на новую газовую БМК «Новая Школьная, пос. Нейво-Шайтанский» 3 МВт и частично на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации твердотопливной котельной «Центральная» в пос. Асбестовский с переключением ее потребителей на новую газовую БМК «Новая Центральная, пос. Асбестовский» 4,5 МВт;

модернизация твердотопливной котельной № 3 (Новостройки) в пос. Зыряновский с частичным переводом ее потребителей на индивидуальное газовое отопление;

модернизация твердотопливной котельной № 4 (Октябрьская) в пос. Зыряновский с частичным переводом ее потребителей на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации электрической котельной по ул. Герцена, 77а, с переводом отапливаемого жилого дома на индивидуальное газовое отопление;

строительство 14,134 км новых тепловых сетей для подключения новых потребителей к тепловым сетям и объединения сетей при отключении котельных;

реконструкция магистральных и квартальных тепловых сетей в объеме 11,075 км с целью улучшения гидравлического режима и замены ветхих и аварийных сетей;

гидравлическая наладка тепловых сетей.

Реализация того или иного варианта будет определяться в основном объемами бюджетных средств, выделяемых в целях реконструкции и нового строительства тепловых сетей на территории муниципального образования город Алапаевск.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Березовского городского округа.

В Березовском городском округе основными источниками отпуска тепловой энергии являются Ново-Свердловская ТЭЦ и котельные. Они обеспечивают большую часть тепловых нагрузок потребителей. Индивидуальные источники тепловой энергии используются в зонах с низкой плотности тепловых нагрузок.

Для покрытия перспективных нагрузок в зонах ограниченных радиусом эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, согласно Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», целесообразно подключение перспективной нагрузки к существующим сетям централизованного теплоснабжения.

При низкой плотности тепловых нагрузок более эффективно использовать индивидуальные источники тепловой энергии. Основными преимуществами использования индивидуальных источников теплоснабжения являются: отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные, снижение потерь тепловой энергии и теплоносителя из-за небольшой длины тепловых сетей, небольшие затраты на ремонт и обслуживание оборудования.

Строительство новых источников тепловой энергии в соответствии с Генеральным планом Березовского городского округа не предусматривается.

В соответствии с генеральным планом Березовского городского округа планируется расширение зон действия источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (Ново-Свердловская ТЭЦ) за счет нового строительства в основной центральной части города Березовского.

Проектируемые тепловые нагрузки г. Березовского составляют:

128,55 ГКал/ч – на I очередь строительства;

255,91 ГКал/ч – на расчетный срок.

В соответствии с предоставленными сведениями в период действия схемы теплоснабжения на территории Березовского городского округа не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях. В соответствии с решениями о распределении тепловой нагрузки между теплоисточниками, утверждаемыми в схеме теплоснабжения, не предусматривается изменение организации теплоснабжения производственных объектов.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Березовского городского округа для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения приведены в таблице 40.

**Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Березовского городского округа для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения**

№ строки	Населённый пункт	Наименование тепловых сетей	Наименование мероприятия	Цели реализации мероприятия	Объем работ (метров)	Стоимость реализации мероприятия (тыс. руб.)	Срок реализации мероприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	г. Березовский, пос. Новоберезовский	тепловые сети котельной «Новоберезовский поселок»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	11779,5	217473,129	2020–2025 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		1994,5	37905,473	2020–2025 годы
2.	г. Березовский	тепловые сети котельной «Южная»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	5886	108667,332	2020–2025 годы
					2202	40653,324	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		2050	38960,25	2020–2025 годы
		тепловые сети от Ново-Свердловской ТЭЦ	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	3482	64284,684	2020–2025 годы
замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	1563		29704,815		2020–2025 годы		
3.	г. Березовский, пос. Шиловка	тепловые сети котельной «Шиловка»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	2230	41170,260	2020–2025 годы
					867,5	16015,785	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		35	665,175	2020–2025 годы
					192	3648,96	2026–2030 годы

1	2	3	4	5	6	7	8
4.	г. Березовский, пос. Овощное отделение	тепловые сети котельной «Овощное»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	867,5	16015,785	2026–2030 годы
5.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Еловая»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	251	4264,722	2020–2025 годы
6.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Металлистов, 2а»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	40	680	2026–2030 годы
7.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Металлистов, 10»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	20	340	2026–2030 годы
8.	г. Березовский, пос. Монетный	тепловые сети котельной «Центральная»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	3452,27	63735,809	2020–2025 годы
					830,37	15330,291	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		824	15660,12	2020–2025 годы
			89		1691,45	2026–2030 годы	
9.	г. Березовский, пос. Монетный	тепловые сети котельной «Березовская, 2»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	50	850	2020–2025 годы



1	2	3	4	5	6	7	8
10.	г. Березовский, пос. Молодежный	тепловые сети котельной «пос. Молодеж- ный»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	115,31	2128,85	2020–2025 годы
					186,38	3440,95	2026–2030 годы
11.	г. Березовский, пос. Островное	тепловые сети котельной «пос. Островное»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	1077	19882,84	2020–2025 годы
					99	1826,45	2026–2030 годы
12.	г. Березовский, пос. Солнечный, пос. Лосиный	тепловые сети котельной «пос. Солнечный»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	1029	18999,24	2020–2025 годы
					220	4061,64	2026–2030 годы
13.	г. Березовский, пос. Ключевск	тепловые сети котельной «Котельная № 2»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	214	3941,64	2026–2030 годы
14.	г. Березовский, пос. Кедровка	тепловые сети котельной «пос. Кедровка»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	4336	80053,08	2020–2025 годы
					479,4	8850,68	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		198,3	3768,69	2020–2025 годы
					277,5	5273,89	2026–2030 годы
15.	г. Березовский, пос. Сарапулка	тепловые сети котельной «Сарапулка № 1»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	183	3378,55	2020–2025 годы

1	2	3	4	5	6	7	8
16.	г. Березовский, пос. Сарапулка	тепловые сети котельной «Сарапулка № 2»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функцио- нирования системы теплоснабжения	266,3	4916,43	2020–2025 годы
17.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Леонтьева, 11»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функцио- нирования системы теплоснабжения	1272,73	23497,14	2020–2025 годы
18.	г. Березовский, пос. Лосиный	тепловые сети котельной «пос. Лосиный»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функцио- нирования системы теплоснабжения	98	1809,28	2020–2025 годы
					220	4061,64	2020–2025 годы
19.	г. Березовский, пос. Первомайский	тепловые сети котельной «Транспортников, 41»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	повышение эффек- тивности функционирования системы теплоснабжения	533,5	9849,477	2020–2025 годы
					72	1369,31	2026–2030 годы
20.	г. Березовский, пос. Ключевск	тепловые сети котельной «пос. Ключевск»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функционирования системы теплоснабжения	4038	74554,54	2020–2025 годы
					399,1	7368,18	2026–2030 годы
21.	г. Березовский, пос. Монетный	тепловые сети котельной «пос. Монетный» ул. Лермонтова, д. 41	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	повышение эффек- тивности функционирования системы теплоснабжения	1845	34062,39	2020–2025 годы
					352	529,76	2020–2025 годы
22.	г. Березовский, пос. Ленинский	тепловые сети котельной «Северная»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А  замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	повышение эффек- тивности функционирования системы теплоснабжения	5495	101448,69	2020–2025 годы
					566	10449,49	2020–2025 годы
					2023	38447,15	2026–2030 годы

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Верхнесалдинского городского округа.

На территории Верхнесалдинского городского округа не предусматривается строительство котельных для централизованного теплоснабжения с целью обеспечения тепловой энергией перспективной застройки.

В соответствии с Генеральным планом на территории городского округа предусматриваются зоны индивидуальной застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки с индивидуальным теплоснабжением.

Предполагается реализация проектов газификации пос. Басьяновский и деревень Никитино, Нелоба, Северная.

В этих зонах следует проектировать для частного жилого сектора системы теплоснабжения от индивидуальных источников тепла.

Для теплоснабжения многоквартирных домов следует проектировать автоматизированные блочные котельные.

При организации теплоснабжения от индивидуальных котлов следует ориентироваться на энергоэффективные котлы конденсационного типа.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Верхнесалдинского городского округа для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения приведены в таблице 41.

Таблица 41

**Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей  
Верхнесалдинского городского округа для повышения эффективности  
функционирования системы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование мероприятия	Период реализации	Результат мероприятия
1	2	3	4
1.	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-50 № 10 котельной № 3	2014 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
2.	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10–13 № 5 котельной № 3	2014 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
3.	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10–13 № 6 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
4.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации водогрейного котла КВГМ-50 № 9 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
5.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации водогрейного котла КВГМ -50 № 10 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
6.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации парового котла ДКВР 10–13 № 5 котельной № 3	2014 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»

1	2	3	4
7.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации парового котла ДКВР 10–13 № 6 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
8.	Расширение котельной № 3 с установкой водогрейного котла КВГМ – 35–150 производительностью 30 Гкал/час	2017 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
9.	Реконструкция оборудования химводоподготовки котельной № 3 с увеличением производительности	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
10.	Замена деаэратора водогрейной части котельной № 3 с увеличением производительности	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
11.	Модернизация сетевой группы насосов	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
12.	Реконструкция парового котла в котельной бани «Кристалл»	2015 год	обеспечение тепловой энергией объектов «Демидовского комплекса»
13.	Реконструкция паровых котлов № 7 и 8 котельной № 3 с переводом их в водогрейный режим и заменой автоматики	2015 год	
14.	Установка в котельной № 3 бойлеров для нагрева сетевой воды паром производительностью 14 Гкал/час	2015 год	

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Заречный.

В соответствии с распоряжением Правительства Свердловской области от 14.06.2012 № 1176-РП «О переводе малоэтажного жилищного фонда в Свердловской области, подключенного к системам централизованного отопления, на индивидуальное газовое отопление на период 2012–2016 годов», частный жилой сектор г. Заречного, подключённый к групповым элеваторам (№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 (общая нагрузка – 1,404 Гкал/ч)), целесообразно перевести на индивидуальное газовое отопление.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Заречный приведены в таблице 42.

**Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Заречный**

Населённый пункт	Котельные
Заречный	1) строительство насосной подмеса. Место расположения насоса – сразу за забором блока № 3. Перевод ТФУ блока № 3 на график 150/70 со срезкой графика 130 градусов (за насосной подмеса вновь будет график 130/70, но с увеличением расхода); 2) установка на Городской котельной пластинчатых теплообменников подогрева сырой и обессоленной воды, а также регенеративного подогрева; 3) восстановление топливно-резервного хозяйства; 4) реконструкция приборов КИПиА с использованием механизмов; 5) замена конвективной части паровых котлов ДКВР 10/13 (три штуки); 6) котёл № 7 – капитальный ремонт с заменой 100 процентов конвективной части; 7) котёл № 6 – капитальный ремонт с заменой 100 процентов конвективной части
Муранитный	реконструкция системы подготовки ГВС (установка аккумуляторных баков, введение участка химводоподготовки)
Курманка	1) техническое перевооружение газовой котельной мощностью 2,12 Гкал/ч; 2) реконструкция системы подготовки ГВС (установка аккумуляторных баков, введение участка химводоподготовки); 3) строительство скважин в районе котельной, производительность 40 куб. м/час
Мезенка	строительство системы ГВС (установка аккумуляторных баков, введение участка химводоподготовки, устройство теплообменников)

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Каменского городского округа.

Исходя из анализа состояния существующей системы теплоснабжения, предложены следующие мероприятия:

строительство блочных газовых котельных взамен существующих, имеющих значительный износ основного оборудования и строительной части, в газифицированных населенных пунктах;

строительство блочных угольных котельных взамен существующих, имеющих значительный износ основного оборудования и строительной части, в негазифицированных населенных пунктах;

реконструкция и капитальный ремонт тепловых сетей;

перевод на закрытую схему – установка ИТП (включающая в том числе узел тепловой энергии) в многоквартирных домах;

модернизация систем химводоподготовки с учетом химического состава воды.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению приведены в таблице 43.

**Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения  
Каменского городского округа**

№ п/п	Населенный пункт	Организация	Мероприятие	Мощность (МВт)	Проектирование (тыс. рублей)	СМР, ПНР (тыс. рублей)	Стоимость, (тыс. рублей)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Мартюш	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	20	6200	62000	68200
2.	Брод	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	3,2	1330	13300	14630
3.	Рыбниковское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	5,4	1944	19440	21384
4.	Клевакинское	МУП «Теплосети»	техперевооружение существующей газовой котельной	4,95	1782	17820	19602
5.	Степной	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	0,2	150	1500	1650
6.	Сосновское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной для объектов социального, культурного и бытового назначения	1,24	930	9300	10230
7.	Маминское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	6,2	2232	22320	24552
8.	Покровское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной (медгородок)	1,6	1540	15400	16940
9.	Кисловское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	4,2	1732,5	17325	19057,5
10.	Новый Быт	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	4,8	1760	17600	19360

1	2	3	4	5	6	7	8
11.	Сипавское	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	5,58	2000	20000	22000
12.	Травянское	МУП «КСК»	строительство блочной газовой котельной	3,6	1600	16000	17600
13.	Б. Белоносова	МУП «КСК»	техпервооружение существующей угольной котельной	1,2	750	7500	8250
14.	Черемхово	МУП «КСК»	строительство блочной газовой котельной	1	750	7500	8250
15.	Соколова	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	1,8	950	9500	10450

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Среднеуральск.

Разработка перспективного положения схемы теплоснабжения городского округа Среднеуральск подразумевает осуществление мероприятий в несколько этапов в период с 2014 до 2020 года.

С целью повышения эффективности теплоснабжения первым этапом производится строительство нового магистрального трубопровода 2 Ду600 от границы СУГРЭС до ТП-1 в 2014–2015 годах, что позволит избежать существующих гидравлических потерь и увеличить пропускную способность всей системы.

Вторым этапом в 2014–2016 годах планируется обеспечение теплоносителем новых жилых комплексов (в том числе «Южный берег») суммарной присоединенной нагрузкой более 60 Гкал/ч. Предполагается переход на расчетный температурный график отпуска теплоты – 170–70 градусов со срезкой на 140 градусов при температуре наружного воздуха минус 22 градуса, реконструкция существующего ТП-1 (установка распределительных коллекторов), прокладка новой тепловой сети 2 Ду400 протяженностью порядка 2450 метров, реконструкция существующего участка тепловой сети от ответвления на жилой массив «Южный берег» до ТП-6 и установка ТП-6 с целью обеспечения д. Коптяки теплоносителем с низкими параметрами.

Третьим этапом модернизации в 2017–2018 годах будет являться изменение структуры системы теплоснабжения перспективного ТП-4:

1) использование существующей магистрали ТМ-5 для транспортировки теплоносителя с высокими параметрами до перспективного ТП-4;

2) прокладка нового участка тепловой сети 2 Ду350, L=320м совместно с существующей магистралью от ТП-1 до ответвления тепловой сети ТМ-5/1 по ул. Уральской, 20, и до тепловой камеры на пересечении ул. Уральская и ул. Дзержинского для обеспечения теплоносителем низких параметров потребителей ТМ-5/1;

3) перекладка квартальных сетей ряда потребителей, ранее присоединенных к магистрали ТМ-5, с целью обеспечения теплоносителем низких параметров. Суммарная протяженность нового строительства составляет около 300 метров.

Четвертый этап модернизации системы теплоснабжения городского округа Среднеуральск в 2019–2020 годах будет предполагать строительство ТП-5 и его подключение к уже проложенной на тот момент магистрали от ТП-1 до ТП-6 и прокладку нового участка тепловой сети от ТП-5 до существующих магистралей по ул. Уральской с целью организации теплоснабжения береговой части города Среднеуральска.

Пятый этап модернизации предусматривает развитие индустриальной зоны – промышленного парка «Исетский» суммарной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч. Необходимо строительство тепловой сети СУГРЭС – ТП-7 2Ду400 протяженностью порядка 3000 метров и возведение теплового пункта ТП-7 непосредственно в промышленной зоне.



Также в рамках пятого этапа предполагается реконструкция ТП-2 с последующим переносом на новое местоположение ввиду высокого уровня физического и морального износа существующего оборудования.

Перспектива развития зон теплоснабжения городского округа Среднеуральск приведена на рисунке 36.

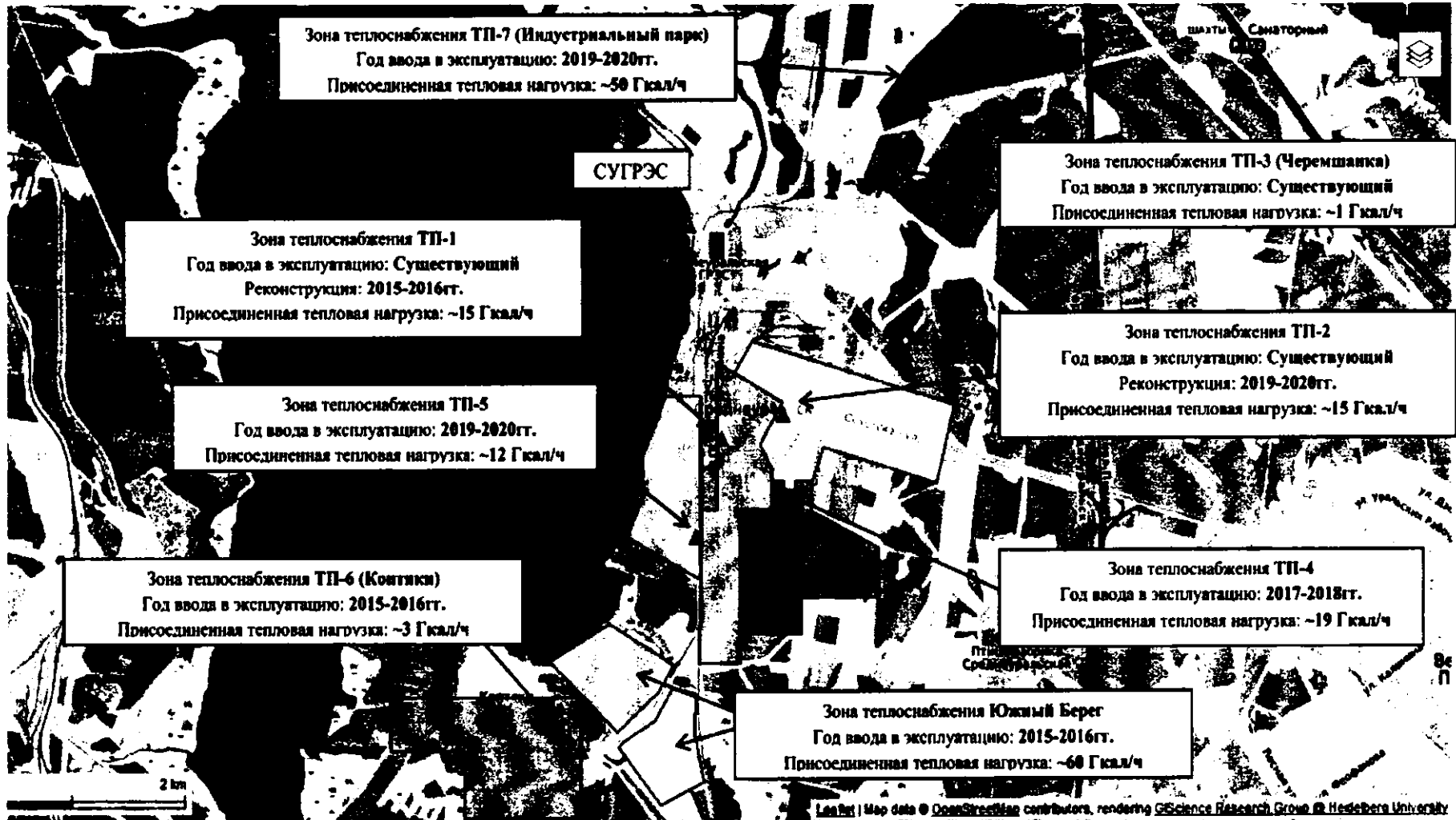


Рис. 36 Перспектива развития зон теплоснабжения городского округа Среднеуральск

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Режевского городского округа.

г. Реж – котельная № 1 «Гавань»:

1-й вариант модернизации системы теплоснабжения:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве: 6 одноэтажных и 19 двухэтажных зданий с общей присоединенной нагрузкой 1,81 Гкал/час;

отключение всех муниципальных потребителей от существующей котельной № 1. Строительство двух блочных газовых котельных в микрорайонах «Гавань» и «Медгородок» для теплоснабжения отключенных муниципальных потребителей, многоэтажных жилых зданий и двух жилых зданий, подключенных к дому-интернату для престарелых;

перевод тепловой сети на закрытую систему теплоснабжения.

2-й вариант модернизации системы теплоснабжения:

установка насосной станции для улучшения гидравлических характеристик тепловой сети в микрорайоне «Медгородок»;

перевод систем теплоснабжения на закрытую схему.

г. Реж – котельная № 2 «Теплоцентраль»:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве: 131 одноэтажного здания с общей присоединенной нагрузкой 4,77 Гкал/час;

реконструкция и модернизация систем ГВС на 4-х трубную и с установкой индивидуальных водонагревателей в зданиях потребителей.

г. Реж – котельная № 3 «Быстринский»:

котельная исключается из системы теплоснабжения жилого района Быстринский. Строительство новой газовой котельной в центре нагрузок на месте теплового пункта;

перевод существующих 2-х и 3-х-трубных тепловых сетей после ТП на 4-х трубные с закрытой системой теплоснабжения.

г. Реж – котельная № 4 «Белочка»:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве: 20 одноэтажных зданий с общей присоединенной нагрузкой 0,375 Гкал/час. Теплоснабжение только одного объекта социального, культурного и бытового назначения (детский сад) с присоединенной нагрузкой 0,095 Гкал/час;

замена твердотопливных котлов на газовые с учетом тепловой нагрузки объекта социального, культурного и бытового назначения – детского сада.

г. Реж – котельная № 5 «Аленка»:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве: 12 одноэтажных зданий с общей присоединенной нагрузкой 0,2 Гкал/час.

Теплоснабжение только одного объекта социального, культурного и бытового назначения (детский сад) с присоединенной нагрузкой 0,09 Гкал/час.

г. Реж – котельная дома-интерната:

отключение двух жилых домов от теплосети котельной, перевод их на индивидуальное печное отопление или подключение двух жилых домов к тепловой сети котельной микрорайона «Медгородок».

г. Реж – котельная «ст. Реж»:

децентрализация отопления 2-х жилых зданий с присоединенной нагрузкой в 0,027 Гкал/час на поквартирное газовое отопление, отключение муниципальных потребителей от котельной, вывод теплосети из эксплуатации. Котельная продолжит снабжать тепловой энергией объекты РЖД.

с. Арамашка:

демонтаж одного котлоагрегата;  
реконструкция (заглубление) водопроводной сети с выводом из эксплуатации участка тепловой сети протяженностью 92 метра;  
перевод котельной на газовое топливо или строительство блочной газовой котельной.

с. Октябрьское:

наладка гидравлических режимов, проведение нормативных регламентных работ по эксплуатации котельной и тепловых сетей в соответствии с технической документацией;

при осуществлении газификации с. Октябрьское – установка газового котла с сохранением существующей тепловой сети. Вывод из эксплуатации твердотопливного оборудования.

По остальным населенным пунктам Режевского городского округа планируется наладка гидравлических режимов, проведение нормативных регламентных работ по эксплуатации котельной и тепловых сетей в соответствии с технической документацией.

### **Глава 33. Организация единых теплоснабжающих организаций**

В правилах, 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 правилам для повышения качества обеспечения населения тепловой энергией необходима организация единых теплоснабжающих организаций.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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;

размер собственного капитала;

способность обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

#### **Глава 34. 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 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 заместить им использование 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 области оцениваются в 1,5–2 млрд. куб. метров 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 со строительством блока БН-800. Кроме того, заслуживает самого серьезного внимания и возможность реализации пилотного проекта по строительству подземной атомной тепловой электростанции на

судовых реакторах в качестве экономичного и надежного локального энергоисточника для определенного промышленного узла. Мощность такой станции может составить 225–300 МВт.

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 области на долю ввозимого в область энергоресурса каждого вида не должно приходиться более 30–40 процентов от суммарного потребления.

Динамика потребляемых топливных ресурсов представлена в таблице 44 и на рисунках 37 и 38.

Таблица 44

#### Динамика потребляемых топливных ресурсов

Наименование показателя	2014 год		2020–2025 годы	
	объем (млн. т.у.т.)	доля (процентов)	объем (млн. т.у.т.)	доля (процентов)
Уголь в электроэнергетике	12,4	40,4	9,8	31,6
Газ в электроэнергетике	16,3	52,8	17,0	54,8
Ядерное топливо	1,4	4,5	3,5	11,2
Торф, другие возобновляемые источники энергии и нефтепродукты	0,7	2,3	0,9	2,9
Суммарное потребление топлива на производство электрической и тепловой энергии	30,8	100	31,2	100

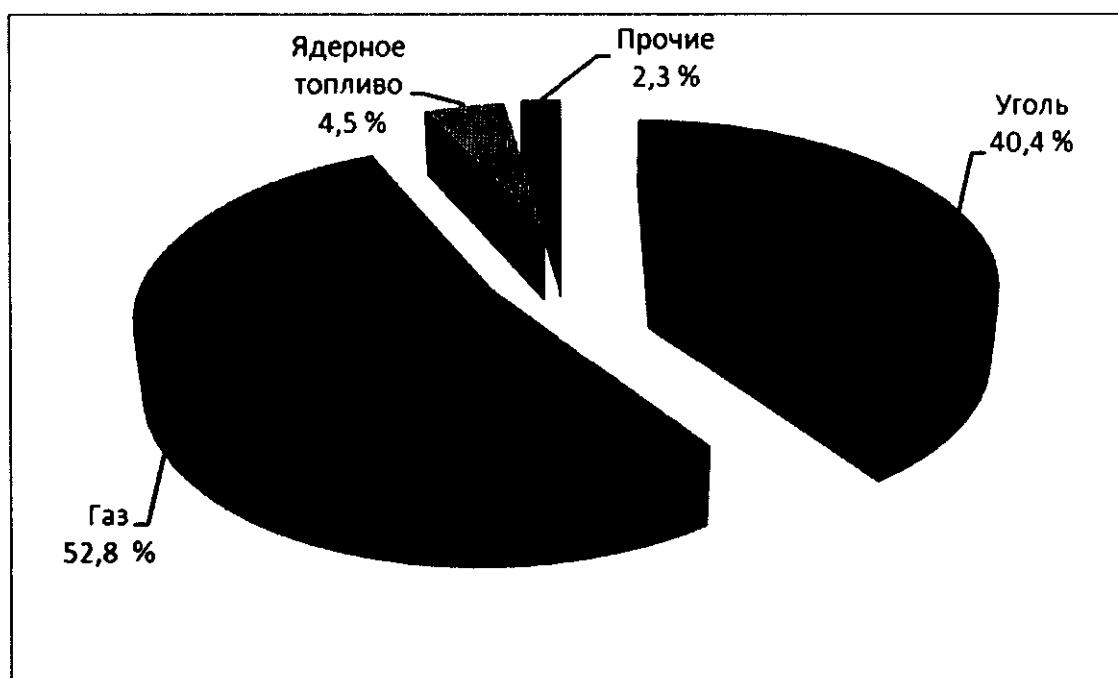


Рис. 37. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2014 году

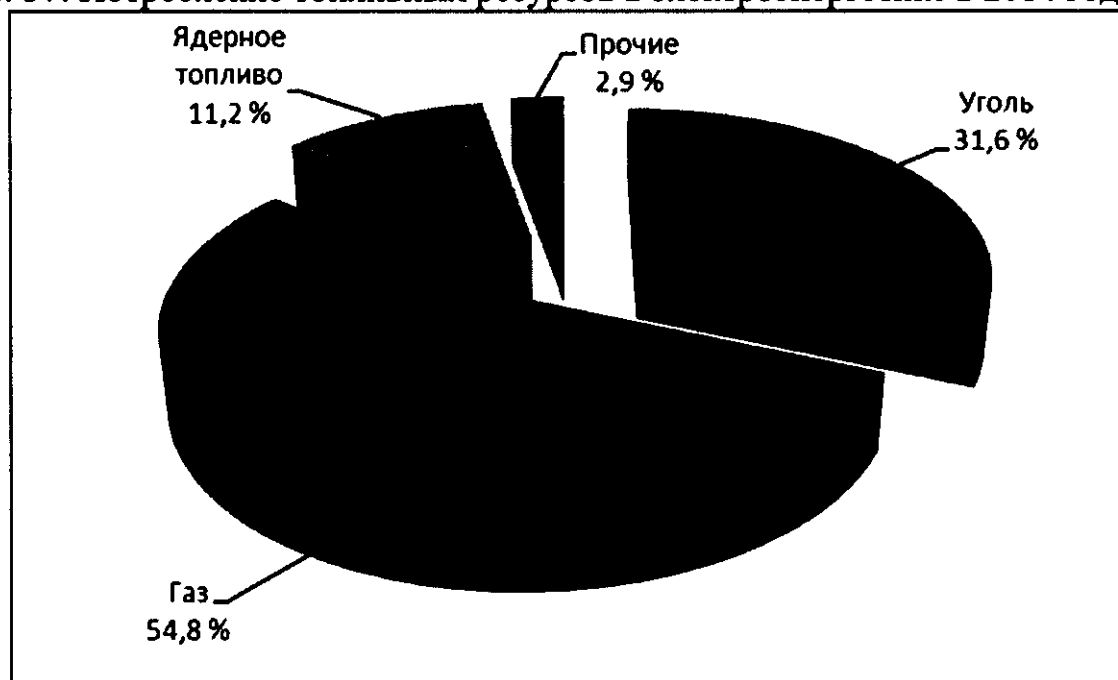


Рис. 38. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в период 2020–2025 годов

### Глава 35. Энергообеспечение удалённых территорий Свердловской области

В регионе имеется ряд населённых пунктов, удалённых от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения. Перечень населённых пунктов, расположенных на территории Свердловской области, не охваченных на 01 января 2015 года централизованным электроснабжением, по данным администраций муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, представлен в таблице 45. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение населения этих населённых пунктов невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада, а обеспечение параметров комфортного существования на уровне среднеобластного необходимо согласно Стратегии социально-экономического развития Свердловской области до 2020 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской области от 27.08.2008 № 873-ПП «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года».

Таблица 45

#### Населённые пункты на территории Свердловской области, не охваченные на 01 января 2015 года централизованным электроснабжением

№ строки	Наименование муниципального образования	Населённый пункт
1	2	3
1.	Горноуральский городской округ	деревня Нижняя Ослянка
2.	Гаринский городской округ	село Еремино, деревня Шантальская, село Шабурово, поселок Ликино, поселок Новый Вагиль
3.	Ивдельский городской округ	поселок Понил, поселок Митяево, поселок Нагорный, поселок Суеват Пауль, поселок Хандыбина Юрта, поселок Юрта Курикова, поселок Юрта Анямова, поселок Бахтиярова Юрта, поселок Ушма, поселок Тахта, поселок Массавы, поселок Улымсос, поселок Пакино, поселок Пристань, поселок Юркино, поселок Гаревка
4.	Город Каменск-Уральский	населенный пункт Монастырка
5.	Махнёвское муниципальное образование	поселок Калач



1	2	3
6.	Городской округ Ревда	поселок Гусевка, поселок Зеленый Бор
7.	Туринский городской округ	село Кумаринское

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 принимать во внимание следующие факторы:

создание новых рабочих мест в случае развития автономных систем энергоснабжения, что особо актуально для удаленных территорий;

при отказе от развития локальной малой генерации и развитии сетевой инфраструктуры эксплуатация протяженных линий электропередач 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:

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

наличие ряда населённых пунктов, удалённых от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения;

наличие собственного топливного потенциала, пригодного для замещения импортируемого топлива. В области имеются запасы торфа (более 3 млрд. тонн) и биомассы (до 0,5 млн. тонн/год). Вблизи г. Красноуфимска имеются запасы природного газа с потенциальным ежегодным дебетом 1,5–2 млрд. куб. метров. Замещение привозного топлива является одним из механизмов достижения стратегических задач в части повышения энергетической безопасности.

Также возможно использование следующего энергетического потенциала:

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

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

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

теплового потенциала грунтовых вод и грунтов, а также очистных сооружений и тёплых 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:

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

технико-экономического обоснования развития атомной энергетики Свердловской области на базе подземных атомных станций в районе городов Лесной, Новоуральск, Североуральск, имеющих энергоемкие производства;

программы использования собственных ресурсов природного газа;

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

Стратегической целью программ необходимо установить достижение к 2022 году доли энергетики на собственных ресурсах в ТЭБ области не менее 17 процентов, а к 2030 году – не менее 25 процентов. В указанных программах целесообразно рассматривать возможность использования следующих перспективных технологий:

парогазовая установка на природном газе;

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

газогенераторная парогазовая теплоэлектростанция на торфе;

подземная атомная станция с использованием судового реакторного оборудования;

завод по производству метанола или синтетического жидкого топлива из торфа;

технологии по использованию диметилового эфира.

Для решения задач по повышению уровня комфортного проживания граждан в населённых пунктах, указанных в таблице 45, а также в иных населённых пунктах с использованием объектов малой энергетики, целесообразно проведение следующих мероприятий:

подготовка технико-экономических обоснований по способу энергообеспечения населённых пунктов (строительство электрических сетей или внедрение устройств локального энергообеспечения на базе перечня наилучших доступных технологий);

утверждение перечня населённых пунктов, где в ближайшей перспективе (2014–2016 годы) возможно создание опережающими темпами современных систем автономного электроснабжения;

разработка областной программы создания систем автономного энергообеспечения согласно разработанным технико-экономическим обоснованиям.

## **Глава 36. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области**

В соответствии с Программой модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года отмечено следующее:

создание новых высокопроизводительных рабочих мест является необходимым условием для модернизации экономики Свердловской области, роста производительности труда и повышения конкурентоспособности предприятий, расположенных на территории Свердловской области;

ситуация на рынке труда Свердловской области, несмотря на перспективы развития большинства отраслей экономики региона, оказывается под негативным влиянием ряда факторов: неблагоприятных демографических процессов, дисбаланса между количеством и составом предлагаемых на рынке труда и востребованных экономикой квалифицированных специалистов, высокой степенью износа основных фондов;

модернизация производства, расширение применения новых наукоемких технологий и их развитие приводят к изменению профессионально-квалифицированной структуры спроса на рынке труда, повышению требований работодателей к качеству рабочей силы;

несоответствие структуры профессионального образования актуальным и перспективным потребностям рынка труда по квалифицированному уровню и профессиональной структуре привело к нехватке квалифицированных кадров по ряду профессий и специальностей.

Поэтому очевидно, что любые проекты по созданию новых рабочих мест должны быть дополнены инвестициями на уровне предприятий в подготовку и переподготовку персонала для этих рабочих мест.

Центры роста потребности в трудовых ресурсах включают в себя крупнейшие центры экономического развития и притяжения трудовых ресурсов, а также центры экономического развития среднего размера, испытывающие кадровый дефицит. Территории-доноры трудовых ресурсов — населенные пункты, обладающие трудовыми ресурсами, однако мощности их экономического комплекса недостаточны для эффективного использования имеющегося человеческого капитала. Слабеющие территории — муниципальные образования, характеризующиеся теряющим масштабы экономическим комплексом и снижающимся объемом трудовых ресурсов. Таким образом, для обеспечения поставленных показателей по созданию высокопроизводительных рабочих мест необходимо обеспечить территориальное перераспределение трудовых ресурсов, важной составляющей которого является миграция.

Многие процессы и направления в системе внутренней миграции Свердловской области уже сложились в соответствии с рыночными механизмами, однако некоторым может потребоваться поддержка. Для определения перспективных направлений развития миграции необходим постоянный мониторинг кадровой потребности предприятий на данных территориях.

Численность занятых на крупных предприятиях отрасли за 2013 год составила более 20,4 тыс. человек, в том числе на крупных электростанциях – более 8,5 тыс. человек.

За период 2007–2012 годов темп роста производительности труда в целом по Свердловской области составил 117,4 процента при среднегодовом росте 103,3 процента.

Производительность труда по Свердловской области, рассчитанная по обороту организаций, в 2012 году составляла чуть более 2 млн. рублей на одного работающего. Наиболее производительным сектором экономики региона была и остается торговля – 5,3 млн. рублей и сектор по производству и распределению электроэнергии, газа и воды – 4 млн. рублей (на его долю приходится 4,6 процента в численности занятых и 12,7 процента в объеме оборота организаций).

Производство и распределение электроэнергии, газа и воды локализованы преимущественно на территориях, не входящих в управленческие округа Свердловской области (Екатеринбург), – 33 процента занятых в отрасли. Следующим по доле численности занятых в отрасли следует Горнозаводской управленческий округ Свердловской области – 19 процентов, далее по 13 процентов в Северном, Западном и Южном управленческих округах Свердловской области. При этом ситуация по производительности труда существенно отличается от структуры численности занятых. Производительность труда в Горнозаводском, Северном и Западном управленческих округах Свердловской области составляет соответственно 1,9 млн. рублей, 1,8 млн. рублей и 2,0 млн. рублей, что в 2 раза ниже, чем в среднем по отрасли. Вместе с тем на территориях данных округов имеются муниципальные образования с высокой производительностью данного сектора: Горнозаводской управленческий округ Свердловской области – город Нижний Тагил, городской округ Верхний Тагил; Северный управленческий округ Свердловской области – Качканарский городской округ, городской округ Краснотурьинск, Серовский городской округ, Нижнетуринский городской округ; Западный управленческий округ Свердловской области – городской округ Среднеуральск. Высокоэффективная занятость в секторе производства и распределения электроэнергии, газа и воды представлена в г. Екатеринбурге – 8,7 млн. рублей на человека и Южном управленческом округе Свердловской области – 4,9 млн. рублей на человека.

Повышенный уровень заработной платы в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды отмечен в Южном управленческом округе Свердловской области и г. Екатеринбурге. Во всех остальных секторах, включая социальную сферу, заработная плата в территориях ниже, чем в г. Екатеринбурге и в среднем по Свердловской области.

В качестве основных задач программы модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года выделены:

- создание новых и модернизация действующих производств;
- рост производительности труда – увеличение производительности труда к 2020 году в 1,8 раза к уровню 2013 года;

рост объемов инвестиций – увеличение объема инвестиций к 2020 году в основной капитал на 42,1 процента к уровню 2013 года;

рост доли высококвалифицированных кадров – увеличение к 2020 году числа высококвалифицированных работников от числа квалифицированных работников до 30 процентов;

рост заработной платы в целом в сфере производства и распределения электроэнергии, газа, воды: увеличение к 2020 году размера среднемесячной заработной платы в 1,4 раза к уровню 2013 года.

В соответствии с Программой модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года отмеченные задачи решаются с позиции сценарных подходов: «инерционного» и «целевого» (инновационного).

Инерционный сценарий предполагает сохранение среднегодовых темпов роста оборота и численности работников организаций в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды.

Среднегодовой индекс физического объема оборота организаций за период 2007–2012 годов в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды составил 100,8 процента.

В инерционном варианте заработная плата в 2020 году составит 42,4 тыс. рублей, рост показателя к уровню 2013 года – 1,4 раза, что по среднегодовым темпам роста соответствует среднероссийской динамике.

Целевой сценарий предполагает, что масштабная модернизация приведет к незначительному сокращению численности, которое будет компенсировано созданием новых рабочих мест с высокой производительностью труда. В результате рост численности занятых в 2020 году к уровню 2013 года составит 100,8 процента.

Рост производительности труда в 2020 году к уровню 2013 года составит 182,5 процента, значение производительности труда в 2020 году возрастет до 7,3 млн. рублей на человека в ценах 2013 года.

Объем инвестиций в основной капитал в 2020 году составит 77,3 млрд. рублей, увеличение на 42,1 процента к уровню 2013 года. При этом стоимость создания одного рабочего места составит 5,5 – 13,5 млн. рублей.

Зарплата в экономике Свердловской области согласно целевому сценарию составит в 2020 году 46,3 тыс. рублей с ростом 147,5 процента к уровню 2013 года.

Основные показатели Программы модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года (далее – Программа) в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды приведены в таблице 46.

**Основные показатели Программы в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды на период до 2020 года**

№ строки	Наименование показателя	2013 год	2018 год	2020 год	2018 год к уровню 2013 года (процентов)	2020 год к уровню 2013 года (процентов)
1.	Создание и модернизация рабочих мест по полному кругу организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды), нарастающим итогом (тыс. мест)					
2.	Инерционный	х	37,0	57,0	х	х
3.	Целевой	х	38,0	58,5	х	х
4.	Среднесписочная численность работающих (тыс. человек)					
5.	Инерционный	65,7	65,9	66,0	100,3	100,5
6.	Целевой	65,7	66,0	66,2	100,4	100,8
7.	Производительность труда одного работающего (млн. рублей) (в ценах 2014 года)					
8.	Инерционный	4,0	4,6	4,7	115,0	117,5
9.	Целевой	4,0	6,4	7,3	160,0	182,5
10.	Производительность труда на модернизированных и вновь созданных рабочих местах (млн. рублей) (в ценах 2014 года)					
11.	Инерционный	х	4,7	4,8	х	х
12.	Целевой	х	6,5	7,5	х	х
13.	Объем инвестиций в основной капитал по полному кругу организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды) (млрд. рублей) (в ценах 2014 года)					
14.	Инерционный	54,4	69,2	73,3	127,2	134,7
15.	Целевой	54,4	71,4	77,3	131,3	142,1
16.	Стоимость создания одного рабочего места (млн. рублей) (в ценах 2014 года)					
17.	Инерционный	х	4,3 – 8,0	4,3 – 8,0	х	х
18.	Целевой	х	5,5 – 13,5	5,5 – 13,5	х	х
19.	Среднемесячная заработная плата одного работника по полному кругу организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды) (тыс. рублей) (в ценах 2014 года)					
20.	Инерционный	31,4	39,1	42,4	124,5	135
21.	Целевой	31,4	41,6	46,3	132,5	147,5
22.	Потребность в подготовке (переподготовке) кадров для модернизируемых и создаваемых рабочих мест (человек по уровням подготовки), нарастающим итогом					
23.	Инерционный	х	8540	8900	х	х
24.	Целевой	х	9000	9710	х	х

Реализация инерционного сценария не позволит выйти на целевые значения по модернизации и созданию новых рабочих мест, в частности, за счет малого количества вновь создаваемых рабочих мест. Объем инвестиций в основной капитал в 2020 году составит 73,3 млрд. рублей. При этом стоимость создания одного рабочего места будет варьироваться в диапазоне 4,3–8,0 млн. рублей.

Реализация инерционного сценария позволит модернизировать и создать к 2020 году новые рабочие места в количестве 57 тыс. мест, при этом большей частью произойдет только модернизация рабочих мест, поскольку

инвестиционных ресурсов окажется недостаточно для создания значительного количества новых предприятий. При этом естественным образом модернизация будет касаться той численности, которая уже сформирована на предприятиях Свердловской области, поэтому распределение рабочих мест по управленческим округам и муниципальным образованиям будет происходить пропорционально доле управленческого округа (муниципального образования) в численности работающих.

При реализации целевого сценария возрастет качество трудовых ресурсов – доля высококвалифицированных работников от общего числа квалифицированных работников увеличится к 2020 году до 30 процентов. В 2020 году потребность в профессиональных кадрах для новых и модернизированных рабочих мест составит 9 710 человек нарастающим итогом за период 2012–2020 годов.

Реализация целевого сценария позволит выйти на установленные значения новых и модернизированных рабочих мест – 58,5 тыс. мест, в том числе 12,5 тыс. новых рабочих мест и 46 тыс. модернизированных рабочих мест. Производительность труда новых и модернизированных рабочих мест к 2020 году составит 7,5 млн. рублей.

Среднесписочная численность работников организаций по виду экономической деятельности – производство и распределение электроэнергии, газа и воды за 2013 год составила 65,7 тыс. человек. Начисленная среднемесячная заработная плата по виду экономической деятельности – производство и распределение электроэнергии, газа и воды за 2013 год составила 31,4 тыс. рублей.

К 2020 году на территории Северного управленческого округа планируется создать и модернизировать 3,8 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды (включая жилищно-коммунальное хозяйство).

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Северном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 4,2 млн. рублей, производительность труда – 2,0 млн. рублей.

На территории Горнозаводского управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 6,0 тыс. рабочих мест в секторе энергетики и жилищно-коммунального хозяйства.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Горнозаводском управленческом округе Свердловской области составит в среднем 4,3 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 3,7 млн. рублей на человека, что будет соответствовать среднеобластным значениям.

На территории Западного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 5,4 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды и жилищно-коммунальном хозяйстве.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Западном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 5,5 млн.

рублей. Производительность труда в 2018 году составит 5 млн. рублей на человека, что выше прогнозируемого среднеобластного значения.

На территории Южного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 8,8 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая коммунальные услуги, что составит 15 процентов от рабочих мест по Свердловской области.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Южном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 9,3 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 2,7 млн. рублей на человека, что будет ниже среднего значения по области.

На территории Восточного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 1,6 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая жилищно-коммунальное хозяйство.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Восточном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 5,1 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 901 тыс. рублей на человека, что будет значительно ниже среднеобластного значения.

На территориях вне управленческих округов Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 32,9 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая жилищно-коммунальное хозяйство.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места составит в среднем 13,5 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 4,1 тыс. рублей на человека, что будет значительно выше среднеобластного значения.

В период 2015–2020 годов намечается строительство генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства Свердловской области с последующим замещением выработавших ресурс мощностей и масштабной реконструкцией электросетевого хозяйства:

Серовская ГРЭС: ввод в эксплуатацию в 2015 и 2017 годах двух ПГУ-420 (ТГ-9, ТГ-10);

Нижнетуринская ГРЭС: ввод в эксплуатацию в 2016 году двух ПГУ-230 (ТГ-12, ТГ-13);

ТЭЦ «Академическая»: ввод в эксплуатацию в 2016 году ПГУ-230;

Верхнетагильская ГРЭС: ввод в эксплуатацию в 2015 году ПГУ-420.

Помимо этого в период 2015–2020 годов запланировано строительство объектов электрических сетей, развитие сетевого комплекса, связанного с появлением нагрузок новых крупных потребителей, а также реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

Данный комплекс мероприятий позволит создать и модернизировать к 2020 году 26 740 рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области.

Данные по количеству создаваемых и модернизируемых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области с перспективой до



2020 года приведены в таблице 47. План мероприятий по модернизации и созданию новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области на период до 2020 года приведен в приложении № 16.

Таблица 47

**Количество создаваемых и модернизируемых рабочих мест  
в электроэнергетическом комплексе**

№ стро-ки	Наименование мероприятия	Количество создаваемых/ модернизируемых рабочих мест									Всего
		2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	
1.	<b>Создаваемые рабочие места</b>										
2.	Электроэнергетика: строительство новых блоков на электрических станциях			1167	418	205	140	420	500	610	3460
3.	<b>Модернизируемые рабочие места</b>										
4.	Реконструкция и модернизация объектов энергетики (генерирующих мощностей)	680	2000	2000	2700	2600	2600	2500	4000	4200	23280
5.	<b>ИТОГО</b>	<b>680</b>	<b>2000</b>	<b>3167</b>	<b>3118</b>	<b>2805</b>	<b>2740</b>	<b>2920</b>	<b>4500</b>	<b>4810</b>	<b>26740</b>

Эффективность реализации Программы во многом зависит от развития кадрового потенциала электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов. В частности, процессы модернизации подразумевают качественный переход на новый (инновационный) технико-технологический уровень развития электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов, где центральное место занимают процессы повышения энергоэффективности и энергосбережения, снижения аварийности, внедрение новых моделей управления.

Поэтому необходимо:

построение особой системы взаимодействия органов региональной и муниципальной власти, организаций электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов с высшими и среднеспециальными учебными заведениями, направленной на подготовку, переподготовку и повышение квалификации специалистов;

внедрение актуальных образовательных программ в области техники, технологии, управления, экономики и права в электроэнергетическом и жилищно-коммунальном комплексах.

Важное значение в этом вопросе отводится социальному партнерству – системе взаимодействия учебных заведений и работодателей в организации подготовки, трудоустройстве и закреплении выпускников в организациях.

В настоящее время ощущается разрыв между профессионально-квалификационными требованиями работодателей и уровнем подготовки выпускников профессиональных учебных заведений, спросом на рынке труда и предложением на рынке образовательных услуг. В условиях отсутствия системы

базовых организаций и гарантированного трудоустройства для выпускников большинства учебных заведений наиболее сложной проблемой становится самостоятельный поиск социальных партнеров, выстраивание эффективного взаимодействия с ними и достижение необходимого качества подготовки рабочих и специалистов, ориентированных на потребности рынка труда.

Все более актуальным становится вопрос формирования новой системы отношений между образовательными организациями, которые становятся не просто потребителями «продукции» образовательных услуг, но и одним из источников их финансирования.

### Глава 37. Объекты, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, и анализ их схем электроснабжения

Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518 «О Программе подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу» в Свердловской области определены объекты, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году. В рамках указанного выше постановления Правительства Российской Федерации разработано несколько подпрограмм, позволяющих обеспечить проведение чемпионата мира по футболу в 2018 году.

Подпрограмма «Строительство и реконструкция спортивных объектов».

В рамках реализации подпрограммы предполагается:

Реконструкция и реставрация объекта культурного наследия «Стадион «Центральный». Комплекс», город Екатеринбург, ул. Репина, д. 5 (пункт 2). Строительство временных сооружений на территории стадиона в городе Екатеринбурге, ул. Репина, д. 5, в том числе проектно-изыскательские работы (пункт 100).

Центральный стадион города Екатеринбурга является ключевым объектом проведения мероприятий ЧМ-2018 в Свердловской области.

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по первой категории двумя центрами питания: ПС 110 кВ Нагорная и ПС 110 кВ Западная (рисунок 39).

Существующая мощность – 1983,68 кВт.

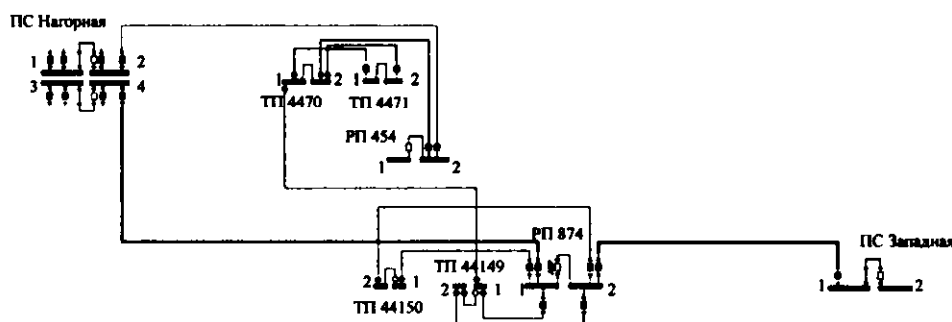


Рис. 39. Схема электроснабжения Центрального стадиона

Описание перспективной схемы электроснабжения.

Перспективная схема электроснабжения Центрального стадиона выполнена с учетом требований ФИФА к стадионам для проведения чемпионата мира по футболу 2018 года в России.

Источником электроснабжения объекта являются ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Нагорная согласно техническим условиям.

Заявленная мощность под реконструкцию стадиона – 5776,32 кВт дополнительно.

Проектом также предусмотрено сооружение четырех встроенных двухтрансформаторных подстанций: ТП 1, ТП 2, ТП 3 и ТП 4 и одной отдельно стоящей распределительной подстанции взамен демонтируемой РП 874. Размещение трансформаторных подстанций в здании предусмотрено таким образом, чтобы обеспечить электроэнергией всех потребителей с минимальными потерями напряжения и минимальным расходом оборудования и материалов. Питание РП будет выполнено путем врезки шлейфа в КЛ 10 кВ Нагорная – Западная с образованием КЛ 10 кВ Западная – РП и КЛ 10 кВ Нагорная – РП с доукладкой двух участков КЛ 10 кВ длиной – 20 м (каждая). Кабельные ЛЭП 10 кВ будут выполнены с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением А-400.

Питание 2БКТП (№ 1–4) будет выполнено по двухлучевой схеме от РП с применением КЛ 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В связи с демонтажем РП 874 необходимо выполнить перезавод существующих связей с РП 874 на новую РП с доукладкой участков КЛ 10 кВ, а именно: РП 874 – ТП 44149 (1,2), РП 874 – ТП 44150 (1,2), РП 874 – ТП 4048 (1,2), ПС Западная – РП 874, ПС Нагорная – РП 874, РП 874 – ТП 44147, РП 874 – ТП 44146.

ТП 44146, ТП 44147 находятся на балансе ООО «АстраСтройКомплекс». ТП 4048, кабельные ЛЭП 10 кВ РП 874 – ТП 4048 (1,2) находятся на балансе и эксплуатации Екатеринбургской Епархии русской православной церкви.

Необходимо выполнить демонтаж ТП 44149, ТП 44150 в связи с попаданием в зону застройки стадиона с выводом из схемы электроснабжения КЛ либо предусмотреть их перезавод на новые источники питания (РП 874 – ТП 44149 (1,2), РП 874 – ТП 44150 (1,2), ТП 44149 – ТП 4470).

КЛ 10 кВ ТП 44149 – ТП 4470 находится на балансе ОАО «МРСК Урала».

Существующие нагрузки 0,4 кВт от ТП 44149 и ТП 44150 необходимо перезавести на новые 2 БКТП.

Присоединение фидеров выполнить:

на ПС 110 кВ Нагорная: фидер 10 кВ от нового РП (ранее фидер от РП 874) – в ячейку № 58;

на ПС 110 кВ Нагорная: фидер 10 кВ от нового РП – в новую ячейку типа К-26 с ее установкой на 1 секции шин 10 кВ;

на ПС 110 кВ Западная: фидер 10 кВ от нового РП (ранее фидер от РП 874) – в ячейку № 62;

на ПС 110 кВ Западная: фидер 10 кВ от нового РП – в ячейку № 41;

в РП: фидер 10 кВ от ПС 110 кВ Западная (ячейка № 62) – на 1 секцию шин 10 кВ;

в РП: фидер 10 кВ от ПС 110 кВ Нагорная (ячейка № 58) – на 2 секцию шин 10 кВ;

в РП новом: фидер 10 кВ от ПС 110 кВ Западная (ячейка № 41) – на 2 секцию шин 10 кВ;

в РП: фидер 10 кВ от ПС 110 кВ Нагорная (1 секция шин) – на 1 секцию шин 10 кВ;

в РП: фидера 10 кВ от 2БКТП новых – на разные секции шин 10 кВ;

в 2БКТП: – фидера 10 кВ от нового РП, от 2БКТП нового – на разные секции шин 10 кВ.

Потребители первой особой категории электроснабжения в объеме 2528,8 кВт будут обеспечены дизель-электростанциями;

реконструкция тренировочной площадки муниципального учреждения «Спортивный комбинат «Урал», г. Екатеринбург, ул. Комвузовская, д. 9 (пункт 18).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 110 кВ «Кировская».

Существующая мощность – 500 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию спортивного комплекса – 210 кВт дополнительно;

реконструкция тренировочной площадки на стадионе муниципального бюджетного учреждения «Спортивно-оздоровительный комплекс «Калининец», г. Екатеринбург, ул. Краснофлотцев, д. 48 (пункт 19).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 110 Куйбышевская и ПС 110 кВ Орджоникидзевская.

Существующая мощность – 761 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию спортивного комплекса – 440 кВт дополнительно;

реконструкция тренировочной площадки на стадионе «Уралмаш», г. Екатеринбург, ул. Фестивальная, д. 8 (пункт 20).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории через разветвленную сеть 6 кВ микрорайона Градмаш от ПС 110 кВ Заводская, ГРУ ТЭЦ, Литейная.

Существующая мощность – 161,7 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию стадиона – 800,0 кВт дополнительно;

строительство тренировочной площадки, г. Екатеринбург, 10 км автодороги Екатеринбург–Кольцово (пункт 62).

Правительство Свердловской области согласовало проект постановления по внесению изменений в Программу подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу, утвержденную постановлением Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518, предусматривающего в подразделе «Тренировочные площадки в местах размещения баз команд, предназначенные для проведения тренировочных мероприятий» раздела I в позиции 62 в графе «Наименование мероприятия» слова «Строительство тренировочной площадки, г. Екатеринбург, 10 км

автодороги Екатеринбург – Кольцово, стр. 15» заменить словами «Реконструкция тренировочной площадки Екатеринбургского муниципального унитарного предприятия «Парк-стадион «Химмаш», г. Екатеринбург, ул. Дагестанская, д. 1а».

По объекту «Реконструкция тренировочной площадки Екатеринбургского муниципального унитарного предприятия «Парк-стадион «Химмаш», г. Екатеринбург, ул. Дагестанская, д. 1а (измененное название мероприятия 62 Программы) Администрацией города Екатеринбурга решается вопрос финансирования выполнения проектно-изыскательских работ.

Строительство тренировочной площадки: Свердловская область, Белоярский район, р.п. Верхнее Дуброво (пункт 63).

В районе размещения этой тренировочной площадки в 2013 году введена в эксплуатацию ПС 110 кВ «Рассоха».

Подпрограмма «Строительство и реконструкция транспортной инфраструктуры».

В рамках реализации подпрограммы предполагается реконструкция (восстановление) аэродромных покрытий, реконструкция пассажирского терминала, системы электрогазоснабжения (пункт 175) в аэропорту «Кольцово» города Екатеринбурга Свердловской области (II очередь).

Электроснабжение данных объектов будет осуществлено от внутренних сетей ПАО «Аэропорт Кольцово».

Для этой цели ПАО «Аэропорт Кольцово» подало заявку от 31.01.2013 № 593 на технологическое присоединение с увеличением максимальной мощности.

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по первой категории от ПС 35 «Кольцово», ПС 110 кВ «Авиатор» и собственных схем независимого питания аэропорта.

Существующая мощность – 5810 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию аэропорта – 6000 кВт дополнительно.

Подпрограмма «Подготовка инфраструктуры здравоохранения».

В рамках реализации подпрограммы предполагается:

1) капитальный ремонт государственного бюджетного учреждения здравоохранения Свердловской области «Свердловская областная клиническая больница № 1», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 185 (пункт 207).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 110 кВ Ясная.

Существующая мощность – 504,9 кВт.

Новых заявок не поступало;

2) капитальный ремонт муниципального автономного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 40», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 189 (пункт 209).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по третьей категории от ПС 110 кВ «Ясная».

Существующая мощность – 1000 кВт.

Заявленная мощность – 1430 кВт дополнительно;

3) капитальный ремонт муниципального бюджетного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 2», г. Екатеринбург, ул. Московская, д. 2 (пункт 208).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по третьей категории от ПС 110 кВ «Западная».

Существующая мощность – 85 кВт.

Новых заявок не поступало.

Подпрограмма «Подготовка инфраструктуры, обеспечивающей функционирование спортивных объектов».

В рамках реализации подпрограммы предполагается модернизация водовода по ул. Репина от ул. Отрадной до водовода Ду600 по ул. Ленинградской (Ду1000 протяженностью 0,9 км, г. Екатеринбург) (пункт 225).

Данный объект не требует изменения схемы электроснабжения и увеличения потребляемой мощности.

В 2014 году по объектам «Реконструкция тренировочной площадки на стадионе муниципального бюджетного учреждения «Спортивно-оздоровительный комплекс «Калининец» г. Екатеринбург, ул. Краснофлотцев, д. 48», «Строительство тренировочной площадки, Свердловская область, Белоярский район, р.п. Верхнее Дуброво», «Строительство тренировочной площадки, г. Екатеринбург, 10 км автодороги Екатеринбург–Кольцово», «Реконструкция тренировочной площадки муниципального учреждения «Спортивный комбинат «Урал», г. Екатеринбург, ул. Комвузовская, д. 9» планируется разработка эскизных проектов, на основании которых будут определены или уточнены требуемые нагрузки и запрошены технические условия на технологическое присоединение данных объектов к инженерным сетям энергоснабжения.

Сводная таблица основных электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, приведена в приложении № 12. Анализ загрузки центров питания, задействованных в проведении чемпионата мира 2018 года, приведен в приложении № 13.

Существующая карта-схема Свердловского энергорайона с перспективой до 2025 года представлена на рисунке 40.

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ  
НА 2016-2020 ГОДЫ И НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2025 ГОДА

КАРТА-СХЕМА СЕТЕЙ 110 КВ И ВЫШЕ ГОРОДА ЕКАТЕРИНБУРГА И ПРИЛЕГАЮЩИХ  
НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

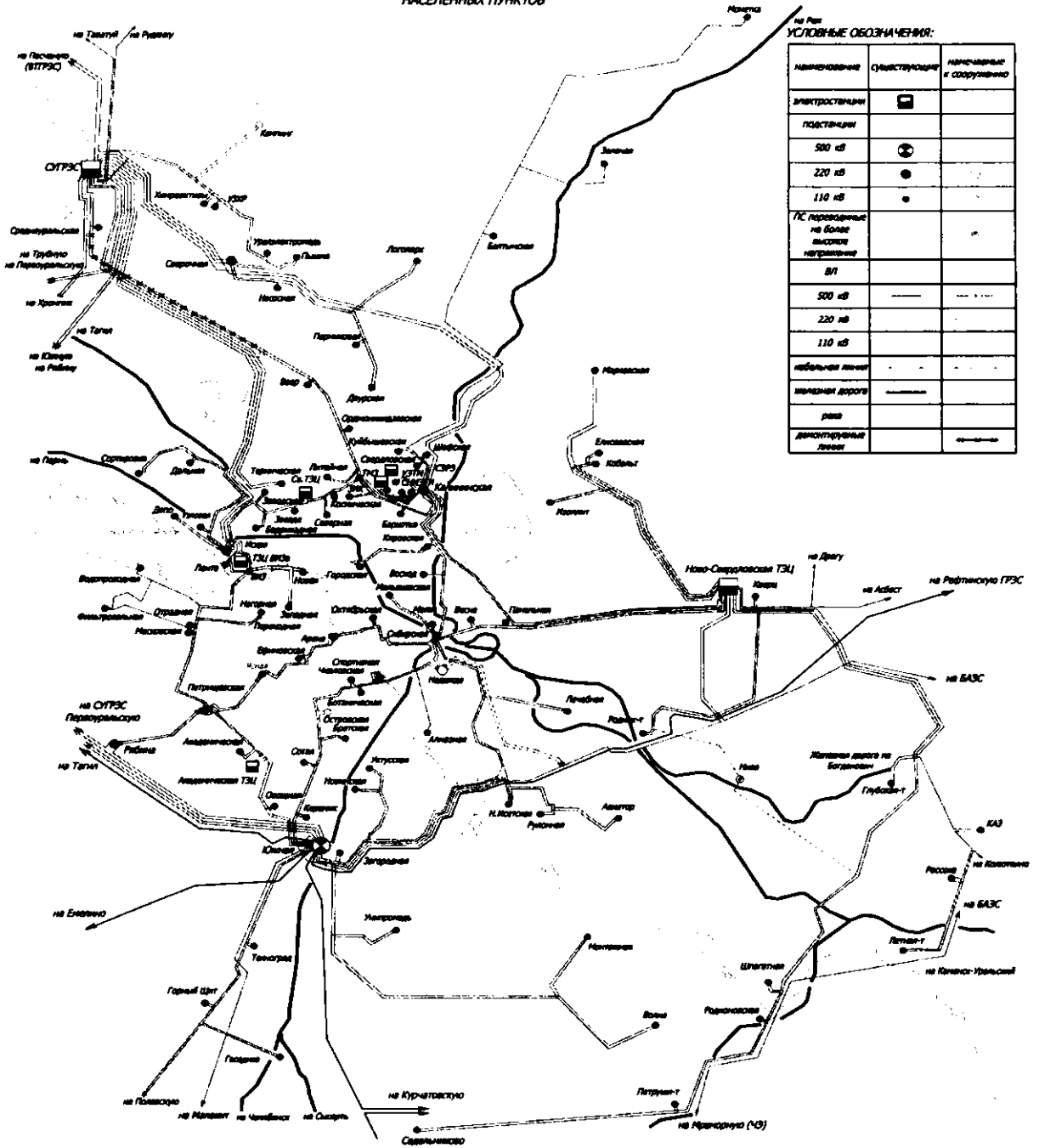


Рис. 40. Существующая карта-схема Свердловского энергорайона с перспективой до 2025 года

## **Глава 38. Оценка экономической эффективности реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области.**

### **Оценка влияния реализации схемы и программы развития электроэнергетики на экономику Свердловской области**

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года предусматривает:

ввод 2410 МВт и дополнительно 420 МВт генерирующих мощностей;

вывод 730 МВт и дополнительно 633 МВт генерирующих мощностей;

строительство новых и реконструкцию ВЛ и КЛ 110-220 кВ общей протяженностью более 230 км;

строительство 7 ПС 110-220 кВ и реконструкцию 8 ПС 110 кВ с установкой более 2027 МВА новых трансформаторных мощностей.

Объем капитальных вложений по схеме и программе развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года составляет порядка 240 млрд. рублей. Из них на строительство и ввод новых объектов генерации приходится 225,5 млрд. рублей, на реализацию мероприятий по электросетевому комплексу и противоаварийной автоматике приходится 14,5 млрд. рублей.

Экономическая эффективность реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области оценивалась по таким показателям как ожидаемое снижение среднего показателя удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, а также на изменение тарифов на электроэнергию для потребителей.

При реализации мероприятий, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетики Свердловской области, к 2020 году ожидается существенное изменение (обновление) состава генерирующего оборудования с увеличением доли выработки электроэнергии на ПГУ с 6 процентов от общей выработки ТЭС в 2014 году до 32 процентов от общей выработки ТЭС к 2020 году с показателем удельного расхода топлива 220 г.у.т. на 1 кВт.ч. Диаграмма изменения структуры выработки электроэнергии на тепловых станциях Свердловской области приведена на рисунке 41.

При практически одинаковых объемах выработки на ТЭС электростанциями Свердловской области в 2020 году относительно 2014 года ожидается существенное снижение среднего показателя удельного расхода топлива на выработку электроэнергии с 358,7 г.у.т. до 313,4 г.у.т. в среднем на 14 процентов, что в свою очередь приведет к снижению объема потребления газа на 12 процентов. Снижение объема потребления газа при сохранении выработки существенно повышает экономическую эффективность производства электроэнергии в Свердловской области.



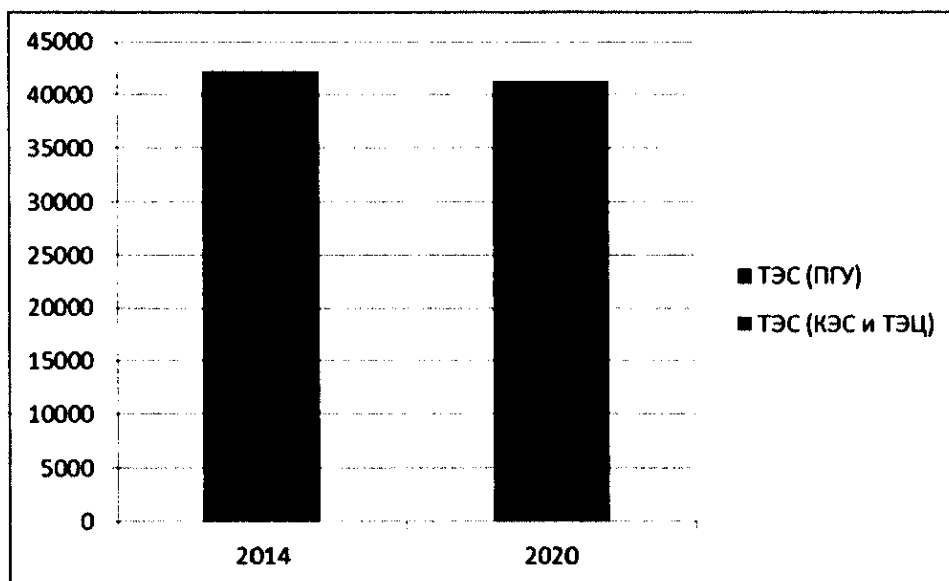


Рис. 41. Диаграмма изменения структуры выработки электроэнергии на тепловых станциях Свердловской области, млн. кВт.ч.

Кроме того, в результате обновления состава генерирующего оборудования увеличивается производительность труда с созданием/модернизацией рабочих мест. Особенно заметны изменения на Серовской ГРЭС, Нижнетуринской ГРЭС, где производится полная замена устаревшего оборудования на новое современное. В главе 36 раздела 5 приведена подробная информация о планируемых изменениях в кадровых ресурсах, связанных с реализацией мероприятий, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетики Свердловской области.

Основная доля капитальных вложений в мероприятия, предусмотренные Схемой и программой развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года, приходится на сооружение новых генерирующих мощностей – 225,5 млрд. рублей (94 процента от общих капитальных затрат). В основном это собственные средства генерирующих компаний, средства, полученные при дополнительной эмиссии акций, а также за счет долгосрочных кредитных займов. Все генерирующие компании поставляют электроэнергию и мощность на оптовый рынок, где и формируются стоимость электроэнергии и мощности для покупателей и для продавцов. Ввиду того, что себестоимость выработки электроэнергии на ПГУ значительно ниже выработки электроэнергии на КЭС, ожидается постепенное снижение стоимости электроэнергии в целом по Свердловской области, что создает в свою очередь дополнительные предпосылки для развития энергоемких предприятий.

Доля капитальных вложений в сетевое строительство составляет 14,5 млрд рублей, что в свою очередь составляет 6 процентов от общих капитальных затрат. Более половины капиталовложений в мероприятия реализуется за счет платы за технологическое присоединение новых потребителей, оставшаяся часть, связанная с повышением надежности электроснабжения существующих потребителей, будет реализовываться за счет включения платы в тариф на

передачу сетевых компаний ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Урала», ОАО «ЕЭСК», что может незначительно повлиять на величину тарифа на электроэнергию для конечных потребителей. При этом реализация мероприятий, связанных с повышением надежности электроснабжения потребителей, значительно снижает риски ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и мощности, тем самым, исключая недовыпуск продукции, связанный с повреждением в сетях.

Приложение № 1  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и на  
перспективу до 2025 года

**Перечень существующих линий электропередачи и подстанций напряжением  
110 кВ и выше на территории Свердловской области**

**Перечень существующих линий электропередачи напряжением 110 кВ и  
выше на территории Свердловской области филиала ПАО «ФСК ЕЭС» –  
МЭС Урала на 01 января 2015 года**

№ п/п	Наименование ЛЭП
1	2
1.	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС–Емелино
2.	ВЛ 500 кВ Емелино–Южная
3.	ВЛ 500 кВ Калино–Тагил
4.	ВЛ 500 кВ Козырево–Рефтинская ГРЭС
5.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС–Тагил
6.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС–Тюмень 1
7.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС–Тюмень 2
8.	ВЛ 500 кВ Северная–БАЗ
9.	ВЛ 500 кВ Тагил–БАЗ
10.	ВЛ 500 кВ Южная–Рефтинская ГРЭС
11.	ВЛ 500 кВ Южная–Тагил
12.	ВЛ 500 кВ Курчатовская–Южная
13.	ВЛ 500 кВ Курчатовская–Шагол
14.	ВЛ 500 кВ Курчатовская–Исеть
15.	ВЛ 500 кВ Исеть–Козырево
16.	ВЛ 220 кВ Анна–Травянская
17.	ВЛ 220 кВ БАЗ–Белка
18.	ВЛ 220 кВ БАЗ–Краснотурьинск
19.	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС–Каменская
20.	ВЛ 220 кВ Курчатовская–Каменская
21.	ВЛ 220 кВ БАЭС–Курчатовская 1
22.	ВЛ 220 кВ БАЭС–Курчатовская 2
23.	ВЛ 220 кВ Курчатовская–Окунево
24.	ВЛ 220 кВ БАЭС–Мраморная
25.	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Песчаная 3
26.	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Песчаная 4
27.	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Первомайская 1
28.	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Первомайская 2
29.	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Тагил 1
30.	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Тагил 2

1	2
31.	ВЛ 220 кВ Емелино–Продольная
32.	ВЛ 220 кВ Емелино–Трубная
33.	ВЛ 220 кВ Искра–СУГРЭС 1
34.	ВЛ 220 кВ Искра–СУГРЭС 2
35.	ВЛ 220 кВ Калининская–Песчаная
36.	ВЛ 220 кВ Каменская–Высокая
37.	ВЛ 220 кВ Каменская–КУМЗ
38.	ВЛ 220 кВ Травянская–КУМЗ
39.	ВЛ 220 кВ Каменская–Электролизная
40.	ВЛ 220 кВ Красноуфимская–Ирень
41.	ВЛ 220 кВ Кунашак–Каменская
42.	ВЛ 220 кВ Малахит–Южная
43.	ВЛ 220 кВ Метиз–Первоуральская 1
44.	ВЛ 220 кВ Метиз–Первоуральская 2
45.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сопка с отпайкой (отпайка на ПС Платина)
46.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сосьва
47.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Тагил 1 с отпайкой (отпайка на ПС Острая)
48.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Тагил 2
49.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Янтарь
50.	ВЛ 220 кВ Новосвердловская ТЭЦ–Белоярская АЭС
51.	ВЛ 220 кВ Острая–Качканар
52.	ВЛ 220 кВ Партизанская–Емелино
53.	ВЛ 220 кВ Первомайская–Салда 1
54.	ВЛ 220 кВ Первомайская–Салда 2
55.	ВЛ 220 кВ Первоуральская–Емелино 1 с отпайкой (отпайка на ПС Дружинино)
56.	ВЛ 220 кВ Первоуральская–Емелино 2
57.	ВЛ 220 кВ Продольная–Красноуфимская с отпайкой (отпайка на ПС Ягодная)
58.	ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Анна
59.	ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Ница
60.	ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Окунево 1
61.	ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Окунево 2
62.	ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Сирень
63.	ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Травянская
64.	ВЛ 220 кВ Салда–Кошай
65.	ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС–БАЗ
66.	ВЛ 220 кВ Сопка–Сосьва с ответвлением на Платину
67.	ВЛ 220 кВ Сосьва–Краснотурьинск
68.	ВЛ 220 кВ Сосьва–Серовская ГРЭС
69.	ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС–Калининская
70.	ВЛ 220 кВ СУГРЭС–Первоуральская-1 с ответвлением на Трубную
71.	ВЛ 220 кВ СУГРЭС–Первоуральская-2
72.	ВЛ 220 кВ СУГРЭС–Песчаная 2
73.	ВЛ 220 кВ СУГРЭС–Рябина 1
74.	ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС–Сварочная 1
75.	ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС–Сварочная 2
76.	ВЛ 220 кВ Тагил–Салда 1 с отпайкой (отпайка на ПС Вязовская)
77.	ВЛ 220 кВ Тагил–Салда 2 с отпайкой (отпайка на ПС Вязовская)
78.	ВЛ 220 кВ Тюмень–Тавда
79.	ВЛ 220 кВ Электролизная–Травянская 1

1	2
80.	ВЛ 220 кВ Южная–Новосвердловская ТЭЦ
81.	ВЛ 220 кВ Южная–Первоуральская 1
82.	ВЛ 220 кВ Южная–Первоуральская 2
83.	ВЛ 220 кВ Южная–Рябина 1
84.	ВЛ 220 кВ Южная–СУГРЭС 2
85.	ВЛ 220 кВ Янтарь–Качканар
86.	ВЛ 110 кВ Травянская–Красногорская
87.	ВЛ 110 кВ Электролизная–Травянская 2 с отпайкой (отпайка на Красногорскую ТЭЦ)

**Перечень существующих линий электропередач напряжением 110 кВ и выше  
на территории Свердловской области филиала ОАО «МРСК Урала» –  
«Свердловэнерго» на 01 января 2015 года**

№ п/п	Наименование ЛЭП
1	2
1.	ВЛ 110 кВ 132 км–Алапаевск с отпайкой на ПС Деевская
2.	ВЛ 110 кВ 132 км–Самоцвет
3.	ВЛ 110 кВ 238 км–Знаменская
4.	ВЛ 110 кВ 238 км–Сухой Лог
5.	ВЛ 110 кВ Азанка–Тавда с отпайкой на ПС Карьер
6.	ВЛ 110 кВ Азиатская–Сверхглубокая
7.	ВЛ 110 кВ Азиатская–Чекмень
8.	ВЛ 110 кВ Аксариха–Черемыш
9.	ВЛ 110 кВ Аксариха–Трифаново
10.	ВЛ 110 кВ Алапаевск–Голубково с заходом на ПС Коптелово, Костино, Нейва
11.	ВЛ 110 кВ Алапаевск–Мечта
12.	ВЛ 110 кВ Алапаевск–Молзавод
13.	ВЛ 110 кВ Алапаевск–Ясашная с отпайкой на ПС 113км
14.	ВЛ 110 кВ Андроново–Туринская Слобода
15.	ВЛ 110 кВ Андрюшино–Кошай 1
16.	ВЛ 110 кВ Андрюшино–Кошай 2
17.	ВЛ 110 кВ Асбест–Дачная
18.	ВЛ 110 кВ Асбест–Белая
19.	ВЛ 110 кВ Асбест–Дачная
20.	ВЛ 110 кВ Асбест–Знаменская
21.	ВЛ 110 кВ Асбест–Окунево 1с отпайками на ПС Мокринская, ПС Фабрика 4
22.	ВЛ 110 кВ Асбест–Окунево 2с отпайками на ПС Мокринская, ПС Фабрика 4
23.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 1 с отпайками на ПС КС 4, ПС Оус
24.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 2 с отпайками на ПС Снежная, ПС КС 4, ПС Пельым, ПС Оус
25.	ВЛ 110 кВ Атымья–Талая 1 с отпайкой на ПС Снежная
26.	ВЛ 110 кВ Атымья–Талая 2
27.	ВЛ 110 кВ Атымья–Картопья 2
28.	ВЛ 110 кВ Баженово–Красная Слобода
29.	ВЛ 110 кВ Баженово–Краснополянк
30.	ВЛ 110 кВ БА3–Глинозем
31.	ВЛ 110 кВ БА3–Дисковая 1

1	2
32.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Дисковая 2
33.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Карпинск 1
34.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Карпинск 2
35.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Конжак 1
36.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Конжак 2 с отпайкой на ПС Тулайка
37.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Краснотурьинск 1
38.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Краснотурьинск 2
39.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Краснотурьинск 3
40.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Черемухово 1 с отпайками на ПС Лесная Волчанка, ПС Город, ПС Центральная Котельная, ПС Ново-Кальинская
41.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Черемухово 2 с отпайками на ПС Лесная Волчанка, ПС Бокситы, ПС Шахта 16, ПС Красная Шапочка, ПС Калья
42.	ВЛ 110 кВ Байкалово–Краснополянк
43.	ВЛ 110 кВ Байкалово–Шаламово
44.	ВЛ 110 кВ Балаир–Двинка
45.	ВЛ 110 кВ Асбест–БАЭС 1 с отпайками на ПС Режик, ПС Водная
46.	ВЛ 110 кВ Асбест–БАЭС 2 с отпайками на ПС Белая, ПС Режик, ПС Водная
47.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Блочная
48.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Гагарский
49.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Заречная 1
50.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Заречная 2
51.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Измоденово с отпайкой на ПС Белоречка
52.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками на ПС Белоречка, ПС Чайка
53.	ВЛ 110 кВ Белая–Грязновская
54.	ВЛ 110 кВ Белка–Ива 1
55.	ВЛ 110 кВ Белка–Ива 2
56.	ВЛ 110 кВ Белка–Красный Октябрь с отпайкой на ПС Лог
57.	ВЛ 110 кВ Белка–Першино с отпайками на ПС Никитинская, ПС КС 5, ПС Ивдель
58.	ВЛ 110 кВ Белка–Черемухово
59.	ВЛ 110 кВ Бердогино–Ерёмино
60.	ВЛ 110 кВ Блочная–Колюткино с отпайкой на ПС Стрела
61.	ВЛ 110 кВ Бойцы–Кузино с отпайкой на ПС Новая Утка
62.	ВЛ 110 кВ Боровлянка–Трехозерка
63.	ВЛ 110 кВ Бурлаки–Реж с отпайкой на ПС Красные Орлы
64.	ВЛ 110 кВ Бутка–Трехозерка
65.	ВЛ 110 кВ БХЗ–Поклевская 1 цепь
66.	ВЛ 110 кВ БХЗ–Поклевская 2 цепь
67.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 1 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Волковская, Обжиговая, Гороблагодатская, Баранча, Орбита
68.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 2 с ответвлением на ПС Лая, Пятачок, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
69.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Красноуральск
70.	ВЛ 110 кВ В.Тура–НТГРЭС с ответвлением на ПС Изолятор
71.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Сверхглубокая с ответвлением на ПС Ролик
72.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Топаз с ответвлением на ПС Ролик
73.	ВЛ 110 кВ Вагранская–Лобва
74.	ВЛ 110 кВ Вагранская–Серов
75.	ВЛ 110 кВ Верховино–Успенка
76.	ВЛ 110 кВ Верховино–Кармак
77.	ВЛ 110 кВ Верхотурье–Ступино

1	2
78.	ВЛ 110 кВ Верхотурье–Фура
79.	ВЛ 110 кВ Маян–Пылаево
80.	ВЛ 110 кВ Маян–Юрмыт
81.	ВЛ 110 кВ Районная–Черноисточинск 1 с ответвлением на ПС Гальянка, Горбуново
82.	ВЛ 110 кВ Районная–Черноисточинск 2 с ответвлением на ПС Гальянка, Горбуново
83.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК–Краснотурьинск с отпайками на ПС Воронцовка, ПС Северопесчанская, ПС Шахта Капитальная
84.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК–Серов с отпайкой на ПС Птицефабрика
85.	ВЛ 110 кВ ВСФК–Тычкино с заходом на ПС Бубчиково
86.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Первомайская 3
87.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Первомайская 4
88.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Верба 1 с ответвлением на ПС Половинная
89.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Верба 2 с ответвлением на ПС Половинная
90.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Карпушиха с ответвлением на ПС Медь, Калата, Твердые сплавы
91.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–НЦЗ с ответвлением на ПС Медь, Твердые сплавы
92.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Первомайская 5
93.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Первомайская 6
94.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Рудянка с ответвлением на ПС Романовская, Невьянск, Газовая
95.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Смолино 1
96.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Смолино 2
97.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Смолино 5
98.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Таволги с ответвлением на ПС Калата, Романовская, Невьянск, Трошинская
99.	ВЛ 110 кВ Выя–Карелино с отпайками на ПС КС 7
100.	ВЛ 110 кВ Выя–НТГРЭС
101.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Доменная
102.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Лебяжка с ответвлением на ПС Огнеупорная, Конструктор
103.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Пихтовая с ответвлением на ПС Радиаторная, Союзная, Старатель
104.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Прокатная 1 с ответвлением на ПС Шлаковая
105.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Прокатная 2
106.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Салка 1 с ответвлением на ПС Полимер, Светлая
107.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Салка 2 с ответвлением на ПС Полимер, Светлая
108.	ВЛ 110 кВ Вязовская–УВЗ 1 с ответвлением на ПС Пластмасс
109.	ВЛ 110 кВ Вязовская–УВЗ 2 с ответвлением на ПС Пластмасс
110.	ВЛ 110 кВ Вязовская–УВЗ 4 с ответвлением на ПС Лучистая
111.	ВЛ 110 кВ Гагарский–Колюткино с отпайкой на ПС Стрела
112.	ВЛ 110 кВ Гари–Кошай с отпайкой на ПС Олга
113.	ВЛ 110 кВ Гари–Пуксинка
114.	ВЛ 110 кВ Гидромаш–Свобода
115.	ВЛ 110 кВ Глубокая–НСТЭЦ с отпайкой на ПС Шпагатная
116.	ВЛ 110 кВ Глубокая–КАЗ
117.	ВЛ 110 кВ Голубково–Ерëмино
118.	ВЛ 110 кВ Гранит–Качканар с ответвлением на ПС Лялинская
119.	ВЛ 110 кВ Гранит–Уральская
120.	ВЛ 110 кВ Деевская–Мироновская
121.	ВЛ 110 кВ Дидино–Михайловская с отпайками на ПС Дружинино, Лазоревая, ПС Бисерть, ПС Подъемная, Росинка
122.	ВЛ 110 кВ Дубровный–Еланская
123.	ВЛ 110 кВ Дубровный–Сухой Лог
124.	ВЛ 110 кВ Европейская–Чекмень

1	2
125.	ВЛ 110 кВ Егоршино–Шогринская
126.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Егоршино
127.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Окунево 2 с отпайками на ПС Теплая, ПС Бурсунка, ПС Буровая, ПС Буланаш, ПС Перовая, ПС 20 км
128.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Окунево 1 с отпайкой на ПС Перовая
129.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Паршинская
130.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Писанец с отпайками на ПС Теплая, ПС Бурсунка, ПС Буровая, ПС Буланаш
131.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Шогринская
132.	ВЛ 110 кВ Еланская - Камышловская с отпайкой на ПС Тонус
133.	ВЛ 110 кВ Ертарка–Зарубино
134.	ВЛ 110 кВ Зарница–Тугулым
135.	ВЛ 110 кВ Зарубино–Бутка
136.	ВЛ 110 кВ Захаровская–Скатинская
137.	ВЛ 110 кВ Захаровская–Черданцы
138.	ВЛ 110 кВ Звезда–Искра с отпайками на ПС Баррикадная, ПС Заводская
139.	ВЛ 110 кВ Измоденово–Фарфоровая
140.	ВЛ 110 кВ Ирбит–Ница 1
141.	ВЛ 110 кВ Ирбит–Ница 2
142.	ВЛ 110 кВ ВИЗ–Искра-2 с отпайкой на ПС Лента
143.	ВЛ 110 кВ ВИЗ–Искра-3 с отпайкой на ПС Лента
144.	ВЛ 110 кВ Искра–Сортировка-1 с отпайками на ПС Узловая, ПС Дальняя
145.	ВЛ 110 кВ Искра–Сортировка-2 с отпайками на ПС Узловая, ПС Дальняя
146.	ВЛ 110 кВ Истоур–Ертарка
147.	ВЛ 110 кВ Кадниковская–Свобода
148.	ВЛ 110 кВ КАЗ–Летная
149.	ВЛ 110 кВ Калининская–Куйбышевская с отпайками на ПС Балтымская, ПС Зелёная, ПС Монетка
150.	ВЛ 110 кВ Калининская–Мотор с отпайкой на ПС СНИЭТИ
151.	ВЛ 110 кВ Калининская–НСТЭЦ-1
152.	ВЛ 110 кВ Калининская–НСТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Панельная
153.	ВЛ 110 кВ Калининская–Свердловская-1 с отпайками на ПС Бархотка, ПС ЗИК
154.	ВЛ 110 кВ Калининская–Свердловская-2 с отпайками на ПС Бархотка, ПС ЗИК
155.	ВЛ 110 кВ Калининская–Свердловская-3 с отпайкой на ПС ГПП-1 ТМЗ
156.	ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская-1 с отпайками на ПС Кировская, ПС Мальшевская
157.	ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская-2 с отпайками на ПС Кировская, ПС Восход, ПС Мальшевская
158.	ВЛ 110 кВ Калининская–Шефская с отпайками на ПС УЭТМ, ПС СЭРЗ
159.	ВЛ 110 кВ Кадниковская–Калоткино с отпайкой на ПС Походилово
160.	ВЛ 110 кВ Каменская–Мартюш с отпайкой на ПС Бирюза
161.	ВЛ 110 кВ Каменская–Синарская с отпайками на ПС Бирюза, ПС Мартюш, ПС Бродовская, ПС Скала
162.	ВЛ 110 кВ Каменская–19 км
163.	ВЛ 110 кВ Каменская–Колчедан
164.	ВЛ 110 кВ Каменская–Красногорская ТЭЦ 1 с отпайкой на ПС Восточная
165.	ВЛ 110 кВ Каменская–Красногорская ТЭЦ 2 с отпайкой на ПС Восточная
166.	ВЛ 110 кВ Каменская–Оборотная 1
167.	ВЛ 110 кВ Каменская–Оборотная 2
168.	ВЛ 110 кВ Каменская–В. Ключи с отпайкой на ПС ЖБК
169.	ВЛ 110 кВ Каменская–Травяная 1 с отпайкой на ПС Восточная



1	2
170.	ВЛ 110 кВ Каменская–УАЗ 1
171.	ВЛ 110 кВ Каменская–УАЗ 2
172.	ВЛ 110 кВ Камышлов–Трифаново с отпайкой на ПС Пролетарская, с заходом на ПС Аксариха, с отпайкой на ПС Черемыш
173.	ВЛ 110 кВ Камышлов–Раздолье с отпайкой на ПС Пролетарская
174.	ВЛ 110 кВ Камышлов–Ялунино
175.	ВЛ 110 кВ Кармак–Гужево
176.	ВЛ 110 кВ Кармак–Юшала
177.	ВЛ 110 кВ Кармак–Тугулым
178.	ВЛ 110 кВ Качканар–Арбатская
179.	ВЛ 110 кВ Качканар–Промысла с ответвлением на ПС Именная, Арбатская
180.	ВЛ 110 кВ Кварц–Топаз
181.	ВЛ 110 кВ Кварц–Янтарь
182.	ВЛ 110 кВ Килачево–Красногвардейская
183.	ВЛ 110 кВ Килачево–Мостовая с заходом на ПС Горки
184.	ВЛ 110 кВ Килачево–Харлово
185.	ВЛ 110 кВ Киприно–Черемисская
186.	ВЛ 110 кВ Кислово–Россия
187.	ВЛ 110 кВ Клевакино–Рубин
188.	ВЛ 110 кВ Клевакино–Черемхово
189.	ВЛ 110 кВ Кислово–Кожевино
190.	ВЛ 110 кВ Кожевино–Логиново
191.	ВЛ 110 кВ Колоткино–Ключи 1
192.	ВЛ 110 кВ Колоткино–Ключи 2
193.	ВЛ 110 кВ Колоткино–Летная
194.	ВЛ 110 кВ Колоткино–Логиново
195.	ВЛ 110 кВ Кордюково–Махнёво
196.	ВЛ 110 кВ Кордюково–Предтурье
197.	ВЛ 110 кВ Кортогуз–Фарфорова с отпайкой на ПС Чайка
198.	ВЛ 110 кВ Кочнево–Сирень
199.	ВЛ 110 кВ Кошай–Морозково с заходами на ПС Пасынок и с отпайками на ПС Олга, ПС Сотрино
200.	ВЛ 110 кВ Кошай–Предтурье
201.	ВЛ 110 кВ Кошай–Романово
202.	ВЛ 110 кВ КПП 3–Красноурьинск 1 с отпайкой на ПС Турья
203.	ВЛ 110 кВ КПП 3–Красноурьинск 2 с отпайкой на ПС Турья
204.	ВЛ 110 кВ КПП 4–Красноурьинск 1
205.	ВЛ 110 кВ КПП 4–Красноурьинск 2
206.	ВЛ 110 кВ Красная Гора–Ступино
207.	ВЛ 110 кВ Красная Гора–Фура
208.	ВЛ 110 кВ Красная Слобода–Двинка
209.	ВЛ 110 кВ Красная Слобода–Устье
210.	ВЛ 110 кВ Красногорская ТЭЦ–Травянская 1
211.	ВЛ 110 кВ Красногорская ТЭЦ–Травянская 2 с отпайкой на АТ2 ПС Электролизная
212.	ВЛ 110 кВ Краснополянск–Черново
213.	ВЛ 110 кВ Красноурьинск–Североуральск с отпайками на ПС Город, ПС Центральная Котельная
214.	ВЛ 110 кВ Красноурьинск–Серовская ГРЭС 1 с отпайками на ПС Воронцовка, ПС Северопесчанская, ПС Никелевая

1	2
215.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Серовская ГРЭС 2 с отпайками на ПС Североуральск, ПС Бокситы, ПС Шахта 16, ПС Красная Шапочка, ПС Никелевая
216.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Тайга с отпайкой на ПС КС 6
217.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Черная с отпайками на ПС КС 6, Тайга
218.	ВЛ 110 кВ Красноуфимская–Романовка-1
219.	ВЛ 110 кВ Красноуфимская–Романовка-2
220.	ВЛ 110 кВ Красноуфимская–Сарсы с отпайками на ПС Сарана, ПС Натальинская
221.	ВЛ 110 кВ Красноуфимская–Крылово
222.	ВЛ 110 кВ Крылово–Уфимка
223.	ВЛ 110 кВ Кузино–Сабик
224.	ВЛ 110 кВ Кузино–Сарга
225.	ВЛ 110 кВ Заречная–Кузнецово с отпайкой на ПС Новоселово
226.	ВЛ 110 кВ Куйбышевская–Шефская
227.	ВЛ 110 кВ Липчинская–Молчаново
228.	ВЛ 110 кВ Лобва–Разъезд 136 км
229.	ВЛ 110 кВ Логиново–Храмцово
230.	ВЛ 110 кВ Луч–Светофор
231.	ВЛ 110 кВ Малахит–Уфалей 1 с отпайкой на ПС Ново-Ивановская
232.	ВЛ 110 кВ Малахит–Уфалей 2 с отпайками на ПС Ново-Ивановская, ПС Полдневая
233.	ВЛ 110 кВ Мамино–Походилово
234.	ВЛ 110 кВ Мартюш–Синарская с отпайками на ПС Бродовская, ПС Скала
235.	ВЛ 110 кВ Маян–Парус
236.	ВЛ 110 кВ Маян–Чупино
237.	ВЛ 110 кВ Метзавод–Серовская ГРЭС 1 с отпайкой на ПС Серов-Сортировочный
238.	ВЛ 110 кВ Метзавод–Серовская ГРЭС 2 с отпайкой на ПС Серов-Сортировочный
239.	ВЛ 110 кВ Мечта–Ясашная с отпайкой на ПС 113 км
240.	ВЛ 110 кВ Михайловская–Пристань с отпайками на ПС Конезавод ПС Цветная
241.	ВЛ 110 кВ ВСФК–Молзавод
242.	ВЛ 110 кВ Морозково–Серовская ГРЭС с отпайкой на Балагур
243.	ВЛ 110 кВ Квашнино–Мостовая
244.	ВЛ 110 кВ Мотор–Свердловская с отпайкой на ПС ГПП-1 ТМЗ
245.	ВЛ 110 кВ Н.Исетская–Авиатор
246.	ВЛ 110 кВ Авиатор–Нижнеисетская с отпайкой на ПС Рулонная
247.	ВЛ 110 кВ Бердюгино–Ница
248.	ВЛ 110 кВ ИМЗ–Ница
249.	ВЛ 110 кВ Килачево–Ница с отпайкой на ПС Зайково, ПС Кирилово
250.	ВЛ 110 кВ Ница–Новгородово с отпайкой на ПС Гаево
251.	ВЛ 110 кВ Ница–Осинцево с отпайками на ПС Зайково, ПС Кирилово
252.	ВЛ 110 кВ Ница–Туринск с отпайками на ПС ИМЗ, ПС Дубская, заходом на ПС Лопатково
253.	ВЛ 110 кВ Ница–Черново с отпайкой на ПС Дубская, ПС Гаево
254.	ВЛ 110 кВ Новгородово–Харлово
255.	ВЛ 110 кВ Весна–НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная
256.	ВЛ 110 кВ Глубокая–НСТЭЦ с отпайкой на ПС Шпагатная
257.	ВЛ 110 кВ Дачная–НСТЭЦ с отпайками на ПС Драга, ПС Родник, ПС Кварц
258.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ–Сибирская
259.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ–Глубокая
260.	ВЛ 110 кВ Кобальт–НСТЭЦ-1 с отпайкой на ПС Елисеевская
261.	ВЛ 110 кВ Кобальт–НСТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Изоплит
262.	ВЛ 110 кВ Марковская–НСТЭЦ-1 с отпайкой на ПС Елисеевская

1	2
263.	ВЛ 110 кВ Марковская–НСТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Изоплит
264.	ВЛ 110 кВ Патруши–НСТЭЦ с отпайками на ПС Седельниково, ПС Родионовская
265.	ВЛ 110 кВ НТГРЭС–Клубная с ответвлением на ПС Изолятор
266.	ВЛ 110 кВ НТГРЭС–Красноуральск с ответвлением на ПС Клубная
267.	ВЛ 110 кВ НТГРЭС–Уральская 1
268.	ВЛ 110 кВ НТГРЭС–Уральская 2
269.	ВЛ 110 кВ Окунево–Реж 1с отпайкой на ПС РГК с заходом на ПС Лесная
270.	ВЛ 110 кВ Окунево–Пусковая с отпайками на ПС Рефтинская, ПС Жилпоселок
271.	ВЛ 110 кВ Окунево–Рефтинская с отпайками на ПС 20 км, ПС Перовая, ПС Жилпоселок
272.	ВЛ 110 кВ Окунево–Солнечная 1 с отпайками на ПС Розовая
273.	ВЛ 110 кВ Окунево–Солнечная 2 с отпайками на ПС Розовая
274.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Хромпик 1 с отпайками на ПС Хрустальная, ПС Гологорка, ПС ГПП-2 ПХЗ
275.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками на ПС Белоречка, ПС Чайка
276.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Хромпик 2 с отпайками на ПС Хрустальная, ПС Гологорка, ПС ГПП-2 ПХЗ
277.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 1 с отпайками на ПС Кунарская, ПС Богданович, ПС Башаринская, ПС Тыгиш, ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 2 с отпайками на ПС Кунарская, ПС Богданович, ПС Башаринская, ПС Тыгиш
278.	ВЛ 110 кВ Камышлов–Раздолье с отпайкой на ПС Пролетарская, ВЛ 110 кВ Камышлов– Трифаново с отпайкой на ПС Пролетарская, с заходом на ПС Аксариха, с отпайкой на ПС Черемыш
279.	ВЛ 110 кВ Сирень–Ялунино с отпайкой на ПС Валовая, ВЛ 110 кВ Сирень–Черданцы с отпайкой на ПС Валовая
280.	ВЛ 110 кВ Сирень–Цементзавод 1 с отпайкой на ПС Шамотная, ВЛ 110 кВ Сирень– Цементзавод 2 с отпайкой на ПС Шамотная
281.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Окунево 2 с отпайкой на ПС Бурсунка, ПС Буровая, ПС Буланаш, ПС Теплая, ПС Перовая, ПС 20 км
282.	ВЛ 110 кВ Окунево–Рефтинская с отпайками на ПС 20 км, ПС Перовая, ПС Жилпоселок
283.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками на ПС Белоречка, ПС Чайка, ВЛ 110 кВ Кортогуз–Фарфорова с отпайкой на ПС Чайка
284.	ВЛ 110 кВ Каменская–Красногорская ТЭЦ 1 с отпайкой на ПС Восточная, ВЛ 110 кВ Каменская–Красногорская ТЭЦ 2 с отпайкой на ПС Восточная
285.	ВЛ 110 кВ Крона–Травянская 1 с отпайками на ПС Байновская, ПС Октябрьская, ВЛ 110 кВ Крона–Травянская 2 с отпайками на ПС Байновская, ПС Октябрьская
286.	ВЛ 110 кВ Асбест–БАЭС 1 с отпайками на ПС Режик, ПС Водная, ВЛ 110 кВ Асбест– БАЭС 2 с отпайками на ПС Белая, ПС Режик, ПС Водная
287.	ВЛ 110 кВ Окунево–Солнечная 1 с отпайками на ПС Розовая, ВЛ 110 кВ Окунево– Солнечная 2 с отпайками на ПС Розовая
288.	ВЛ 110 кВ Кадниковская–Колоткино с отпайкой на ПС Походилово
289.	ВЛ 110 кВ Окунево–Рефтинская с отпайками на ПС 20 км, ПС Перовая, ПС Жилпоселок, ВЛ 110 кВ Окунево–Пусковая с отпайками на ПС Рефтинская, ПС Жилпоселок
290.	ВЛ 110 кВ Каменская–Синарская с отпайками на ПС Бирюза, ПС Бродовская, ПС Скала, ВЛ 110 кВ Каменская–Мартюц с отпайкой на ПС Бирюза
291.	ВЛ 110 кВ Каменская–В. Ключи с отпайкой на ПС ЖБК
292.	ВЛ 110 кВ Логиново–Храмцово

1	2
293.	ВЛ 110 кВ Волочильная–Синарская с отпайкой на ПС Ленинская, ВЛ 110 кВ Генераторная–Синарская с отпайкой на ПС Ленинская
294.	ВЛ 110 кВ Нижняя–19 км
295.	ВЛ 110 кВ Окунево–Реж 2 с заходом на ПС Лесная, с отпайкой на ПС Набережная
296.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Окунево 1 с отпайкой на ПС Перовая, ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Окунево 2 с отпайкой на ПС Бурсунка, ПС Буровая, ПС Буланаш, ПС Теплая, ПС Перовая, ПС 20 км
297.	ВЛ 110 кВ ЕГРЭС–Окунево 1 с отпайкой на ПС Перовая
298.	ВЛ 110 кВ Асбест–БАЭС 2 с отпайками на ПС Белая, ПС Режим, ПС Водная
299.	ВЛ 110 кВ Останино–Черемисска
300.	ВЛ 110 кВ Вязовская–УВЗ 1 с ответвлением на ПС Пластмасс
301.	ВЛ 110 кВ Вязовская–УВЗ 2 с ответвлением на ПС Пластмасс
302.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Пихтовая с ответвлением на ПС Радиаторная, Союзная, Старатель
303.	ВЛ 110 кВ УВЗ–Пихтовая с ответвлением на ПС Радиаторная, Союзная, Старатель
304.	ВЛ 110 кВ Южная–Сибирская 1
305.	ВЛ 110 кВ Сибирская–Чкаловская
306.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Измоделеново
307.	ВЛ 110 кВ БАЭС–Картогуз
308.	ВЛ 110 кВ Южная–Н. Исетская 1
309.	ВЛ 110 кВ Южная–Н. Исетская 2
310.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ–Дачная
311.	ВЛ 110 кВ Калининская–Свердловская 1
312.	ВЛ 110 кВ Калининская–Свердловская 2
313.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ–Кобальт 2
314.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ–Марковская 2
315.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Свердловск 1
316.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Свердловск 2
317.	ВЛ 110 кВ Сварочная Даурская 1
318.	ВЛ 110 кВ Сварочная Даурская 2
319.	ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская 1
320.	ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская 2
321.	ВЛ 110 кВ т НСТЭЦ–Патруши
322.	ВЛ 110 кВ Шпагатная–Патруши
323.	ВЛ 110 кВ Блочная–Колоткино
324.	ВЛ 110 кВ Гагарский–Колоткино
325.	ВЛ 110 кВ Петрищевская–ВИЗ 1
326.	ВЛ 110 кВ Петрищевская–ВИЗ 2
327.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ–Глубокая
328.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК–Краснотурьинск с отпайками на ПС Воронцовка, Северопесчанская, Шахта Капитальная
329.	ВЛ 110 кВ Школьная–Рудянка с ответвлением на ПС Береговая, Вторцветмет
330.	ВЛ 110 кВ Салка–Пятилетка 2 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
331.	ВЛ 110 кВ Черноисточинск–Карпушиха с ответвлением на ПС Быньговский, Анатольская, Леневка
332.	ВЛ 110 кВ Черноисточинск–НЦЗ с ответвлением на ПС Быньговский, Анатольская, Леневка
333.	ВЛ 110 кВ Качканар–Промысла с ответвлением на ПС Именная, Арбатская
334.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 1 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Волковская, Обжиговая, Гороблагодатская, Баранча, Орбита

1	2
335.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 2 с ответвлением на ПС Лая, Пятачок, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
336.	ВЛ 110 кВ Школьная–Рудянка с ответвлением на ПС Береговая, Вторцветмет
337.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Черемухово 2 с отпайками на ПС Лесная Волчанка, Бокситы, Шахта 16, Красная Шапочка, Калья
338.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Серовская ГРЭС 2 с отпайками на ПС Североуральск, Бокситы, Шахта 16, Красная Шапочка, Никелевая
339.	ВЛ 110 кВ Районная–Дрожжевая с ответвлением на ПС ВМЗ
340.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 3 с ответвлением на ПС ВМЗ
341.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Серовская ГРЭС 1 с отпайками на ПС Воронцовка, Северопесчанская, Никелевая
342.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК–Краснотурьинск с отпайками на ПС Воронцовка, Северопесчанская, Шахта Капитальная
343.	ВЛ 110 кВ Салда–Ясашная 2 с ответвлением на ПС Хвойная, Ключевская, Встреча
344.	ВЛ 110 кВ Салда–Ясашная 1 с заходом на ПС Комсомольская и с ответвлением на ПС Хвойная, Встреча
345.	ВЛ 110 кВ Районная–Черноисточинск 2 с ответвлением на ПС Гальянка, Горбуново
346.	ВЛ 110 кВ Районная–Черноисточинск 1 с ответвлением на ПС Гальянка, Горбуново
347.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 1 с ответвлением на ПС Лая, Горноуральская, Пятачок, Медведь
348.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 2 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Горноуральская, Медведь, Огнеупорная, Конструктор
349.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 1 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
350.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 2 с ответвлением на ПС Лая, Пятачок, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
351.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 2 с ответвлением на ПС Дрожжевая, Магнетитовая, Обогажительная, Евстюниха
352.	ВЛ 110 кВ Тагил–Магнетитовая с ответвлением на ПС Евстюниха, Обогажительная
353.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 2 с ответвлением на ПС Дрожжевая, Магнетитовая, Обогажительная, Евстюниха
354.	ВЛ 110 кВ Салда–Моховая 1 с ответвлением на ПС Комета, Филиал, Еловая
355.	ВЛ 110 кВ Салда–Моховая 2 с ответвлением на ПС Комета, Филиал, Еловая
356.	ВЛ 110 кВ В.Тура–НТГРЭС с ответвлением на ПС Изолятор
357.	ВЛ 110 кВ НТГРЭС–Клубная с ответвлением на ПС Изолятор
358.	ВЛ 110 кВ Качканар–Промыслы с ответвлением на ПС Именная, Арбатская
359.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Карпушиха с ответвлением на ПС Медь, Калата, Твердые сплавы
360.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Таволги с ответвлением на ПС Калата, Романовская, Невьянск, Трошинская
361.	ВЛ 110 кВ НТГРЭС–Красноуральск с ответвлением на ПС Клубная
362.	ВЛ 110 кВ Пятилетка–Басьяновка с ответвлением на ПС Ключевская
363.	ВЛ 110 кВ Салда–Ясашная 2 с ответвлением на ПС Хвойная, Ключевская, Встреча
364.	ВЛ 110 кВ Салда–Моховая 1 с ответвлением на ПС Комета, Филиал, Еловая
365.	ВЛ 110 кВ Салда–Моховая 2 с ответвлением на ПС Комета, Филиал, Еловая
366.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Лебяжка с ответвлением на ПС Огнеупорная, Конструктор
367.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 2 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Горноуральская, Медведь, Огнеупорная, Конструктор
368.	ВЛ 110 кВ Тагил–НТМК 2 с ответвлением на ПС Красный Камень, Приречная
369.	ВЛ 110 кВ Тагил–Кислородная с ответвлением на ПС Красный Камень, Приречная
370.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 1 с отпайками на ПС КС 4, Оус

1	2
371.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 2 с отпайками на ПС Снежная, КС 4, Пельым, Оус
372.	ВЛ 110 кВ Белка–Першино с отпайками на ПС Никитинская, КС 5, Ивдель
373.	ВЛ 110 кВ Першино–Черемухово с отпайками на ПС КС 5, Никитинская, Екатерининская
374.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Тайга с отпайкой на ПС КС 6
375.	ВЛ 110 кВ Выя–Карелино с отпайками на ПС КС 7
376.	ВЛ 110 кВ Выя–Карелино с отпайками на ПС КС 7
377.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Черемухово 1 с отпайками на ПС Лесная Волчанка, Город, Центральная Котельная, Ново-Кальбинская
378.	ВЛ 110 кВ БАЗ–Черемухово 2 с отпайками на ПС Лесная Волчанка, Бокситы, Шахта 16, Красная Шапочка, Калья
379.	ВЛ 110 кВ Гранит–Качканар с ответвлением на ПС Лялинская
380.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 2 с ответвлением на ПС Дрожжевая, Магнетитовая, Обогажительная, Евстюниха
381.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Верба 1 с ответвлением на ПС Половинная
382.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Верба 2 с ответвлением на ПС Половинная
383.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Рудянка с ответвлением на ПС Романовская, Невьянск, Газовая
384.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Таволги с ответвлением на ПС Калата, Романовская, Невьянск, Трошинская
385.	ВЛ 110 кВ Белка–Першино с отпайками на ПС Никитинская, КС 5, Ивдель
386.	ВЛ 110 кВ Першино–Черемухово с отпайками на ПС КС 5, Никитинская, Екатерининская
387.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 2 с ответвлением на ПС Дрожжевая, Магнетитовая, Обогажительная, Евстюниха
388.	ВЛ 110 кВ Тагил–Магнетитовая с ответвлением на ПС Евстюниха, Обогажительная
389.	ВЛ 110 кВ Таволги–Киприно с ответвлением на ПС Шумиха, Обуховская
390.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Лебяжка с ответвлением на ПС Огнеупорная, Конструктор
391.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 2 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Горноуральская, Медведь, Огнеупорная, Конструктор
392.	ВЛ 110 кВ В. Тура–Тагил 1 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Волковская, Обжиговая, Гороблагодатская, Баранча, Орбита
393.	ВЛ 110 кВ В. Тура–Тагил 2 с ответвлением на ПС Лая, Пятачок, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
394.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 1 с отпайками на ПС КС 4, Оус
395.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 2 с отпайками на ПС Снежная, КС 4, Пельым, Оус
396.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 2 с отпайками на ПС Снежная, КС 4, Пельым, Оус
397.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Верба 1 с ответвлением на ПС Половинная
398.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Верба 2 с ответвлением на ПС Половинная
399.	ВЛ 110 кВ Салка–Пятилетка 1 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
400.	ВЛ 110 кВ Салка–Пятилетка 2 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
401.	ВЛ 110 кВ Тагил–Кислородная с ответвлением на ПС Красный Камень, Приречная
402.	ВЛ 110 кВ Тагил–НТМК 2 с ответвлением на ПС Красный Камень, Приречная
403.	ВЛ 110 кВ Салда–Апрельская 1 с ответвлением на ПС Прогресс
404.	ВЛ 110 кВ Салда–Апрельская 2 с ответвлением на ПС Прогресс
405.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК–Серов с отпайкой на ПС Птицефабрика
406.	ВЛ 110 кВ В. Тура–Тагил 2 с ответвлением на ПС Лая, Пятачок, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
407.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 1 с ответвлением на ПС Лая, Горноуральская, Пятачок, Медведь
408.	ВЛ 110 кВ Салка–Пятилетка 1 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая

1	2
409.	ВЛ 110 кВ Салка–Пятилетка 2 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
410.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Рудянка с ответвлением на ПС Романовская, Невьянск, Газовая
411.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Таволги с ответвлением на ПС Калата, Романовская, Невьянск, Трошинская
412.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 1 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Волковская, Обжиговая, Гороблагодатская, Баранча, Орбита
413.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 2 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Горноуральская, Медведь, Огнеупорная, Конструктор
414.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Серовская ГРЭС 1 с отпайками на ПС Воронцовка, Северопесчанская, Никелевая
415.	ВЛ 110 кВ Воронцовский ГОК–Краснотурьинск с отпайками на ПС Воронцовка, Северопесчанская, Шахта Капитальная
416.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Серовская ГРЭС 2 с отпайками на ПС Североуральск, Бокситы, Шахта 16, Красная Шапочка, Никелевая
417.	ВЛ 110 кВ Метзавод–Серовская ГРЭС 1 с отпайкой на ПС Серов-Сортировочный
418.	ВЛ 110 кВ Метзавод–Серовская ГРЭС 2 с отпайкой на ПС Серов-Сортировочный
419.	ВЛ 110 кВ Атымья–Першино 2 с отпайками на ПС Снежная, КС 4, Пельым, Оус
420.	ВЛ 110 кВ Атымья–Талая 1 с отпайкой на ПС Снежная
421.	ВЛ 110 кВ Кошай–Морозково с заходами на ПС Пасынок и с отпайками на ПС Олта, Сотрино
422.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Пихтовая с ответвлением на ПС Радиаторная, Союзная, Старатель
423.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Пихтовая с ответвлением на ПС Радиаторная, Союзная, Старатель
424.	ВЛ 110 кВ Краснотурьинск–Черная с отпайками на ПС КС 6, Тайга
425.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–Карпушиха с ответвлением на ПС Медь, Калата, Твердые сплавы
426.	ВЛ 110 кВ ВТГРЭС–НЦЗ с ответвлением на ПС Медь, Твердые сплавы
427.	ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС–Ферросплав 1 с отпайкой на ПС Теплосеть
428.	ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС–Ферросплав 2 с отпайкой на ПС Теплосеть
429.	ВЛ 110 кВ КПП 3–Краснотурьинск 1 с отпайкой на ПС Турья
430.	ВЛ 110 кВ КПП 3–Краснотурьинск 2 с отпайкой на ПС Турья
431.	ВЛ 110 кВ Серов–Серовская ГРЭС с отпайками на ПС Ферросплав, ПС Энерголесокombинат
432.	Отпайка на ПС Хвойная 1 от Салда–Ясашная 1 (взята с опоры 117)
433.	Отпайка на ПС Хвойная 2 от Салда–Ясашная 2 (взята с опоры 99)
434.	Отпайка на ПС Шлаковая 1 от Вязовская–Прокатная 1 (взята с опоры 25А)
435.	Отпайка на ПС Шлаковая 2 от Вязовская–Прокатная 2 (взята с опоры 25А)
436.	Отпайка на ПС Шумиха (взята с опоры 123)
437.	ВЛ 110 кВ Серов–Серовская ГРЭС с отпайками на ПС Ферросплав, Энерголесокombинат
438.	ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС–Ферросплав 3 с отпайкой на ПС Энерголесокombинат
439.	ВЛ 110 кВ Салка–Пятилетка 1 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
440.	ВЛ 110 кВ В.Тура–Тагил 2 с ответвлением на ПС Лая, Пятачок, Волковская, Гороблагодатская, Баранча, Орбита, Обжиговая
441.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Салка 1 с ответвлением на ПС Полимер, Светлая
442.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Салка 2 с ответвлением на ПС Полимер, Светлая
443.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Салка 1 с ответвлением на ПС Полимер, Светлая
444.	ВЛ 110 кВ Вязовская–Салка 2 с ответвлением на ПС Полимер, Светлая
445.	ВЛ 110 кВ Паново–Шаламово
446.	ВЛ 110 кВ Парус–Зарница
447.	ВЛ 110 кВ Бурлаки–Паршинская
448.	ВЛ 110 кВ Первоуральская–Бойцы с отпайкой на ПС Подволошная

1	2
449.	ВЛ 110 кВ Первоуральская–Дегтярка-1 с отпайками на ПС Ноябрьская, ПС РММЗ, ПС ДОЗ, ПС Мирная
450.	ВЛ 110 кВ Первоуральская–Дегтярка-2 с отпайками на ПС Ноябрьская, ПС РММЗ, ПС ДОЗ, ПС Габбровая
451.	ВЛ 110 кВ Первоуральская–Дидино
452.	ВЛ 110 кВ Первоуральск–Кузино с отпайками на ПС Новая Утка, ПС Подволошная
453.	ВЛ 110 кВ Первоуральская–СУМЗ-3 с отпайками на ПС ПРУ, ПС ГПП-1 ПХЗ, СУМЗ-5
454.	ВЛ 110 кВ Перебор–Синарская
455.	ВЛ 110 кВ Перебор–Храмцово
456.	ВЛ 110 кВ Перевалово–Верховино
457.	ВЛ 110 кВ Першино–Полуночное с отпайкой на ПС Ивдель
458.	ВЛ 110 кВ Першино–Черемухово с отпайками на ПС КС 5, ПС Никитинская, ПС Екатерининская
459.	ВЛ 110 кВ Песчаная–Бунарская 1
460.	ВЛ 110 кВ Песчаная–Бунарская 2
461.	ВЛ 110 кВ Поклевская–Маян 1 цепь
462.	ВЛ 110 кВ Поклевская–Маян 2 цепь
463.	ВЛ 110 кВ Поклевская–Ощепково
464.	ВЛ 110 кВ Полевская–Гвоздика с отпайками на ПС Диорит
465.	ВЛ 110 кВ Полевская–Дегтярка с отпайками на ПС Бородинская, ПС Верхние Серги, ПС Макарецво, ПС Рудник, ПС ПКЗ
466.	ВЛ 110 кВ Полярная–Североуральск с отпайкой на ПС Калья
467.	ВЛ 110 кВ Полярная–Черемухово с отпайкой на ПС Ново-Кальинская
468.	ВЛ 110 кВ Пристань–Карги
469.	ВЛ 110 кВ Прокатная–НТМК
470.	ВЛ 110 кВ Куйбышевская–Шефская
471.	ВЛ 110 кВ Гидромаш–Малахит с отпайками на ПС Сысерть, ПС Терсутская
472.	ВЛ 110 кВ Академическая–Петрищевская
473.	ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками на ПС Переходная, ПС Фильтровальная, ПС Отрадная, ПС Московская
474.	ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками на ПС Переходная, ПС Фильтровальная, ПС Отрадная, ПС Московская
475.	ВЛ 110 кВ Петрищевская–Ясная-1
476.	ВЛ 110 кВ Петрищевская–Ясная-2
477.	ВЛ 110 кВ Пушкарево–Андроново
478.	ВЛ 110 кВ Пылаево–Светофор
479.	ВЛ 110 кВ Пятилетка–Басьяновка
480.	ВЛ 110 кВ Пятилетка–Нижняя 1
481.	ВЛ 110 кВ Пятилетка–Нижняя 2
482.	ВЛ 110 кВ Раздолье–Луч
483.	ВЛ 110 кВ Разъезд 136 км–Целлюлозная
484.	ВЛ 110 кВ Районная–Дрожжевая
485.	ВЛ 110 кВ Окунево–Реж 1
486.	ВЛ 110 кВ Окунево–Реж 2
487.	ВЛ 110 кВ Останино–Реж с отпайкой на ПС Набережная
488.	ВЛ 110 кВ Реж–Сафмедь 1 с отпайками на ПС Энергомаш, ПС Стройиндустрия
489.	ВЛ 110 кВ Реж–Сафмедь 2 с отпайками на ПС Энергомаш, ПС Стройиндустрия
490.	ВЛ 110 кВ Романово–Ступино
491.	ВЛ 110 кВ Россия–Черемхово
492.	ВЛ 110 кВ Салда–Апрельская 1 с ответвлением на ПС Прогресс



1	2
493.	ВЛ 110 кВ Салда-Апрельская 2 с ответвлением на ПС Прогресс
494.	ВЛ 110 кВ Салда-Моховая 1 с ответвлением на ПС Комета, Филиал, Еловая
495.	ВЛ 110 кВ Салда-Моховая 1 с ответвлением на ПС Комета, Филиал, Еловая
496.	ВЛ 110 кВ Салда-Парковая 1
497.	ВЛ 110 кВ Салда-Парковая 2
498.	ВЛ 110 кВ Салда-Пятилетка 1
499.	ВЛ 110 кВ Салда-Пятилетка 2
500.	ВЛ 110 кВ Салда-Ясашная 1 с заходом на ПС Комсомольская и с ответвлением на ПС Хвойная, Встреча
501.	ВЛ 110 кВ Салда-Ясашная 2 с ответвлением на ПС Хвойная, Ключевская, Встреча
502.	ВЛ 110 кВ Салка-Пятилетка 1 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
503.	ВЛ 110 кВ Салка-Пятилетка 2 с ответвлением на ПС Речная, Юбилейная, Прессовая
504.	ВЛ 110 кВ Салка-Сокол
505.	ВЛ 110 кВ Самоцвет-Шогринская
506.	ВЛ 110 кВ Сварочная-Даурская-1 с отпайками на ПС Насосная, ПС Логопарк, ПС Парниковая
507.	ВЛ 110 кВ Сварочная-Даурская-2 с отпайками на ПС Логопарк, ПС Парниковая
508.	ВЛ 110 кВ Сварочная-Пышма
509.	ВЛ 110 кВ Сварочная-Электромедь
510.	ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская с отпайками на ПС Северная, ПС Космическая
511.	ВЛ 110 кВ Свердловская-СТЭЦ с отпайками на ПС Космическая, ПС Северная
512.	ВЛ 110 кВ Искра-Свердловская ТЭЦ с отпайками на ПС Заводская, ПС Баррикадная
513.	ВЛ 110 кВ Светофор-Ощепково
514.	ВЛ 110 кВ Серов-Серовская ГРЭС с отпайками на ПС Ферросплав, ПС Энерголесокombинат
515.	ВЛ 110 кВ Серов-Ферросплав 1
516.	ВЛ 110 кВ Серов-Ферросплав 2
517.	ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС-Ферросплав 1 с отпайкой на ПС Теплосеть
518.	ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС-Ферросплав 2 с отпайкой на ПС Теплосеть
519.	ВЛ 110 кВ Серовская ГРЭС-Ферросплав 3 с отпайкой на ПС Энерголесокombинат
520.	ВЛ 110 кВ Весна-Сибирская
521.	ВЛ 110 кВ Сибирская-Чкаловская с отпайками на ПС Алмазная, ПС Ботаническая
522.	ВЛ 110 кВ Сибирская-Южная-1 с отпайками на ПС Алмазная, ПС Ботаническая, ПС Братская, ПС Сотая, ПС Керамик
523.	ВЛ 110 кВ Сибирская-Южная-2 с отпайками на ПС Лечебная, ПС Загородная
524.	ВЛ 110 кВ Сибирская-Южная-3 с отпайками на ПС Новинская, ПС Уктусская, ПС Загородная
525.	ВЛ 110 кВ Сибирская-Авиатор
526.	ВЛ 110 кВ Маяк-Сибирская-1
527.	ВЛ 110 кВ Маяк-Сибирская-2
528.	ВЛ 110 кВ Волочи́льная-Синарская с отпайками на ПС Ленинская
529.	ВЛ 110 кВ Генераторная-Синарская с отпайками на ПС Ленинская
530.	ВЛ 110 кВ Синарская-Черемхово
531.	ВЛ 110 кВ Сирень-214 км
532.	ВЛ 110 кВ Сирень-228 км 1
533.	ВЛ 110 кВ Сирень-228 км 2
534.	ВЛ 110 кВ Сирень-Сухой Лог 1
535.	ВЛ 110 кВ Сирень-Сухой Лог 2
536.	ВЛ 110 кВ Сирень-Цемзавод 1 с отпайкой на ПС Шамотная
537.	ВЛ 110 кВ Сирень-Цемзавод 2 с отпайкой на ПС Шамотная

1	2
538.	ВЛ 110 кВ Сирень–Черданцы с отпайкой на ПС Валовая
539.	ВЛ 110 кВ Сирень–Ялунино с отпайкой на ПС Валовая
540.	ВЛ 110 кВ Скатинская–Четкарино
541.	ВЛ 110 кВ Красногвардейская–Сосновый Бор
542.	ВЛ 110 кВ Писанец–Сосновый Бор
543.	ВЛ 110 кВ Ступино–Целлюлозная
544.	ВЛ 110 кВ Свердловская–СУГРЭС-1 с отпайками на ПС Литейная, ПС Орджоникидзевская, ПС Веер, ПС Среднеуральская
545.	ВЛ 110 кВ Свердловская–СУГРЭС-2 с отпайками на ПС Литейная, ПС Орджоникидзевская, ПС Веер, ПС Среднеуральская
546.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Пышма с отпайками на ПС УЗХР, ПС Химреактивы
547.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Таватуй
548.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Школьная
549.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 1 с отпайками на ПС Кунарская, ПС Богданович, ПС Башаринская, ПС Тыгиш
550.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 2 с отпайками на ПС Кунарская, ПС Богданович, ПС Башаринская, ПС Тыгиш
551.	ВЛ 110 кВ Таватуй–Тарасково
552.	ВЛ 110 кВ Кузнецово–Тавда с отпайкой на ПС Сплавная, с заходом на ПС Оверино
553.	ВЛ 110 кВ МДФ–Тавда с отпайками на ПС Кума, ПС Карабашка
554.	ВЛ 110 кВ Пионерская–Тавда
555.	ВЛ 110 кВ Сотник–Тавда 2 с отпайками на ПС Юмас, с заходом на ПС Мортка, отпайками на ПС Кума, Карабашка, Чапаевская
556.	ВЛ 110 кВ Сплавная–Тавда с отпайкой на ПС Пионерская
557.	ВЛ 110 кВ Тавда–Увал с заходом на ПС Ваганово
558.	ВЛ 110 кВ Таволги–Киприно с ответвлением на ПС Шумиха, Обуховская
559.	ВЛ 110 кВ Тагил–Доменная
560.	ВЛ 110 кВ Тагил–Кислородная с ответвлением на ПС Красный Камень, Приречная
561.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 1 с ответвлением на ПС Лая, Горноуральская, Пятачок, Медведь
562.	ВЛ 110 кВ Тагил–Лебяжка 2 с ответвлением на ПС Свинокомплекс, Горноуральская, Медведь, Огнеупорная, Конструктор
563.	ВЛ 110 кВ Тагил–Магнетитовая с ответвлением на ПС Евстюниха, Обогажительная
564.	ВЛ 110 кВ Тагил–НТМК 1
565.	ВЛ 110 кВ Тагил–НТМК 2 с ответвлением на ПС Красный Камень, Приречная
566.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 1
567.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 2 с ответвлением на ПС Дрожжевая, Магнетитовая, Обогажительная, Евстюниха
568.	ВЛ 110 кВ Тагил–Районная 3 с ответвлением на ПС ВМЗ
569.	ВЛ 110 кВ Тарасково–Мурзинка
570.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Термическая-1
571.	ВЛ 110 кВ СУГРЭС–Термическая-2
572.	ВЛ 110 кВ Волочильная–Травянская
573.	ВЛ 110 кВ Генераторная–Травянская
574.	ВЛ 110 кВ Крона–Травянская 1 с отпайками на ПС Байновская, ПС Октябрьская
575.	ВЛ 110 кВ Крона–Травянская 2 с отпайками на ПС Байновская, ПС Октябрьская
576.	ВЛ 110 кВ Травянская–Трубная 1 с отпайками на ПС Калибровочная
577.	ВЛ 110 кВ Травянская–Трубная 2 с отпайками на ПС Калибровочная
578.	ВЛ 110 кВ Трифаново–Светофор
579.	ВЛ 110 кВ Туринск–Пушкарево

1	2
580.	ВЛ 110 кВ Азанка–Туринск
581.	ВЛ 110 кВ Туринская Слобода–Красная Слобода
582.	ВЛ 110 кВ Ленская–Туринск с заходом на ПС Усениново
583.	ВЛ 110 кВ Пушкиарево–Туринск с заходом на ПС Коркино
584.	ВЛ 110 кВ Спичка–Туринск 1 с отпайками на ПС ЦБЗ, ПС Сосновая
585.	ВЛ 110 кВ Спичка–Туринск 2 с отпайкой на ПС ЦБЗ.
586.	ВЛ 110 кВ Махнево–Тычкино с отпайкой на ПС Мугай
587.	ВЛ 110 кВ Велижаны–Увал с заходом на ПС Чугунаево
588.	ВЛ 110 кВ УВЗ–Лучистая
589.	ВЛ 110 кВ УВЗ–Пихтовая с ответвлением на ПС Радиаторная, Союзная, Старатель
590.	ВЛ 110 кВ Уральская–Ис
591.	ВЛ 110 кВ Уральская–Янтарь
592.	ВЛ 110 кВ Устье–Липчинская
593.	ВЛ 110 кВ Мамино–Храмцово
594.	ВЛ 110 кВ Киприно–Черемиска
595.	ВЛ 110 кВ Краснополянк–Черново
596.	ВЛ 110 кВ Черноисточинск–НЦЗ с ответвлением на ПС Быньговский, Анатольская, Ленева
597.	ВЛ 110 кВ Черноисточинск–Белогорье 1
598.	ВЛ 110 кВ Черноисточинск–Белогорье 2
599.	ВЛ 110 кВ Черноисточинск–Карпушиха с ответвлением на ПС Быньговский, Анатольская, Ленева
600.	ВЛ 110 кВ Четкарино–Боровлянка
601.	ВЛ 110 кВ Чупино–Балаир
602.	ВЛ 110 кВ Чупино–Юшала
603.	ВЛ 110 кВ Вогулка–Шалья
604.	ВЛ 110 кВ Школьная–Рудянка с ответвлением на ПС Береговая, Вторцветмет
605.	ВЛ 110 кВ Мироновская–Шогринская
606.	ВЛ 110 кВ Осинцево–Шогринская с заходом на ПС Лебедкино
607.	ВЛ 110 кВ Патруши–Шпагатная с отпайками на ПС Седельниково, ПС Родионовская
608.	ВЛ 110 кВ Академическая–Южная с отпайкой на ПС Овощная
609.	ВЛ 110 кВ Нижнеисетская–Южная-1 с отпайками на ПС Волна, ПС Унипромедь, ПС Монтажная
610.	ВЛ 110 кВ Нижнеисетская–Южная-2 с отпайками на ПС Волна, ПС Унипромедь, ПС Монтажная, ПС Уктусская, ПС Новинская
611.	ВЛ 110 кВ Петрищевская–Южная с отпайкой на ПС Овощная
612.	ВЛ 110 кВ Юрмыт–Паново
613.	ВЛ 110 кВ Юшала–Яр
614.	ВЛ 110 кВ Янтарь–Яшма 2
615.	ВЛ 110 кВ Янтарь–Яшма 1
616.	ВЛ 110 кВ Яр–Истоур
617.	ВЛ 220 кВ Анна–Травянская
618.	ВЛ 220 кВ Краснотурьинск–Сосьва
619.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сосьва
620.	ВЛ 220 кВ Анна–РефтГРЭС
621.	ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС–Сосьва
622.	ВЛ 220 кВ Сопка–Сосьва

**Перечень существующих ПС 110 кВ и выше, действующих  
на территории Свердловской области, в соответствии с информацией,  
представленной филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала**

№ п/п	Наименование ПС (ПП)	Класс напряжения (кВ)
1	2	3
1.	БАЗ	500
2.	Курчатовская	500
3.	Емелино	500
4.	Тагил	500
5.	Южная	500
6.	Исеть	500
7.	Калининская	220
8.	Каменская	220
9.	Качканар	220
10.	Кошай	220
11.	Краснотурьинск	220
12.	Красноуфимская	220
13.	Малахит	220
14.	Ница	220
15.	Окунево	220
16.	Острая	220
17.	Первоуральская	220
18.	Платина	220
19.	Салда	220
20.	Сварочная	220
21.	Сирень	220
22.	Сопка	220
23.	Сосьва	220
24.	Тавда	220
25.	Травянская	220
26.	Электролизная	220
27.	Электросталь	220
28.	Вязовская	220
29.	Белка	220
30.	Ягодная	220
31.	Анна	220
32.	Партизанская	220
33.	Продольная	220
34.	Дружинино	220
35.	Трубная	220
36.	Песчаная	220

1	2	3
37.	ПС-3	220
38.	Первомайская	220
39.	Янтарь	220
40.	СТЗ	220
41.	Рябина	220
42.	Дружинино	220
43.	Метиз	220
44.	Искра	220

**Перечень существующих ПС, действующих на территории Свердловской области, в соответствии с информацией, представленной филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»**

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Классы напряжения (кВ)
1	2	3
1.	Азанка	110/10
2.	Алапаевск	110/35/6
3.	Артемовская	35/10
4.	Бердюгино	110/10
5.	Бубчиково	110/10
6.	Буланаш	110/35/6
7.	Бурлаки	110/10
8.	Буровая	110/10
9.	Бурсунка	110/6
10.	Ваганово	110/10
11.	Гаево	110/10
12.	Глинка	35/10
13.	Голубково	110/10
14.	Горки	110/35/10
15.	Деевская	110/10
16.	Дубская	110/10
17.	Дымково	35/10
18.	ЕГРЭС	110/35/6-10
19.	Еремино	110/10
20.	Зайково	110/10
21.	ИМЗ	110/6
22.	Ирбит	110/35/6
23.	Ирбит Городская	35/10
24.	Карабашка	110/10
25.	Карьер	110/10
26.	Килачево	110/10

1	2	3
27.	Кириллово	110/10
28.	Кировская	35/10
29.	Коптелово	110/10
30.	Коркино	110/10
31.	Костино	110/10
32.	Красногвардейская	110/35/6-10
33.	Красные Орлы	110/10
34.	Кузнецово	110/10
35.	Лебедкино	110/10
36.	Ленская	110/10
37.	Лесная	110/6
38.	Лопатково	110/10
39.	Махнево	110/35/6-10
40.	Мечта	110/10
41.	Мироновская	110/10
42.	Молзавод	110/10
43.	Мостовая (АртЭС)	110/10
44.	Мугай	110/10
45.	Нейва-110	110/35/6
46.	Нейва-35	35/6
47.	Новгородово	110/10
48.	Новоселово	110/10
49.	Оверино	110/10
50.	Осинцево	110/10
51.	Останино	110/10
52.	Паршинская	110/10
53.	Пионерская	110/35/6
54.	Писанец	110/10
55.	Реж	110/10
56.	Сосновая	110/10
57.	Сосновый Бор	110/10
58.	Спичка	110/10
59.	Сплавная	110/10
60.	Стройиндустрия	110/10
61.	Теплая	110/6
62.	Толмачево	35/10
63.	Туринск	110/35/10
64.	ТФК	35/6
65.	Тычкино	110/10
66.	Увал	110/10
67.	Усениново	110/10
68.	Фоминская	35/10

1	2	3
69.	Харлово	110/10
70.	Чапаевская	110/10
71.	Черемисская	110/35/10
72.	Черново	110/10
73.	Шогринская	110/10
74.	Аксариха	110/10
75.	Алтынай	35/10
76.	Аметистовая	110/10
77.	Анна	220/10
78.	Асбест (ВЭС)	110/35/6
79.	Багаряк	35/10
80.	Бараба	110/10
81.	Баранниково	35/10
82.	Белая	110/6
83.	Белоречка	110/35/10
84.	Бирюза	110/10
85.	Валовая	110/10
86.	Галкино	35/10
87.	Грязновская	110/10
88.	Еланская	110/10
89.	ЖБК	110/10
90.	Захаровская	110/10
91.	Знаменская	110/10
92.	КАЗ	110/6
93.	Камышлов	110/35/10
94.	Квашнино	110/10
95.	Кислово	110/10
96.	Клевакино	110/10
97.	Кожевино	110/10
98.	Кочнево	110/10
99.	Ленинская	110/10
100.	Логиново	110/10
101.	Лосинка	35/6
102.	Мамино	110/10
103.	Мартюш	110/10
104.	Озерная	35/10
105.	Островная	35/6
106.	Перовая	110/10
107.	Позариха	35/10
108.	Полдневская	35/10
109.	Походилово	110/10
110.	Пролетарская	110/10

1	2	3
111.	Пульниково	35/10
112.	Россия	110/10
113.	Рыбниково	35/10
114.	Синарская	110/35/10
115.	Скатинская	110/35/10
116.	Сухой Лог	110/6
117.	Тыгиш	110/10
118.	Учхоз	35/10
119.	Фарфоровая	110/10
120.	Хризолит	35/10
121.	Чайка	110/10
122.	Черданцы	110/35/10
123.	Черемхово	110/10
124.	Адуй-Ваштымская	35/6
125.	Александровская	35/10
126.	Арти	110/35/10
127.	Атиг	110/35/6
128.	Афанасьевская	35/10
129.	Ачит-110	110/35/10
130.	Ачит-35	35/10
131.	Аять	35/6
132.	Бакряж	35/10
133.	Балтымская	110/35/10
134.	Березовая	35/10
135.	БЗСК	35/6
136.	БИЗ	35/6
137.	Бисерть	110/35/6
138.	Большой Ут	35/10
139.	Бородинская	110/10
140.	Бугалыш	35/10
141.	Верхнее Макарово	110/6
142.	Верхняя Сысерть	35/6
143.	Волжская	110/10
144.	Волна	110/10
145.	Габбровая	110/6
146.	Гипсовая	35/10
147.	Гологорка	110/10
148.	Дачная	110/10
149.	Дегтярка	110/35/6
150.	Диорит	110/10
151.	ДОЗ	110/10
152.	Драга	110/35/10



1	2	3
153.	Исетско-Аятская	35/6
154.	Кадниковская	110/10
155.	Карги	110/10
156.	Кварц (ЗЭС)	110/6
157.	Кленовская	35/10
158.	Ключевая	35/10
159.	Конезавод	110/10
160.	Космос (ЦРП-2)	35/6
161.	Красная (ЗЭС)	35/10/0,4
162.	Крылово	110/10
163.	Лазоревая	110/10
164.	Лесозавод	35/6
165.	Малая Тавра	110/10
166.	Малые Карзи	110/10
167.	Манчаж	110/10
168.	Мариинская	110/6
169.	Марковская	110/35/6
170.	Мирная	110/10
171.	Михайловская	110/6
172.	Монетка	110/35/6
173.	Монтажная	110/10
174.	Мостовая (ЦЭС)	35/0,4
175.	Насосная	110/35/6
176.	Натальинская	110/10
177.	Нижне-Иргинская	35/10
178.	Низкая	35/10
179.	Ново-Ивановская	110/10
180.	Ноябрьская	110/10
181.	Ольховка (ЦЭС)	35/6
182.	Отдых	35/10
183.	Парковая	35/10
184.	Петровская	35/10
185.	Платоновская	110/10
186.	Подъемная	110/6
187.	Полевская	110/35/6
188.	Поташка	35/10
189.	Приданниково	35/10/0,4
190.	Пристань	110/10
191.	Пышма	110/35/6
192.	Райводопровод	35/6
193.	Решеты	110/10
194.	Росинка	110/6

1	2	3
195.	Роща	110/10
196.	Рудник (ЗЭС)	110/35/6
197.	Русский Потам	35/10
198.	Рябиновая	35/10
199.	Сажино	110/35/10
200.	Сарсы	110/10
201.	Свердловская	110/35/10
202.	Свобода	110/10
203.	Селекционная	35/10
204.	Симинчи	110/10
205.	Среднеуральская	110/10
206.	Старые Арти	35/10
207.	Степная	35/10
208.	Сухановская	110/10
209.	Сысерть	110/10
210.	Терсутская	110/6
211.	Тракторная	35/10/0,4
212.	Уфимка	110/35/10
213.	Хвощевая	35/3
214.	Хромпик	110/35/6
215.	Цветная	110/10
216.	Чатлыковская	35/10
217.	Черкасовская	110/35/10
218.	Шпагатная	110/35/10
219.	Щелкун	35/10
220.	Аппаратная	35/6
221.	Арбатская	110/10
222.	Басьяновка	110/35/6
223.	Башкарка	35/10
224.	Белогорье	110/35/6
225.	Бунарская	110/6
226.	Верхняя Тура	110/35/6
227.	Верховина	35/6
228.	Висим	35/10
229.	Выйская	35/6
230.	Гальянка	110/10
231.	Горбуново	110/35/10
232.	Горноуральская	110/10
233.	Гороблагодатская	110/35/6
234.	Дрожжевая	110/6
235.	Ежовая	35/6
236.	Ермак	35/6

1	2	3
237.	Заря	35/6
238.	Зеленая (НТЭС)	35/6
239.	Ива (НТЭС)	35/6
240.	Ис	110/35/6
241.	Карпушиха	110/35/6
242.	Киприно	110/10
243.	Клубная	110/6
244.	Ключевская	110/35/6
245.	Конструктор	110/6
246.	Косья	35/6
247.	Красная (НТЭС)	35/6
248.	Краснодольск	35/10
249.	Красноуральск	110/35/6
250.	Красный Камень	110/35/6
251.	Кушва	35/6
252.	Лебяжка	110/35/6
253.	Левиха	35/6/3
254.	Лисьегорская	35/6
255.	Лялинская	110/10
256.	НПУ	35/6
257.	Обуховская	110/35/10
258.	Ольховка (НТЭС)	35/6
259.	Петрокаменск	35/10
260.	Пихтовая	110/6
261.	Половинная	110/10
262.	Пятачок	110/10
263.	Пятилетка	110/35/6
264.	Радиаторная	110/6
265.	Районная	110/35/6
266.	Реши	35/10
267.	Романовская	110/35/6
268.	Рудник (НТЭС)	35/6
269.	Санаторная	35/6
270.	Сверхглубокая	110/6
271.	Свинокомплекс	110/10
272.	Синегорск	35/10
273.	Сокол	110/6
274.	Союзная	110/10/6
275.	СПУ	35/6
276.	Старатель	110/35/6
277.	Сторожевая	35/6
278.	Таволги	110/35/10

1	2	3
279.	Усть-Утка	35/10
280.	Хвойная	110/10
281.	Черноисточинск	110/6
282.	Шайтанка	35/10
283.	Шиловская	35/6
284.	Школьная	110/10
285.	Шумиха	110/10
286.	Шуркино	35/10
287.	Южаково	35/10
288.	Андрюшино	110/10
289.	Антрацит	35/6
290.	Атымья	110/10
291.	Балагур	110/6
292.	Веселовка	35/6
293.	Воронцовский ГОК	110/10
294.	Гари	110/10
295.	Головная	35/6
296.	Екатерининская	110/6
297.	Западная	35/6
298.	Ива (СЭС)	110/10
299.	Ивдель	110/6
300.	Казанская	35/6
301.	Карпинск	110/35/6
302.	Клюква	35/6
303.	Конжак	110/10
304.	Кордюково	110/10
305.	КПП-4	110/10
306.	Красная Гора	110/10
307.	Красный Октябрь	110/6
308.	Кытлым	35/6
309.	Маслово	35/6
310.	Морозково	110/10
311.	Никитинская	110/10
312.	Олта	110/6
313.	Оус	110/10
314.	Пасынок	110/10
315.	Пелым	110/10
316.	Першино	110/6
317.	Полуночное	110/35/6
318.	Предтурье	110/10/6
319.	Птицефабрика	110/35/10
320.	Пуксинка	110/10

1	2	3
321.	Романово	110/10
322.	Североуральск	110/35/6
323.	Серов	110/35/10
324.	Снежная	110/10
325.	Сотрино	110/10
326.	Ступино	110/10
327.	Тайга	110/10
328.	Заводская	110/6
329.	Литейная	110/35/6
330.	Термическая	110/6
331.	Талая	110/10
332.	Теплосеть	110/10
333.	Турья	110/10
334.	Угольная	35/6
335.	Ферросплав	110/10
336.	Фура	110/10
337.	Химзавод	35/6
338.	ХПФ	35/6
339.	Черемухово	110/35/6
340.	Черная	110/35/6
341.	Энерголесокомбинат	110/6
342.	Юлия	35/6
343.	Андроново	110/10
344.	Баженово	110/10
345.	Байкалово	110/35/10
346.	Балаир	110/10
347.	Боровлянка	110/10
348.	Бутка	110/10
349.	БХЗ	110/10
350.	Верховино	110/10
351.	Двинка	110/10
352.	Ертарка	110/10
353.	Зарубино	110/10
354.	Истоур	110/10
355.	Красная Слобода	110/10
356.	Краснополянк	110/10
357.	Липчинская	110/10
358.	Ляпуново	35/10
359.	Ощепково	110/10
360.	Паново	110/10
361.	Поклевская	110/10
362.	Промбаза	110/10

1	2	3
363.	Пушкарево	110/10
364.	Пылаево	110/10
365.	Трехозерка	110/10
366.	Трифаново	110/10
367.	Троицкая	110/10
368.	Тугулым	110/10
369.	Туринская Слобода (новая)	110/10
370.	Устье	110/10
371.	Черемыш	110/10
372.	Четкарино	110/10
373.	Чупино	110/10
374.	Шаламово	110/10
375.	Кольцово	35/6
376.	Юрмыт	110/10
377.	Юшала	110/10
378.	Яр	110/10
379.	Кемпинг	110/10
380.	Приречная	110/6
381.	Титан	110/10
382.	Рассоха	110/10

Приложение № 2  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области  
по состоянию на 01 марта 2015 года\***

№ строки	Наименование	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*)	2011–2014 годы (МВт*)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Верхотурская ГЭС 1. D 62 437 2. D 62 437 3. Д-123-ВБ-100	7	7 2,25 2,25 2,5						
2.	Белоярская АЭС 5. К-200-130 6. К-200-130 7. К-200-130	600			600 200 200 200				
3.	Верхнетагильская ГРЭС 1. Т-88/100-90/2,5 2. Т-88/100-90/2,5 3. Т-88/100-90/2,5 4. Т-88/100-90/2,5 5. К-100-90 6. К-100-90 7. К-165-130 8. К-165-130 9. К-205-130 10. К-205-130 11. К-205-130	1321 88 88 88 100 100 165 165 205 205 205	376 88 88 100 100	945      165 165 205 205 205					
4.	Рефтинская ГРЭС 1. К-300-240 2. К-300-240 3. К-300-240 4. К-300-240 5. К-300-240 6. К-300-240 7. К-500-240 8. К-500-240 9. К-500-240 10. К-500-240	3800 300 300 300 300 300 500 500 500 500		300 300	3500 300 300 300 300 300 500 500 500 500				
5.	Серовская ГРЭС 1. К-50-90 2. К-50-90 4. К-50-90 5. К-100-90М 6. К-100-90 7. К-100-90 8. К-100-90	388   88 100 100 100	388   88 100 100 100						
6.	Среднеуральская ГРЭС 1. Р-16-29/8,5 2. ПР-46-29/8,5/0,25 5. Р-16-29/1,2 6. Т-100-130	1656,5 16 46 16 100	78 16 46 16	1148   100				11,5	419

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	7. Т-100-130 8. Р-38-130/34 9. К-310-240 10. Т-300-240 11. Т-300-240 12. ПГУ ТГУ-11,5	100 38 310 300 300 419 11,5		100 38 310 300 300				11,5	419
7.	Нижнетуринская ГРЭС 4. Р-15-111/21 8. Т-88-90/2,5 9. Т-88-90/2,5 10. Т-88-90/2,5	191 15 88 88	191 15 88 88						
8.	Качканарская ТЭЦ 1. ПР-25-90/10/1,2 2. ПР-25-90/10/0,9	50 25 25		50 25 25					
9.	Первоуральская ТЭЦ 1. ПР-12-35/8,0/1,2 2. Р-6-35/10 3. Р-6-35/3 4. Р-6-35/10 5. ПР-6-35/10/1,2	36 12 6 6 6	12 12	24 6 6 6 6					
10.	Свердловская ТЭЦ 1. ПР-12-34/10/1 2. ПР-12-29/11/1,2 5. ПР-12-35/11/1,2	36 12 12 12	24 12 12				12 12		
11.	Красногорская ТЭЦ 5. Р-14-29/1,2 2. Р-17-29/8 9. Р-17-29/8 1. Р-14-29/1,2 4. Р-14-29/1,2 6. Т-25-29/1,2 10. Р-20-29/8	121 14 17 14 14 25 17 20	121 14 17 14 14 25 17 20						
12.	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	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5						
13.	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	557 110 110 110 110 117				557 110 110 110 110 117			
14.	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-11,5-2,9/0,7 5а. Р-12-8,9/1,0 5б. Р-12-8,9/1,0 6. ПТ-30/40-8,9/1,0 7. ПТ-12/13-2,9/1,0	149,9 29 6,7 6,7 30 11,5 12 12 30 12		12 12				137,9 29 6,7 6,7 30 11,5 12 30 12	
15.	ТЭЦ УВЗ 1. ПТ-30/35-90/10-5 2. АТ-20(25)-2 3. АТ-20(25)-2	128 30 20 20	64 20 20	12		22		30 30	



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	4. АП-25-1 5. Р-12-90/33 6. ПР-25/30-90/10/0,9	24 12 22	24	12		22			
16.	ТЭЦ ТМЗ 1. ПТ-12-35/10М 2. Р-6-35/5 3. Р-6-35/3	24 12 6 6	12 12	12 6 6					
17.	ТЭЦ ВИЗа 1. ПТ-25-90/10М 2. ПР-25-90/10/0,9 3. ПР-25-90/10/0,9 4. К-25-90	70,5 23,5 23,5 23,5 25			70,5 23,5 23,5 23,5			25 (конс.)	
18.	ГТ ТЭЦ (г. Реж) 1. ГТ-009 2. ГТ-009	18 9 9					18 9 9		
19.	ГТ ТЭЦ (г. Екатеринбург) 1. ГТ-009М 2. ГТ-009М	18 9 9						18 9 9	
20.	ТЭЦ РТИ 1. ПР-6-35/10/1,2М-1	6 6						6 6	
21.	Синарская ТЭЦ Р-12-35/5М Р-12-35/5М	24 12 12			24 12 12				
22.	ЦЭС МЗ им. А.К. Серова П-6-16/2 П-6-16/2 П-6-16/2	18 6 6 6	18 6 6 6						
23.	ТЭЦ 19 МУП	10							10
24.	ТЭЦ ОАО «УЭХК»	30				30			
25.	Мини ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5							21,5
26.	Свердловская область	9416,9	1426,5	2503	4194,5	609	30	203,4	450,5
27.	АЭС	600			600				
28.	ГЭС	7	7						
29.	ТЭС	8748,4	1419,5	2503	3594,5	609	30	203,4	419
30.	Доля, проценты	100	15,1	26,6	44,5	6,5	0,3	2,2	4,8

\* С учетом перемаркировки.

\*\* Оборудование, ожидаемое к выводу из эксплуатации в период 2015–2025 годов.

Приложение № 3  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и на  
перспективу до 2025 года

**Характеристика сетевого комплекса по классам напряжения на 01 января 2015 года**

Наименование энергообъекта	Единица измерения	ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	ОАО «ЕЭСК»	ПАО «Облкоммун-энерго»	ОАО «Региональная сетевая компания»	ЗАО «Тагилэнерго-сети»	ОАО «РЖД»
ПС 500 кВ	штук	6*	0	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ		22	2	2	0	0	0	1
ПС 35-110 кВ		0	383	69	16	10	1	77
ТП 10-6/0,4 кВ		0	9296	2 095	2 058	806	769	2
ВЛ 500 кВ	км	1 988	0	0	0	0	0	0
ВЛ 220 кВ		3 356	26,82	0	0	0	0	0
ВЛ 35-110 кВ		9	9981,59	94,17	64	36	0	515
ВЛ 10-0,4 кВ		0	29387,39	1797,51	5 926	1 490	1 097	1 505
КЛ 220 кВ		0	0	0	0	0	0	0
КЛ 35-110 кВ		0	11.207	119,15	0	0	0	307
КЛ 10-0,4 кВ		0	1375,03	3940,1	1 396	1 265	1 150	560

\* Также введены в 2014 году в эксплуатацию ПС 500 кВ Курчатовская (ОАО «Концерн Росэнергоатом»), ПС 220 кВ КУМЗ (ОАО «КУМЗ»).

Приложение № 4  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и на  
перспективу до 2025 года

**Характеристика средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2015 года**

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени (МВАр)
Рефтинская ГРЭС	Р ВЛ Южная	3 * РОДЦ-60000/500	ВЛ 500 кВ Южная	1	180
ПС 500 кВ Емелино	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	3 * РОМ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ ВотГЭС	1	180
ПС 500 кВ Исеть	Р-1-500	3 * РОМ-60000/500-У1	2 СШ 500 кВ	1	180
ПС 500 кВ Курчатовская	Р-1-500	3 * РОМ-60000/500-У1	1 СШ 500 кВ	1	180
Итого					720

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени (МВАр)
1	2	3	4	5	6
ПС 500 кВ БАЗ	БСК	КС1-0,66-20-У1	1СШ 110 кВ	1	55,7
ПС 220 кВ Белка	БСК	КЭК1-1,05-63-1У1	1СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Качканар	БСК	БК-1,05-240-У1 (КС-2-1,05-60-У1)	2СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Кошай	БСК	КС2-1, 05-60-1У1	1СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Ница	БСК	БКЭ-1,05-252-У1	1СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Красноуфимская	БСК-1-110	БСК-110-26 УХЛ1	1СШ 110 кВ	1	26
	БСК-2-110	БСК-110-26 УХЛ1	2СШ 110 кВ	1	26
ПС 110 кВ Михайловская	БСК	КС1-0,66-20У1	2СШ 110 кВ	1	34,4

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Черемухово	БСК	КС1-0,66-20-1У1	1СШ 110 кВ	1	48,7
Итого					398,8

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, У ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Диапазон регулирования реактивной мощности	
					$Q_{min}$ (Мвар)	$Q_{max}$ (Мвар)
ПС 220 кВ Красноурьинск	СК 1	КСВБО-50-ПУ1	1С-10 кВ	0	-15	+15
ПС 220 кВ Красноурьинск	СК 2	КСВБО-50-ПУ1	2С-10 кВ	0	-15	+15
Итого					-30	+30

Приложение № 5  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы  
в 2008–2014 годах в разрезе энергорайонов, групп потребителей  
и крупных потребителей**

№ строки	Наименование потребителя	Электропотребление (млн. кВт.ч)			
		2008 год	2009 год	2010 год	2014 год
1	2	3	4	5	6
1.	Свердловская энергосистема	47709	42073	44714	43819
2.	в том числе крупные потребители:				
3.	Филиал «БАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	3731	2560	1821	1207
4.	ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»	485	380	465	433
5.	ОАО «Серовский завод ферросплавов»	1251	751	1352	1502
6.	ОАО «Богословское рудоуправление»	97	82	90	98
7.	ОАО «Синарский трубный завод»	412	385	384	319
8.	ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»	344	405	345	394
9.	Филиал «УАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	2883	1540	1437	383
10.	ОАО «Северский трубный завод»	439	680	715	884
11.	ЗАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод»	81	74	172	88
12.	ОАО «Уралэлектромедь» (Верхняя Пышма)	358	335	335	394
13.	ОАО «Первоуральский новотрубный завод»	439	340	633	952
14.	ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»	536	502	435	494
15.	ЗАО «Ревдинский метизно-металлургический завод»	1259	1162	1200	1006
16.	ЗАО СП «Катур-Инвест»	23	19	20	17
17.	ЗАО «Уралпластик»	19	18	19	13
18.	Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»)	1552	1300	1300	1450
19.	ОАО «ЕВРАЗ Качканарский ГОК «Ванадий»	1753	1850	1850	2153
20.	ОАО «Корпорация ВСМПО–АВИСМА»	678	567	597	

1	2	3	4	5	6
21.	ОАО «Кировградский завод твёрдых сплавов»	77	51	62	53
22.	ОАО «Святогор»	232	236	237	226
23.	ОАО «Уральский электрохимический комбинат»	1275	1275	1275	1068
24.	ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	120	125	125	119
25.	ОАО «Ревдинский завод ОЦМ»	50	45	57	48
26.	ОАО «Уралэлектромедь» филиал «Сафьяновская медь»	10	9	8	18

Приложение № 6  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Наиболее крупные потребители электроэнергии  
в Свердловской энергосистеме**

№ строки	Отрасль	Наименование предприятия
1.	Производство продукции черной металлургии	Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»)
2.		ОАО «Серовский ферросплавный завод»
3.		ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»
4.		ЗАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод»
5.		ООО «ВИЗ-сталь»
6.		ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»
7.		ОАО «Первоуральский новотрубный завод»
8.		ОАО «Синарский трубный завод»
9.		ОАО «Северский трубный завод»
10.	Производство цветных металлов	ОАО «Уралэлектромедь»
11.		ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»
12.		ОАО «Святогор»
13.		ОАО «Корпорация ВСМПО–АВИСМА»
14.		филиалы «БАЗ-СУАЛ» и «УАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»
15.	Машиностроение	ОАО «Уральский завод тяжелого машиностроения»
16.		ОАО «Уралхиммаш»
17.		ОАО «Уралэлектротяжмаш»
18.		ОАО «НПК «Уралвагонзавод»
19.	Добывающая промышленность	ОАО «Качканарский ГОК «Ванадий»
20.		ОАО «Высокогорский ГОК»
21.		ОАО «Севуралбокситруда»
22.	Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	ОАО «Сухоложскцемент»
23.		ОАО «Невьянский цементный завод»
24.		ОАО «Ураласбест»

Приложение № 7  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и на  
перспективу до 2025 года

**Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории  
Свердловской области**

№ строки	Наименование муниципального образования	Утверждена схема теплоснабжения (да/ нет); срок утверждения/ планируемый срок в соответствии с графиком разработки; орган, принявший решение об утверждении схемы/графика	Организация-разработчик схемы теплоснабжения, с которой заключен договор на разработку схемы теплоснабжения по итогам проведенных конкурсных процедур	Срок исполнения и стоимость работ по разработке схемы теплоснабжения по итогам проведения конкурсных процедур (тыс. рублей)	Наименование определенной в соответствии со схемой единой тепло-снабжающей организации	Суммарный объем инвестиций в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения на период 2012–2014 годов и далее на перспективу до 2020 и 2027 годов (тыс. рублей)	
						2012–2014 годы	2012–2020, 2027 годы
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Арамилский городской округ	да, 12.12.2013, Глава Арамилского городского округа	ООО НПП «Элеком»	01.12.2013, 798,00	МУП «Арамил-Тепло»	9140,00	63 940,00
2.	Артемовский городской округ	нет, схема разработана, проходит согласования и публичные слушания	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.12.2013, схема теплоснабжения разработана, 5000,00	ПАО «Облкоммун-энерго»	0,00	53 000,00
3.	Артинский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Артинского городского округа	ООО «Центр повышения энергетической эффективности», г. Ульяновск	16.04.2013, муниципальный контракт от 16.12.2013 № 53, 300,00	не определена	не определена	не определена
4.	Асбестовский городской округ	нет			не определена	не определена	не определена
5.	Ачитский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Ачитского городского округа	ЗАО «Комэнергоресурс»	01.03.2014, 300,00	МУП ЖКХ Ачитского городского округа	11 032,00	53 250,00
6.	Баженовское сельское поселение	нет					



1	2	3	4	5	6	7	8
7.	Байкаловский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
8.	Байкаловское сельское поселение	нет					
9.	Белоярский городской округ	да, 07.02.2013, Глава Белоярского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения» – ООО «Делтринг»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП БГО «Белоярские тепловые сети»	610 600,00	869 470,00
10.	Березовский городской округ	нет	ООО «Центр энергетической эффективности», г. Ульяновск	31.12.2013, муниципальный контракт от 13.09.2013 № 74, 825,73	не определена	не определена	не определена
11.	Бисертский городской округ	да, 17.10.2014, Администрация Бисертского городского округа	ООО «Инженерные технологии», г. Киров	31.12.2013, 594,72	ЗАО «Регионгаз-инвест»	не определена	не определена
12.	Верхнесалдинский городской округ	да, 08.07.2014, Администрация Верхнесалдинского городского округа	ООО «Политерм», г. Санкт-Петербург	01.12.2013, внебюджетные источники	МУП «Городское управление ЖКХ»	не определена	не определена
13.	Городской округ Верхотурский	да, 11.02.2013, Администрация городского округа Верхотурский	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП «Верхотурское ЖКХ»	172 400,00	143 900,00
14.	Волчанский городской округ	да, 09.12.2013, Глава Волчанского городского округа	ООО «Энвайпо»	15.12.2013, 335,00	статус ЕТО присваивается на основании поданных заявок	0,00	731 111,00
15.	Муниципальное образование «Восточное сельское поселение»	да, 05.09.2013, Глава Восточного сельского поселения	ООО ПП «Энергосбережение», г. Сухой Лог	01.08.2013, 81,00	МУП «Восточное коммунальное хозяйство»	2160,00	3280,00
16.	Муниципальное образование «Галкинское сельское поселение»	да, 02.10.2014, Глава муниципального образования «Галкинское сельское поселение»					
17.	Гаринский городской округ	нет					

1	2	3	4	5	6	7	8
18.	Городской округ ЗАТО Свободный	да, 26.06.2013, Дума городского округа ЗАТО Свободный	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.06.2013, 200,00	МУП ЖКХ «Кедр»	0,00	20 000,00
19.	Горноуральский городской округ	да, 21.01.2013, Администрация Горноуральского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП ЖКХ «Энергия»	161 860,00	375 400,00
20.	Город Нижний Тагил	нет, планируемый срок утверждения – апрель 2016 года	ОАО ВНИПИэнергопром	30.06.2014, внебюджетные источники	не определена	не определена	не определена
21.	Городское поселение Верхние Серги	да, 24.12.2013, решение Думы городского поселения Верхние Серги	ООО «Инженерная компания-Т», г. Киров	03.11.2013, 290,00	не определена	не определена	не определена
22.	Городской округ Верхняя Пышма	нет, планируемый срок утверждения – декабрь 2015 года	ООО «ТЕГУР»	01.12.2013, 1301,78	не определена	не определена	не определена
23.	Городской округ «Город Лесной»	да, 12.05.2014, Администрация Городского округа «Город Лесной»	ООО «Гарант-экспресс»	31.10.2013, 400,00,	не определена	не определена	не определена
24.	Городской округ Богданович	да, 26.06.2014, Глава городского округа Богданович	ООО «Центр повышения энергетической эффективности», г. Ульяновск	05.11.2013, 163,24	не определена	не определена	не определена
25.	Городской округ Верхнее Дуброво	да, 09.12.2013, Администрация городского округа Верхнее Дуброво	ООО НПП «Элеком»	01.11.2013, 245,00, муниципальный контракт от 10.06.2013 № 107	МУП ЖКХ МО «р.п. Верхнее Дуброво»	30 000,00	333 000,00
26.	Городской округ Верх-Нейвинский	да, 16.05.2013, Администрация городского округа Верх-Нейвинский	ООО «Энергосоветник»	30.04.2013, 480,00	ПАО «Облкоммун-энерго»	230 000,00	160 000,00
27.	Городской округ Верхний Тагил	да, 13.03.2015, Администрация городского округа Верхний Тагил	договоренность с филиалом «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация» о доработке имеющихся схем теплоснабжения	31.03.2013, внебюджетные источники	не определена	не определена	не определена
28.	Городской округ Верхняя Тура	да, 02.07.2013, Администрация Городского округа Верхняя Тура	ООО «Невская энергетика»	01.06.2013, 435,40	ООО «Новая Энергетика»	20 000,00	94 852,40

1	2	3	4	5	6	7	8
29.	Городской округ Дегтярск	да, 31.01.2013, Дума городского округа Дегтярск	ГБУ СО «Институт энергосбережения» – НПО «Карат»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП «Служба единого заказчика ГО Дегтярск»	200 000,00	165 000,00
30.	Городской округ Заречный	да, 26.12.2013, Администрация городского округа Заречный	ОАО «Концерн Росэнергоатом» – филиал «Белоярская атомная станция»	10.01.2013, внебюджетные источники	ООО «АтомТепло-ЭлектроСеть»	75 077,76	81 204,26
31.	Городской округ Карпинск	да, 08.12.2010, Глава городского округа Карпинск	ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»	01.12.2010, 301,00	МУП «ККС»	300 000,00	270 000,00
32.	Городской округ Краснотурьинск	да, 02.09.2013, Администрация городского округа Краснотурьинск	ООО «Невская энергетика», г. Санкт-Петербург	01.08.2013, 1688,40	ПАО «Т Плюс»	24 000,00	439 935,90
33.	Городской округ Красноуральск	да, 23.12.2013, Администрация городского округа Красноуральск	ООО «ПромСельхоз Энерго»	31.10.2013, 3100,00	МУП «Красноуральская теплосетевая компания»	0,00	144 170,00
34.	Городской округ Красноуфимск	да, 31.12.2013, Глава Администрации городского округа Красноуфимск	ООО «Институт развития энергоэффективных технологий», г. Тверь	31.12.2013, 1000,00	МУП «Тепловые сети г. Красноуфимск»	60 250,00	992 189,00
35.	Городской округ Нижняя Салда	да, 24.12.2012, Глава Администрации городского округа Нижняя Салда	ООО «Региональный сервисный центр – Урал»	26.11.2012, 299,73	филиал ОАО «ЕВРАЗ НТМК» – НСМЗ, ФГУП НИИМаш	858 600,00	1 383 750,00
36.	Городской округ Пелым	да, 20.06.2014, решение Думы городского округа Пелым					
37.	Городской округ Первоуральск	да, 23.07.2014, Администрация городского округа Первоуральск	ООО «Джи Динамика», г. Санкт-Петербург	01.10.2013, 3000,00	ООО «СТК»	не определена	не определена
38.	Городской округ Ревда	да, 13.03.2014, Администрация городского округа Ревда	ООО «Омская энергосервисная компания», г. Омск	срок исполнения работ 18.01.2014, 1964,12	ООО «Тепло-снабжающая компания»	2299,70	1 817 200,00
39.	Городской округ Рефтинский	да, 11.07.2014, Глава городского округа Рефтинский	ООО «Джи-Динамика», г. Санкт-Петербург	договор от 19.12.2013 № 423, срок исполнения работ 30.03.2014, 880,00	МУОП «Рефтинское» городского округа Рефтинский	497 442,00	490 844,85

1	2	3	4	5	6	7	8
40.	Городской округ Среднеуральск	да, 18.07.2014, Администрация городского округа Среднеуральск	ОАО «Объединение ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»	01.12.2013, не определена	ОАО «Теплопрогресс»	0,00	5000,00
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	ООО «Энергосбережение»	01.12.2012, 2000,0	МУП «Жилкомсервис»	96 621,00	114 500,00
43.	Дружининское городское поселение	да, 28.05.2014, решение Думы Дружининского городского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 400,00	МУП «ЖКХ» Дружининского городского поселения	32 000,00	70 000,00
44.	Муниципальное образование «Зареченское сельское поселение»	да, 26.06.2014, решение Думы Зареченского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 176,00	не определена	не определена	не определена
45.	Ивдельский городской округ	да, 10.09.2013, Администрация Ивдельского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.06.2013, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета (1800,0, ЗАО «Уралсервгаз»)	МУП «Теплокомплекс»	34 395,00	44 058,39
46.	Ирбитское муниципальное образование	да, 29.05.2014, Администрация Ирбитского муниципального образования	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.12.2013, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	не определена	не определена	не определена
47.	Муниципальное образование «Калиновское сельское поселение»	да, 22.03.2013, решение Главы муниципального образования «Калиновское сельское поселение»					
48.	Каменский городской округ	да, 10.09.2014, Глава Каменского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	не определена	не определена	не определена
49.	Камышловский городской округ	да, 12.01.2015, Администрация Камышловского городского округа	ООО «НПО Карат»		МУП «Камышловское тепло-снабжающее предприятие»	не определена	не определена
50.	Муниципальное образование Камышловский	не требуется в связи с отсутствием полномочий					

1	2	3	4	5	6	7	8
	муниципальный район						
51.	Качканарский городской округ	да, 28.04.2014, Администрация Качканарского городского округа	проводятся конкурсные процедуры	01.10.2013, 4000,0	ООО «Качканарская теплоснабжающая компания»	не определена	не определена
52.	Кировградский городской округ	да, 19.02.2015, Администрация Кировградского городского округа	ООО НПП «Элеком»		не определена	не определена	не определена
53.	Кленовское сельское поселение	нет					
54.	Краснополянское сельское поселение	да, 29.08.2014, Глава Краснополянского сельского поселения					
55.	Кузнецовское сельское поселение	нет					
56.	Кушвинский городской округ	да, 24.10.2013, Администрация Кушвинского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	муниципальный контракт от 13.05.2013 № 32-2013/Р на сумму 2150,00	ООО «Теплосервис», ПАО «Облкоммунэнерго»	0,00	150 000,00
57.	Малышевский городской округ	да, 03.09.2013, Глава Малышевского городского округа	ИП Собецкая М.В.	01.10.2013, 930,00	не определена	не определена	не определена
58.	Махнёвское муниципальное образование	нет, планируемый срок утверждения – декабрь 2015 года		750,00	не определена	не определена	не определена
59.	Михайловское муниципальное образование	да, 25.03.2014, Администрация Михайловского муниципального образования					
60.	Муниципальное образование «город Екатеринбург»	да, 10.01.2014, Министерство энергетики Российской Федерации	ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром»	разработка произведена в период 2010–2012 годов. Стоимость работ по контракту – 30 237,00	45 ЕТО в 89 зонах действия, в том числе ПАО «Т Плюс», МУП «Екатеринбургэнерго»	0,00	85 286 000,00
61.	Муниципальное образование «Поселок Уральский»	да, 25.11.2013, Администрация муниципального образования «Поселок Уральский»	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.09.2013, 300,00	ОАО «РЭУ»	0,00	143 488,00

1	2	3	4	5	6	7	8
62.	Муниципальное образование Алапаевское	нет					
63.	Город Каменск-Уральский	да, 31.10.2014, Администрация города Каменска-Уральского	ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»	01.10.2014, согласно графику 3 этапа разработки, 2 этап выполнен, 5500,00	ЗАО «Каменская теплоснабжающая компания»	не определена	не определена
64.	Муниципальное образование город Алапаевск	да, 10.02.2014, Администрация муниципального образования город Алапаевск	ООО «ТЕГУР»	02.12.2013, 1 этап – 75 дней; 2 этап – 143 дня; цена контракта 2001,50	ЗАО «ТЭКУР»	40 270,00	673 990,00
65.	Муниципальное образование город Ирбит	да, 23.09.2013, Администрация муниципального образования город Ирбит	ООО «Невская энергетика»	01.12.2013, 1987,00	ЗАО «Регионгаз-инвест»	340 080,00	546 988,00
66.	Муниципальное образование Красноуфимский округ	да, 13.02.2014, Администрация муниципального образования Красноуфимский округ					
67.	Муниципальное образование рабочий поселок Атиг	да, 28.08.2013, Администрация муниципального образования рабочий поселок Атиг					
68.	Невьянский городской округ	да, 29.10.2013, Администрация Невьянского городского округа	ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», учебный научный центр «Энергетика»	01.09.2013, 686,00	ЗАО «Регионгаз-инвест», МУП «Территория», ОАО «Свердловск-автодор филиал Невьянское ДРСУ»	0,00	122 664,00
69.	Нижнесергинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
70.	Нижнесергинское городское поселение	да, 14.04.2014, Глава Нижнесергинского городского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.04.2014, 396,65	МУП «Тепловые сети»	344 780,00	637 610,00
71.	Нижнетуринский городской округ	да, 10.11.2014, Администрация Нижнетуринского городского округа	ООО «Энерго-Инжиниринг», г. Москва	01.03.2014, 3500,0	ПАО «Т Плюс»	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
72.	Ницинское сельское поселение	да, 14.01.2014, Администрация Ницинского сельского поселения	ООО «ГарантЭнерго Проект»	01.12.2013, 1 этап – 90,0; 2 этап – 90,0	МУП «Ницинское ЖКХ»	не определена	не определена
73.	Новолялинский городской округ	да, 30.04.2014, Глава Новолялинского городского округа	ООО «Арбус»	20.12.2013, 396,70	г. Новая Ляля, МУП «Газовое хозяйство»	6200,00	112 600,00
74.	Новоуральский городской округ	да, 03.11.2010, Администрация Новоуральского городского округа	ООО «РЭСТ»	01.12.2013, 1400,0	не определена	0,00	10 000,00
75.	Муниципальное образование «Обуховское сельское поселение»	да, 21.01.2014, Глава муниципального образования «Обуховское сельское поселение»	ООО ПП «Энергосбережение», г. Сухой Лог	01.10.2013, 155,00	ООО «Комфорт»	не определена	не определена
76.	Полевской городской округ	да, 14.11.2014, Администрация Полевского городского округа	ООО «Джи-Динамика», г. Санкт-Петербург	31.10.2013, 1100,0	не определена	не определена	не определена
77.	Пышминский городской округ	да, 21.04.2014, Администрация Пышминского городского округа	ООО «Диагностика и энергоэффективность»	22.12.2013, 637,5	МУП «Аварийно-восстановительная служба»	4300,00	253 900,00
78.	Режевской городской округ	да, 10.12.2013, Администрация Режевского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	30.06.2013, 3499,0	ООО «РТСК»	0,00	527 081,00
79.	Североуральский городской округ	да, 22.07.2014, Администрация Североуральского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета (2700,0)	МУП «Комэнерго-ресурс»	не определена	не определена
80.	Серовский городской округ	да, 21.01.2014, Администрация Серовского городского округа	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 6449,8	ООО «Вертикаль»	120 000,00	600 000,00
81.	Сладковское сельское поселение	да, 14.11.2013, Глава Сладковского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.02.2014, 90,2	МУП «Сладковское ЖКХ»	2572,93	16 800,00
82.	Слободо-Туринский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
83.	Слободо-Туринское сельское поселение	да, 07.04.2014, Администрация Слободо-Туринского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	31.12.2013, 499,00	МУП «Слободо-Туринское ЖКХ»	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
84.	Сосьвинский городской округ	да, 22.04.2015, Администрация Сосьвинского городского округа		30.06.2014, в местном бюджете на 2014 год запланировано 939,0	не определена	не определена	не определена
85.	Сысертский городской округ	да, 21.11.2014, Администрация Сысертского городского округа		30.04.2014, не определена	не определена	не определена	не определена
86.	Таборинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
87.	Таборинское сельское поселение	да, 15.09.2014, Глава Таборинского сельского поселения					
88.	Тавдинский городской округ	да, 05.09.2014, Администрация Тавдинского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	ЗАО «Регионгаз-инвест»	0,00	337 279,00
89.	Талицкий городской округ	да, 13.10.2014, Администрация Талицкого городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения», разработчик ООО «Энергобаланс»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП «Теплосетевая компания»	0,00	231 593,00
90.	Тугулымский городской округ	да, 30.01.2015, Администрация Тугулымского городского округа	ООО НПП «Элеком»		ПАО «Облкоммун-энерго»	не определена	не определена
91.	Туринский городской округ	да, 17.10.2013, Глава Туринского городского округа	ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», учебный научный центр «Энергетика»	25.10.2013, 1250,0	ЗАО «Регионгаз-инвест» МУП ЖКХ «Теплоэнерго-цех № 1»	242 680,00	692 681,20
92.	Унже-Павинское сельское поселение	нет					
93.	Усть-Ницинское сельское поселение	да, 20.11.2013, Администрация Усть-Ницинского сельского поселения	ООО «Проектное бюро «Регион»	01.11.2013, 99,00	МУП «Жилкомсервис»	0,00	0,00
94.	Шалинский городской округ	да, 24.03.2014, Администрация Шалинского городского округа	ООО «Энергетическая комплексная организация»	01.03.2014, 174,00	не определена	0,00	181 570,00
95.	ИТОГО						
96.	ОМС схема разработана					76	



1	2	3	4	5	6	7	8
97.	Не требуется разработка			5			
98.	Схема не разработана			13			

Приложение № 8  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме  
Свердловской области (основные) (МВт)**

№ строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020–2025 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
2.	1. Т-88/100-90/2,5		газ природный	окончательный		88,0					88,0
3.	Всего по станции					88,0					88,0
4.	Серовская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»									
5.	5. К-100-90М		уголь экибастузский, газ природный	окончательный			88,0				88,0
6.	6. К-100-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный			100,0				100,0
7.	7. К-100-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный		100,0					100,0
8.	8. К-100-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный		100,0					100,0
9.	Всего по станции					200,0	188,0				388,0
10.	Среднеуральская ГРЭС	ПАО «Энел Россия»									
11.	1. Р-16-29/8,5		газ природный	окончательный			16,0				16,0
12.	2. ПР-46-29/8,5/0,25		газ природный	окончательный			46,0				46,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13.	5. Р-16-29/1,2		газ природный	окончательный			16,0				16,0
14.	Всего по станции						78,0				78,0
15.	Нижнетуринская ГРЭС	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
16.	8. Т-88-90/2,5		газ природный	окончательный			88,0				88,0
17.	10. Т-88-90/2,5		газ природный	окончательный			88,0				88,0
18.	Всего по станции						176,0				176,0
19.	Демонтаж всего					288,0	442,0				730,0

Приложение № 9  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования  
по энергосистеме Свердловской области (дополнительные) (МВт)**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020– 2025 годы
Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
4. Т-88/100-90/2,5		уголь экибастузский	окончательный		88,0					88,0
5. К-100-90		газ природный	окончательный		100,0					100,0
6. К-100-90		уголь экибастузский	окончательный		100,0					100,0
7. К-165-130		уголь экибастузский, газ природный	окончательный					165,0*		165,0
8. К-165-130		уголь экибастузский, газ природный	окончательный						165,0*	165,0
Всего по станции					288,0			165,0*	165,0*	618,0
Нижнетуринская ГРЭС	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
4. Р-15-111/21		газ природный	окончательный			15,0				15,0
Всего по станции										15,5
Демонтаж всего					288,0	15,0		165,0	165,0	633,0

\* По информации собственника, вывод из эксплуатации блоков № 7 и 8 на Верхнетагильской ГРЭС в период 2015–2025 годов не планируется (письмо филиала «Верхнетагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» от 20.01.2015 № 11-01-82/219).

Приложение № 10  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования  
с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области (МВт)**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020– 2025 годы
Белоярская АЭС	ОАО «Концерн Росэнергоатом»									
4. БН-880		ядерное топливо	новое строительство		880,0					880,0
Серовская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»									
9. ПГУ-420		газ природный	новое строительство		420,0					420,0
10. ПГУ-420		газ природный	новое строительство				420,0			420,0
Нижнетуринская ГРЭС	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
12. ПГУ-230		газ природный	новое строительство			230,0				230,0
13. ПГУ-230		газ природный	новое строительство			230,0				230,0
Академическая ТЭЦ	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
1. ПГУ-230		газ природный	новое строительство			230,0				230,0
Вводы всего					1300,0	690,0	420,0			2410,0

Приложение № 11  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

**Объемы и структура дополнительных вводов, а также модернизации и реконструкции генерирующих объектов  
и (или) генерирующего оборудования с низкой вероятностью реализации  
по энергосистеме Свердловской области (МВт)**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020– 2025 годы
Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
12. ПГУ-420		газ природный	новое строительство		420,0*					420,0
<b>Вводы всего</b>					420,0					420,0

\* По информации собственника, ввод блока ПГУ-420 на Верхнетагильской ГРЭС запланирован в 2016 году.

Приложение № 12  
к схеме и программе развития электроэнергетики  
Свердловской области на 2016–2020 годы и  
на перспективу до 2025 года

Основной реестр электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году

№ п/п	№ по ПП РФ № 518*	Наименование объекта по ПП РФ	Ответственный исполнитель	Основание (заявка ТП/письмо ГК/письмо о намерениях)	Сведения о дате подачи/корректировки заявки	Точка присоединения (ПС)	Срок сдачи объекта в эксплуатацию (месяц, год)	Общая заявленная максимальная мощность (МВт)	Фактически потребляемая мощность по объектам	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Принадлежность к сетевой компании, ФСК/МРСК/ЕЭСК	Дата и номер заключенного договора ТП	Мощность, фактически указанная в заключенном договоре ТП (МВт)	Примечание
										год	год	год	год	год	год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	2	Реконструкция и реставрация объекта культурного наследия «Стадион «Центральный». Комплекс», г. Екатеринбург, ул. Репина, д. 5.	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 05.03.2015 № 2942	ПС Нагорная, ПС Западная	04.2017	7,76	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	7,76	ОАО «ЕЭСК»	19.03.2015 № 19944	7,76	
2.	100	Строительство временных сооружений на территории стадиона в г. Екатеринбурге, ул. Репина, д. 5, в том числе проектно-изыскательские работы																	
3.	18	Реконструкция тренировочной площадки муниципального учреждения «Спортивный комбинат «Урал», г. Екатеринбург, ул. Комвузовская, д. 9	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 06.06.2014 № 7317	ПС Кировская	12.2015	0,71	0,50	–	–	–	0,71	0,71	0,71	ОАО «ЕЭСК»	24.10.2014 № 15825	0,71	
4.	19	Реконструкция тренировочной площадки на стадионе муниципального бюджетного учреждения «Спортивно-оздоровительный комплекс «Калининец», г. Екатеринбург, ул. Краснофлотцев, д. 48	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 14.08.2014 № 11183	ПС Куйбышевская, ПС Орджоникидзевская	12.2016	1,2	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	1,2	1,2	ОАО «ЕЭСК»	01.10.2014 № 16665	1,2	
5.	20	Реконструкция тренировочной площадки на стадионе «Уралмаш», г. Екатеринбург, ул. Фестивальная, д. 8	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 22.05.2014 № 6241	ПС 110 кВ Заводская	07.2015	0,98	0,18	0,18	0,18	0,98	0,98	0,98	0,98	ОАО «ЕЭСК»	30.06.2014 № 15273	0,98	
6.	62	Строительство тренировочной площадки, г. Екатеринбург, 10 км автодороги Екатеринбург–Кольцово, стр. 15	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 29.01.2014 № 906	ПС 35 кВ Птицефабрика	11.2014	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	ЗАО ГРК «Евразия»			
7.	63	Строительство тренировочной площадки, Свердловская область, Белоярский район, р.п. Верхнее Дуброво	Правительство Свердловской области				н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	ОАО «МРСК Урала»			
8.	175	Реконструкция (восстановление) аэродромных покрытий в аэропорту Кольцово, г. Екатеринбург, Свердловская область (II очередь)	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 31.01.2013 № 593	ПС 35 кВ Кольцово, ПС 110 кВ Авиатор	2017	11,81	5,81	5,81	6,77	6,77	10,49	11,81	11,81	ПАО «Аэропорт Кольцово»	15.11.2013 № 9665	11,81	договор исполнен
9.	175	Реконструкция пассажирского терминала, системы электрогазоснабжения аэропорта																	
10.	207	Капитальный ремонт государственного бюджетного учреждения здравоохранения Свердловской области «Свердловская	Правительство Свердловской области			ПС Ясная		0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	ОАО «ЕЭСК»			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		областная клиническая больница № 1», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 185																	
11.	208	Капитальный ремонт муниципального бюджетного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 2», г. Екатеринбург, ул. Московская, д. 2	Правительство Свердловской области			ПС Западная		0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	ОАО «ЕЭСК»			
12.	209	Капитальный ремонт муниципального автономного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 40», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 189	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 21.10.2014 № 16343	ПС Ясная	12.2016	2,43	1	1	1	1	1	2,43	2,43	ОАО «ЕЭСК»	16.12.2014 № 18362	2,43	
13.	225	Модернизация водовода по ул. Репина от ул. Отрадная до водовода Дуб600 (по ул. Ленинградская), Ду1000 протяженностью 0,9 км, г. Екатеринбург	Правительство Свердловской области					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				

\* Постановление Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518 «О Программе подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу».



Приложение № 13  
к схеме и программе развития электроэнергетики  
Свердловской области на 2016–2020 годы  
и на перспективу до 2025 года

**Загрузка центров питания, задействованных при проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году**

№ п/п	Наименование ПС	Номинальная трансформаторная мощность (МВА)	Отчетная загрузка трансформаторов						Мощность, планируемая к присоединению по объектам, не относящимся к проведению ЧМ-2018 (до 2018 года включительно; с учетом собственных нужд ПС)			Мощность, планируемая к присоединению по объектам, относящимся к проведению ЧМ-2018 (до 2018 года включительно; с учетом собственных нужд ПС)			Нагрузка на 2018 год с учетом существующей нагрузки, мощности, планируемой к присоединению по объектам, не входящим в ПП РФ от 20.06.2013 № 518 и объектам, задействованным в проведении ЧМ-2018 (на момент проведения ЧМ-2018, летний максимум)				Нагрузка на 2018 год с учетом существующей нагрузки, мощности, планируемой к присоединению по объектам, не входящим в ПП РФ от 20.06.2013 № 518 и объектам, задействованным в проведении ЧМ-2018 (зимний максимум)						
			Летний максимум (2014 год)			Зимний максимум (ОЗП, 2014–2015 годы)			P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	Нагрузка по реестру (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	Загрузка трансформаторов (процентов)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	Загрузка трансформаторов (процентов)
			P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)																	
1.	ПС 110 кВ Западная	80	16,44	4	16,92	20,37	4,23	20,80	22,25	9,48	24,18	3,97	1,69	4,32	42,7	15,4	49,3	61,6	46,6	17,7	46,7	58,3			
2.	ПС 110 кВ Нагорная	80	20,1	5,44	20,82	33,8	7,56	34,64	7,16	3,05	7,78	3,88	1,65	4,22	31,1	10,1	32,8	41,0	44,8	14,5	44,1	55,1			
3.	ПС 110 кВ Заводская	40	16,08	8,98	18,42	19,39	13,13	23,42	1,48	0,63	1,61	0,98	0,42	1,07	18,5	10,0	21,1	52,7	21,9	14,7	25,4	63,6			
4.	ПС 110 кВ Куйбышевская	63	13,64	11,26	17,69	17,09	10,93	20,29	2,04	0,87	2,22	1,20	0,51	1,30	16,9	12,6	21,2	33,7	20,3	13,0	23,0	36,5			
5.	ПС 110 кВ Орджоникидзевская	80	17,08	4,96	17,79	29,70	7,32	30,59	8,65	3,68	9,40	0,00	0,00	0,00	25,7	8,6	27,2	34,0	38,4	11,0	40,0	50,0			
6.	ПС 110 кВ Кировская	126	22,2	11,68	25,09	28,87	12,18	31,33	1,88	0,80	2,04	0,00	0,00	0,00	24,1	12,5	27,1	21,5	30,8	13,0	33,4	26,5			
7.	ПС 35 кВ Кольцово	12,6	2,42	0,6	2,49	7,06	1,76	7,28	0,012	0,01	0,01	5,91	2,52	6,42	10,2	3,1	8,9	70,8	13,0	7,7	9,8	77,9			
8.	ПС 110 кВ Авиатор	80	5,12	1,62	5,37	8,38	1,76	8,56	29,12	12,41	31,65	5,91	2,52	6,42	11,0	16,5	43,4	54,3	14,3	20,1	42,7	53,4			
9.	ПС 110 кВ Ясная	80	31,66	11,52	33,69	37,82	12,63	39,87	13,66	5,82	14,85	2,93	1,25	3,18	63,7	18,6	51,7	64,6	69,9	21,4	56,0	70,0			
10.	ПС 35 кВ Птицефабрика	16,3	6,34	3,58	7,28	7,02	3,52	7,85	1,34	0,57	1,46	1,20	0,51	1,30	21,2	4,7	10,0	61,6	21,9	5,3	9,8	60,2			

Приложение № 14  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016–2020 годы и на  
перспективу до 2025 года

**Контролируемые сечения в энергосистеме Свердловской области**

**1. Контролируемое сечение «АРС РефтГРЭС».**

Контролируемое сечение «АРС РефтГРЭС» состоит из следующих элементов:

- ВЛ 500 кВ Южная-Рефтинская ГРЭС;
- ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Тагил;
- ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Исеть;
- 3, 4 АТГ Рефтинской ГРЭС.

Замер активной мощности осуществляется на Рефтинской ГРЭС.

Положительное направление перетока активной мощности, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 500 кВ Рефтинской ГРЭС.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «АРС РефтГРЭС» осуществляют диспетчерские центры Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «АРС РефтГРЭС» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала.

**2. Контролируемое сечение «Дефицит СБУ».**

Контролируемое сечение «Дефицит СБУ» состоит из следующих элементов:

- ВЛ 500 кВ БАЗ–Тагил;
- ВЛ 500 кВ Северная-БАЗ;
- ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сопка с отпайкой на ПС Платина;
- ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сосьва 1, 2.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

- Нижнетуринская ГРЭС;
- ПС 500 кВ БАЗ.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Северная–БАЗ и ВЛ 500 кВ БАЗ–Тагил, при котором осуществляется контроль перетока: к шинам ПС 500 кВ БАЗ.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сопка с отпайкой на ПС Платина, ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Сосьва, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ Нижнетуринской ГРЭС.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Дефицит СБУ» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Дефицит СБУ» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

**3. Контролируемое сечение «Транзит 220 кВ ВТГРЭС–СУГРЭС».**

Контролируемое сечение «Транзит 220 кВ ВТГРЭС–СУГРЭС» состоит из следующих элементов:

ВЛ 220 кВ Калининская–Песчаная;

ВЛ 220 кВ Песчаная–СУГРЭС.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 220 кВ Песчаная.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Калининская–Песчаная и ВЛ 220 кВ Песчаная–Среднеуральская ГРЭС, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 220 кВ Песчаная.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Транзит 220 кВ ВТГРЭС–СУГРЭС» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Транзит 220 кВ ВТГРЭС–СУГРЭС» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

**4. Контролируемое сечение «ВТГРЭС–Песчаная».**

Контролируемое сечение «ВТГРЭС–Песчаная» состоит из следующих элементов:

ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Песчаная 3;

ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Песчаная 4.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

Верхнетагильская ГРЭС.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Песчаная 3, ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС–Песчаная 4, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ Верхнетагильской ГРЭС.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «ВТГРЭС–Песчаная» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «ВТГРЭС–Песчаная» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

**5. Контролируемое сечение «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская».**

Контролируемое сечение «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» состоит из следующих элементов:

АТГ 1 ПС 220 кВ Первоуральская;

АТ 2 ПС 220 кВ Первоуральская;

АТ 3 ПС 220 кВ Первоуральская.

Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Первоуральская.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская.

Сечение контролируется в соответствии с «Постоянно действующими оперативными указаниями диспетчеру Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ по энергорайону, ограниченному сечением «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская».

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

6. Контролируемое сечение «Искра–ВИЗ–Петрищевская».

Контролируемое сечение «Искра–ВИЗ–Петрищевская» состоит из следующих элементов:

ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС I цепь;  
 ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС II цепь;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Звезда–Свердловская с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Свердловская–СвТЭЦ с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Звезда–Искра с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Искра–СвТЭЦ с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

Среднеуральская ГРЭС;  
 ПС 220 кВ Искра;  
 ПС 110 кВ Свердловская;  
 ПС 110 кВ Петрищевская.

В зависимости от схемно-режимной ситуации контролируются четыре частичных сечения, два из которых имеют два состава.

Сечение 1:

состав 1:

ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС I цепь;  
 ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС II цепь;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками.

Состав 2:

ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС I цепь;  
 ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС II цепь;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Звезда–Искра с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Искра–СвТЭЦ с отпайками.

Сечение 2:

состав 1:

ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС I цепь;  
 ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС II цепь;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Звезда–Свердловская с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Свердловская–СвТЭЦ с отпайками;

состав 2:

ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС I цепь;  
 ВЛ 220 кВ Искра–Среднеуральская ГРЭС II цепь;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Звезда–Искра с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Искра–СвТЭЦ с отпайками.

Сечение 3:

ВЛ 110 кВ Звезда–Свердловская с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Свердловская–СвТЭЦ с отпайками.

Сечение 4:

ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 1 с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ ВИЗ–Петрищевская 2 с отпайками.

Положительное направление перетоков активной мощности по контролируемым сечениям, при котором осуществляется контроль перетоков: от шин 220 кВ Среднеуральской ГРЭС к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Искра, от шин 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская и от шин 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская соответственно.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Искра–ВИЗ–Петрищевская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Искра–ВИЗ–Петрищевская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

7. Контролируемое сечение «Талицкий энергоузел».

Контролируемое сечение «Талицкий энергоузел» в зависимости от схемно-режимной ситуации имеет различный состав.

Выделяются следующие варианты контролируемого сечения:

состав 1:

ВЛ 110 кВ Дубровный–Сухой Лог 1;  
 ВЛ 110 кВ Сирень–Черданцы с отпайкой на ПС Валовая 2;  
 ВЛ 110 кВ Ница–Черново с отпайками 3;  
 ВЛ 110 кВ Сирень–Ялунино с отпайкой на ПС Валовая 4;

состав 2:

ВЛ 110 кВ Камышлов–Трифаново с отпайками 5;  
 ВЛ 110 кВ Сирень–Черданцы с отпайкой на ПС Валовая 2;  
 ВЛ 110 кВ Ница–Черново с отпайками 3;  
 ВЛ 110 кВ Камышлов–Раздолье с отпайкой на ПС Пролетарская 6.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

- ПС 220 кВ Сирень;
- ПС 220 кВ Ница;
- ПС 110 кВ Дубровный;
- ПС 110 кВ Камышлов.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока в нормальной схеме: от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сирень, от шин 110 кВ ПС 220 кВ Ница, от шин 110 кВ ПС 110 кВ Дубровный, от шин 110 кВ ПС 110 кВ Камышлов.

Сечение контролируется в соответствии с «Постоянно действующими оперативными указаниями диспетчеру Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ по Восточному энергорайону».

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Талицкий энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Талицкий энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Примечания к составу контролируемого сечения:

- 1) при ремонтах ВЛ 110 кВ Дубровный–Еланская или ВЛ 110 кВ Еланская–Камышлов с отпайкой на ПС Тонус исключается из сечения;
- 2) при ремонтах ВЛ транзита 110 кВ Черданцы–Юшала исключается из сечения;
- 3) при ремонтах ВЛ 110 кВ Краснополянск–Черново или ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск–Шаламово–Маян исключается из сечения;
- 4) при ремонте ВЛ 110 кВ Камышлов–Ялунино исключается из сечения;
- 5) при ремонте ВЛ 110 кВ Светофор–Трифаново исключается из сечения;
- 6) при ремонтах ВЛ 110 кВ транзита Раздолье–Луч–Светофор исключается из сечения.

8. Контролируемое сечение «АТГ Тагил».

Контролируемое сечение «АТГ Тагил» состоит из следующих элементов:

- АТГ3 ПС 500 кВ Тагил;
- АТГ4 ПС 500 кВ Тагил.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

- ПС 500 кВ Тагил.

Положительное направление перетока активной мощности по АТГ 3 и АТГ 4 ПС 500 кВ Тагил, при котором осуществляется контроль перетока: к шинам 220 кВ ПС 500 кВ Тагил.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «АТГ Тагил» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «АТГ Тагил» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

9. Контролируемое сечение «Полевской энергоузел».

Контролируемое сечение «Полевской энергоузел» состоит из следующих элементов:

ВЛ 220 кВ Малахит–Южная;

ВЛ 110 кВ Гвоздика–Южная с отпайкой на ПС Горный щит 1;

ВЛ 110 кВ Полевская–Южная с отпайками;

ВЛ 110 кВ Дегтярка–Первоуральская 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Дегтярка–Первоуральская 2 с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 500 кВ Южная;

ПС 220 кВ Первоуральская.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ и шин 110 кВ ПС 500 кВ Южная и от шин 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Полевской энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Полевской энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Примечание к составу контролируемого сечения:

при ремонте ВЛ 110 кВ Гвоздика–Полевская исключается из сечения.

10. Контролируемое сечение «Красноуфимская–Михайловская–Первоуральская».

Контролируемое сечение «Красноуфимская–Михайловская–Первоуральская» состоит из следующих элементов:

ВЛ 110 кВ Дидино–Первоуральская;

ВЛ 110 кВ Н. Серги–Первоуральская с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 220 кВ Первоуральская.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Красноуфимская–Михайловская–Первоуральская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Красноуфимская–Михайловская–Первоуральская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Примечания:

1) при ремонте ВЛ 110 кВ Дидино–Михайловская с отпайками на ПС Дружинино, ПС Лазоревская, ПС Бисерть, ПС Подъемная, ПС Росинка исключается из сечения ВЛ 110 кВ Дидино–Первоуральская;

2) при ремонте ВЛ 110 кВ Михайловская–Н. Серги с отпайками на ПС Росинка, ПС Подъемная исключается из сечения ВЛ 110 кВ Н. Серги–Первоуральская с отпайками на ПС Атиг, ПС Лазоревская.

11. Контролируемое сечение «Восточный энергоузел».

Контролируемое сечение «Восточный энергоузел» состоит из следующих элементов:

- ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Сирень;
- ВЛ 110 кВ Асбест–Знаменская;
- ВЛ 110 кВ БАЭС–Изоденово с отпайкой на ПС Белоречка;
- ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками на ПС Белоречка, ПС Чайка;
- ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 2 с отпайками.

В зависимости от схемно-режимной ситуации контролируемое сечение «Восточный энергоузел» имеет различный состав:

состав 1:

- ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Сирень;
- ВЛ 110 кВ Асбест–Знаменская;
- ВЛ 110 кВ БАЭС–Изоденово с отпайкой на ПС Белоречка;
- ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками;

состав 2:

- ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС–Сирень;
- ВЛ 110 кВ Асбест–Знаменская;
- ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 2 с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

- Рефтинская ГРЭС;
- Белоярская АЭС;
- ПС 110 кВ Асбест;
- ПС 110 кВ Фарфорова.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ Рефтинской ГРЭС, от шин 110 кВ Белоярской АЭС, от шин 110 кВ ПС 110 кВ Асбест и от шин 110 кВ ПС 110 кВ Фарфорова.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Восточный энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Восточный энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Примечания к составу контролируемого сечения:

- 1) при ремонтах ВЛ 110 кВ Знаменская–238 км или ВЛ 110 кВ Сухой Лог–238 км исключается из сечения;
- 2) при ремонте ВЛ 110 кВ Изоденово–Фарфорова исключается из сечения;
- 3) при ремонте ВЛ 110 кВ Кортогуз–Фарфорова с отпайкой на ПС Чайка исключается из сечения;
- 4) при одностороннем отключении на ПС 110 кВ Сухой Лог ВЛ 110 кВ Сухой Лог–Фарфорова 1(2) с отпайками исключается из сечения.



12. Контролируемое сечение «Емелино–Южная и Южная–Первоуральская 1, 2».

Контролируемое сечение «Емелино–Южная и Южная–Первоуральская 1, 2» состоит из следующих элементов:

ВЛ 500 кВ Емелино–Южная;

ВЛ 220 кВ Первоуральская–Южная I цепь;

ВЛ 220 кВ Первоуральская–Южная II цепь с отпайкой на АТЗ ПС Первоуральская.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 500 кВ Южная.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 500 кВ и шин 220 кВ ПС 500 кВ Южная соответственно.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Емелино–Южная и Южная–Первоуральская 1, 2» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Емелино–Южная и Южная–Первоуральская 1, 2» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

13. Контролируемое сечение «Емелино–Южная и Емелино–Первоуральская 1, 2».

Контролируемое сечение «Емелино–Южная и Емелино–Первоуральская 1, 2» состоит из следующих элементов:

ВЛ 500 кВ Емелино–Южная;

ВЛ 220 кВ Емелино–Первоуральская 1 с отпайкой на ПС Дружинино;

ВЛ 220 кВ Емелино–Первоуральская 2.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 500 кВ Южная;

ПС 220 кВ Первоуральская.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 500 кВ ПС 500 кВ Южная и шин 220 кВ ПС 220 кВ Первоуральская.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Емелино–Южная и Емелино–Первоуральская 1, 2» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Емелино–Южная и Емелино–Первоуральская 1, 2» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

14. Контролируемое сечение «Качканарский энергоузел».

Состав контролируемого сечения «Качканарский энергоузел» различен в зависимости от схемно-режимной ситуации в Качканарском энергоузле. Выделяются следующие варианты контролируемого сечения:

сечение 1:

ВЛ 220 кВ Цемент–Качканар;

ВЛ 220 кВ Качканар–Янтарь;

ВЛ 220 кВ Качканар–Острая;  
 ВЛ 110 кВ Гранит–Качканар с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Качканар–Промысла с отпайками;  
 сечение 2:

ВЛ 220 кВ Калино–Цемент;  
 ВЛ 220 кВ Качканар–Янтарь;  
 ВЛ 220 кВ Качканар–Острая;  
 ВЛ 110 кВ Гранит–Качканар с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Качканар–Промысла с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Чусовая–Цемент 2;

сечение 3:

ВЛ 220 кВ Калино–Цемент;  
 ВЛ 220 кВ Качканар–Янтарь;  
 ВЛ 220 кВ Качканар–Острая;  
 ВЛ 110 кВ Гранит–Качканар с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ В.Тура–Сверхглубокая с отпайкой на ПС Ролик;  
 ВЛ 110 кВ Чусовая–Цемент 2.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 500 кВ Калино;  
 ПС 220 кВ Качканар;  
 ПС 220 кВ Цемент;  
 ПС 110 кВ В. Тура.

Положительное направление перетока активной мощности по сечениям, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Калино к шинам ПС 220 кВ Качканар, к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Цемент и от шин 110 кВ ПС 110 кВ В. Тура.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Качканарский энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Качканарский энергоузел» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Примечания к составу контролируемого сечения:

1) при ремонте ВЛ транзита 110 кВ Промысла–Теплая Гора–Бисер–Европейская–Чекмень–Азиатская–Сверхглубокая–В. Тура и разомкнутом транзите 110 кВ Цемент–Бисер исключается из сечения;

2) при ремонте ВЛ транзита 110 кВ Бисер–Европейская–Чекмень–Азиатская–Сверхглубокая–В. Тура исключается из сечения;

3) при ремонте ВЛ 110 кВ Гранит–Уральская исключается из сечения.

15. Контролируемое сечение «Южная–Сибирская–НСТЭЦ»

Контролируемое сечение «Южная–Сибирская–НСТЭЦ» состоит из следующих элементов:

ВЛ 110 кВ Весна–Ново–Свердловская ТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная;  
 ВЛ 110 кВ Ново–Свердловская ТЭЦ–Сибирская.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

**Ново-Свердловская ТЭЦ.**

Положительное направление перетока активной мощности, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Южная–Сибирская–НСТЭЦ» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Южная–Сибирская–НСТЭЦ» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

**Примечание:**

при ремонте ВЛ 110 кВ Весна-Сибирская исключается из сечения.

**16. Контролируемое сечение «Первоуральская–Дегтярка».**

Контролируемое сечение «Первоуральская–Дегтярка» состоит из следующих элементов:

ВЛ 110 кВ Дегтярка–Первоуральская 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Дегтярка–Первоуральская 2 с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Первоуральская.

Положительное направление перетока активной мощности, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 110 кВ ПС 220кВ Первоуральская.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Первоуральская–Дегтярка» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Первоуральская–Дегтярка» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

**17. Контролируемое сечение «Район НСТЭЦ–Калининская–Южная».**

Контролируемое сечение «Район НСТЭЦ–Калининская–Южная» состоит из следующих элементов:

ВЛ 110 кВ Весна–Ново-Свердловская ТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная;

ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ–Сибирская;

ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская 2 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Сибирская–Южная 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Сибирская–Южная 2 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Сибирская–Южная 3 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Чкаловская–Южная с отпайками;

ВЛ 110 кВ Н.Исетская–Южная 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Н.Исетская–Южная 2 с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

ПС 500 кВ Южная;

ПС 220 кВ Калининская;

Ново-Свердловская ТЭЦ.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 110 кВ ПС 500 кВ Южная, от шин 110 кВ ПС 220 кВ Калининская, от шин 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ.

Сечение контролируется в соответствии с «Постоянно действующими оперативными указаниями диспетчеру Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ по обеспечению надёжного электроснабжения энергорайона, ограниченного сечением «Южная–Сибирская–НСТЭЦ».

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Район НСТЭЦ–Калининская–Южная» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Район НСТЭЦ–Калининская–Южная» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

#### 18. Контролируемое сечение «Калининская–Сибирская».

Контролируемое сечение «Калининская–Сибирская» состоит из следующих элементов:

ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Калининская–Сибирская 2 с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Калининская.

Положительное направление перетока активной мощности по сечению, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 110 кВ ПС 220 кВ Калининская.

Сечение контролируется в соответствии с «Постоянно действующими оперативными указаниями диспетчеру Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ по обеспечению надёжного электроснабжения энергорайона, ограниченного сечением «Южная–Сибирская–НСТЭЦ».

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Калининская–Сибирская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Калининская–Сибирская» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

#### 19. Контролируемое сечение «Первоуральская–Хромпик–СУГРЭС».

Контролируемое сечение «Первоуральская–Хромпик–СУГРЭС» в зависимости от схемно-режимной ситуации имеет различный состав.

Выделяются следующие варианты контролируемого сечения:

сечение 1:

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС–Хромпик I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС–Хромпик II цепь с отпайками;

сечение 2:

ВЛ 110 кВ Первоуральская–Хромпик 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Первоуральская–Хромпик 2 с отпайками;

сечение 3:

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС–Хромпик I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС–Хромпик II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Первоуральская–Хромпик 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Первоуральская–Хромпик 2 с отпайками.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

Среднеуральская ГРЭС;  
ПС 220 кВ Первоуральская.

Положительное направление перетока активной мощности по сечениям, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 110 кВ Среднеуральской ГРЭС и от шин 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская.

Контроль перетока мощности в контролируемом сечении «Первоуральская–Хромпик–СУГРЭС» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Регулирование перетока мощности в контролируемом сечении «Первоуральская–Хромпик–СУГРЭС» осуществляет диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.

Примечание:

при одностороннем отключении одной из ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Хромпик данная ВЛ 110 кВ исключается из состава сечения.

Приложение № 15  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской области  
на 2016–2020 годы и на перспективу  
до 2025 года

**Перечень мероприятий (объектов реконструкции, нового строительства, а также устройств противоаварийной автоматики), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области\***

№ строки	Мероприятие	Назначение мероприятия	Технические характеристики	Срок ввода	Ориентировочная сметная стоимость без НДС (млн. рублей)	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	Мероприятия по электросетевому строительству, необходимые для обеспечения выдачи мощности электрических станций**					
2.	Серовская ГРЭС					
3.	Установка АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА	обеспечение выдачи мощности 2-х ПГУ-420 Серовской ГРЭС	250 МВА	2015 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС
4.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Краснотурьинск – Сосьва на Серовскую ГРЭС	обеспечение выдачи мощности 2-х ПГУ-420 Серовской ГРЭС	48,348 км	2015 год	420,50	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
5.	ТЭЦ Академическая					
6.	Сооружение шлейфовых заходов на РУ 110 кВ ТЭЦ Академическая ВЛ 110 кВ Академическая – Южная с отпайкой на ПС Овощная и ВЛ 110 кВ Петрищевская – Южная с отпайкой на ПС Овощная	обеспечение выдачи мощности ПГУ-230 ТЭЦ Академическая	2х0,955 км 2х0,97 км	2015–2016 годы	294,20	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
7.	Реконструкция ПС 110 кВ ВИЗ (замена ВЧ-заградителей на ПС 110 кВ ВИЗ по условиям электродинамической стойкости)	обеспечение выдачи мощности ПГУ-230 ТЭЦ Академическая	–	2015 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
8.	Верхнетагильская ГРЭС					
9.	Установка АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА на Верхнетагильской ГРЭС	обеспечение выдачи мощности ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС; повышение динамической устойчивости генераторов Верхнетагильской ГРЭС	250 МВА	2015 год	563,45	филиал «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»
10.	Нижнетуринская ГРЭС					
11.	Замена на ПС 220 кВ Острая ТТ (I <sub>ном</sub> =600 А) на ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС – Тагил I цепь с отпайкой на ПС Острая и ВЛ 220 кВ Качканар – Острая на ТТ с I <sub>ном</sub> ≥ 1000А	обеспечение выдачи мощности 2-х ПГУ-230 Нижнетуринской ГРЭС	I <sub>ном</sub> ≥ 1000А	2015 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
12.	Замена на ПС 220 кВ Янтарь ТТ (I <sub>ном</sub> =600 А) на ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС – Янтарь, ВЛ 220 кВ Качканар – Янтарь на ТТ с I <sub>ном</sub> ≥ 1000А	обеспечение выдачи мощности 2-х ПГУ-230 Нижнетуринской ГРЭС	I <sub>ном</sub> ≥ 1000А	2015 год	уточняется проектом	ФГУП «КЭХП» (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала)
13.	Мероприятия, необходимые для подключения новых потребителей (основной и региональный прогнозы)					
14.	Электроснабжение нового производства ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод» II этап					

1	2	3	4	5	6	7
15.	Реконструкция ВЛ 220 кВ Окунево – Рефтинская ГРЭС I, II цепь с заменой провода АС-300 (1,3 км) на провод АС-400 или аналогичный по ДТН	реализация технологического присоединения для новых производственных мощностей ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод» (II этапа ТУ на ТП)	1,3 км	2015 год	28,01	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»- МЭС Урала
16.	Электроснабжение нового производства ООО «ПроЛайм»					
17.	Строительство ПС 110 кВ Звёздная	реализация технологического присоединения для новых мощностей завода по производству извести ООО «ПроЛайм»	2x10 МВА, 2x15 км	2015 год	244,98	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
18.	Установка на ПС 110 кВ Звёздная АОСН с действием на ОН	реализация технологического присоединения для новых мощностей завода по производству извести ООО «ПроЛайм»	–	2015 год		филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
19.	Электроснабжение новых потребителей города Екатеринбурга и пригорода					
20.	Строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух АТ номинальной мощностью 250 МВА	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2x250 МВА	2017 год	1542,80	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
21.	Заходы ВЛ 220 Ново-Свердловская ТЭЦ – Южная на ПС 220 кВ Надежда	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2x6,2 км	2017 год	193,70	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
22.	Заходы ВЛ 110 кВ Сибирская–Южная 1,2,3; ВЛ 110 кВ Сибирская–Чкаловская; ВЛ 110 кВ Сибирская–Авиатор на ПС 220 кВ Надежда	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	0,25 км; 1,29 км; 0,57 км	2017 год	108,00	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
23.	Перезавод ВЛ 110 кВ Арена – Сибирская на ПС 220 кВ Надежда с образованием ВЛ 110 кВ Арена – Надежда	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	1,0 км	2017 год	56,31	ОАО «ЕЭСК»
24.	Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2x40 МВА	2019 год	456,00	ОАО «ЕЭСК»
25.	Установка на Среднеуральской ГРЭС АОПО ВЛ 110 кВ Свердловская – Среднеуральская ГРЭС I и II цепь с отпайками с действием на перевод ТГ-7 Среднеуральской ГРЭС	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	–	2015 год	уточняется проектом	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»
26.	Установка на ПС 220 кВ Искра АОПО ВЛ 110 кВ ВИЗ – Искра 1 и ВЛ 110 кВ ВИЗ – Искра 2, 3 с отпайкой на ПС Лента с действием на деление сети	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	–	2016 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
27.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 1, 2 с отпайками с организацией шлейфового захода на ПС 110 кВ Кировская от ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 2 и с заменой провода ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская на провод АС-240	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	7,6 км	2015 год	44,50	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
28.	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик	обеспечение возможности технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2x40 МВА	2022 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
29.	Строительство ПС 110 кВ Островская	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2x40 МВА	2021 год	879,00	ОАО «ЕЭСК»
30.	Реконструкция ПС 110 кВ Овощная с установкой второго трансформатора	обеспечение возможности технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	10 МВА	2019 год	276,00	ОАО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	6	7
31.	Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная	обеспечение возможности технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2x25 МВА	2022 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
32.	Электроснабжение объектов программы малоэтажного строительства города Екатеринбурга					
33.	Реконструкция ПС 35 кВ Нива (надстройка 110 кВ) с реконструкцией ПС 35 кВ Полевая	реализация технологического присоединения для электроснабжения объектов жилой застройки в районе «Истокский»	2x40 МВА, 7,5+7 км	2016–2018 годы	798,00	ОАО «ЕЭСК»
34.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на 110 кВ	реализация технологического присоединения для электроснабжения объектов жилой застройки в районе «Истокский»	7 км	2016–2018 годы	60,56	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
35.	Электроснабжение потребителей ООО «Белокаменные копии»					
36.	Строительство ПС 110 кВ Копи	реализация технологического присоединения для новых производственных мощностей промплощадки ООО «Белокаменные копии»	1x2,5 МВА	2015 год	уточняется проектом	ООО «Белокаменные копии»
37.	Установка на ПС 110 кВ Асбест АОПО ВЛ 110 кВ Асбест – Знаменская с действием по каналам УПАСК на ОН	реализация технологического присоединения для новых производственных мощностей промплощадки ООО «Белокаменные копии»	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
38.	Электроснабжение нового производства ОАО «Уральский трубный завод»					
39.	Строительство ПС 220 кВ Уралтрубпром с ВЛ 220 кВ Емелино – Уралтрубпром 1, 2	реализация технологического присоединения для электроснабжения новых производственных мощностей ОАО «Уральский трубный завод»	2x80 МВА, 2x50 км	2018 год	2840,00	ОАО «Уральский трубный завод»
40.	Электроснабжение потребителей ЗАО УК «Инновационно-технологический парк «Техноград»					
41.	Замена на ПС 500 кВ Южная ошиновки на ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками, выполненной проводом марки АС-95/27 на провод марки не менее АС-150 или аналогичный по ДТН	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ЗАО УК «Инновационно-технологический парк «Техноград»	АСПТ – 95	2015 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
42.	Установка на ПС 500 кВ Южная АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная с отпайками и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками с действием на ОН по каналам УПАСК	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ЗАО УК «Инновационно-технологический парк «Техноград»	–	2015 год	19,50	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
43.	Электроснабжение новых потребителей п.г.т. Верхняя Сысерть, пос. Щелкун, города Полевского					
44.	Реконструкция ПС 35 кВ Верхняя Сысерть с переводом на 110 кВ	реализация технологических присоединений для электроснабжения потребителей в районе п.г.т. Верхняя Сысерть и п. Щелкун	3 км 2x16 МВА	2015–2017 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
45.	Реконструкция ПС 110 кВ Полевская	реализация технологических присоединений для электроснабжения потребителей в районе города Полевского	2x40 МВА	2017–2020 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
46.	Электроснабжение потребителей ООО «ЕВРАЗ КГОК»					
47.	Модернизация на ПС 220 кВ Качканар АОПО 110 кВ (установка УПАСК ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 5 и ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 6)	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «ЕВРАЗ КГОК»	–	2015–2021 годы	16,81	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
48.	Электроснабжение новых потребителей города Верхняя Пышма и пригорода					
49.	Строительство ПС 110 кВ Кемпинг	электроснабжение перспективной жилой застройки в юго-западной части города Верхняя Пышма	2x10 МВА, 2x4 км	2018 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
50.	Электроснабжение ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина»					



1	2	3	4	5	6	7
51.	Строительство ПС 220 кВ Титановая Долина с заходом ВЛ 220 кВ Первомайская – Салда I(II) цепь	электроснабжение потребителей ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	2x125 МВА, 2x2 км	2019 год	2720,00	ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина»
52.	Объекты реконструкции					
53.	Реконструкция ПС 110 кВ Чкаловская с сооружением ПС 110 кВ Чкаловская-2	исполнение требований Центра государственного санитарно-эпидемиологического надзора в Чкаловском районе города Екатеринбурга о необходимости снижения шумового фона в жилом квартале Чкаловского района	2x40 МВА	2021 год	428,00	ОАО «ЕЭСК»
54.	Реконструкция ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Свердловская 1, 2 с отпайками	изменение конфигурации сети 110 кВ в районе города Среднеуральска с ликвидацией участков ВЛ на деревянных опорах, имеющих высокую степень загнивания	0,548 км	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
55.	Мероприятия, необходимые для исключения схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений					
56.	Юго-Западный энергорайон					
57.	Установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 110 кВ Михайловская	исключение рисков ввода ГАО в Юго-Западном энергоузле	–	2017 год	6,60	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
58.	Установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 110 кВ Михайловская	исключение рисков ввода ГАО в Юго-Западном энергоузле	–	2017 год	6,60	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
59.	Восточный энергорайон					
60.	Реконструкция транзита 110 кВ Асбест – Знаменская – 238 км – Сухой Лог с заменой провода на провод АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	43 км	2017 год	213,00	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
61.	Замена на ПС 110 кВ Знаменская ошиновки ВЛ 110 кВ Асбест – Знаменская и ВЛ 110 кВ 238 км – Знаменская марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	АС-240	2017 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
62.	Замена на ПС 110 кВ 238км ошиновки ВЛ 110 кВ 238 км-Знаменская и ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	АС-240	2017 год	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»
63.	Замена на ПС 110 кВ Сухой Лог ошиновки ВЛ 110 кВ 238км – Сухой Лог марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	АС-240	2017 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
64.	Модернизация на Белоярской АЭС АРЛ ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС – Измоденово с отпайкой на ПС Белоречка и АРЛ ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС – Кортогуз с отпайками с увеличением объемов УВ на ОН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2016 год	уточняется проектом	филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»
65.	Установка на ПС 110 кВ Еланская АОСН с действием на ОН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
66.	Установка на ПС 110 кВ Поклевская АОСН с действием на ОН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
67.	Установка на ПС 220 кВ Сирень АОСН с действием на ОН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
68.	Установка на ПС 110 кВ Дубровный АОСН с действием на ОН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»
69.	Установка на ПС 110 кВ Юшала АОСН с действием на деление сети	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
70.	Установка на ПС 110 Камышлов АОСН с действием на деление сети и ОН	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
71.	Установка на ПС 110 кВ Маян АОСН с действием на ОН и деление сети	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»
72.	Установка на ПС 110 кВ Двинка АВР на СВ 110 кВ	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
73.	Установка на ПС 110 кВ Зарница АВР на СВ 110 кВ	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»
74.	Установка на ПС 110 кВ Кармак АВР на СВ 110 кВ	исключение рисков ввода ГАО в Восточном энергорайоне	–	2015 год	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»
75.	Качканарский энергорайон					
76.	Реконструкция ПС 220 кВ Острая с заменой ТТ на ВЛ 220 кВ Нижнетуриная ГРЭС – Тагил I цепь с отпайкой на ПС Острая и ВЛ 220 кВ Качканар – Острая	исключение рисков ввода ГАО в Качканарском энергорайоне (мероприятия по обеспечению выдачи мощности 2-х ПГУ-230 Нижнетуриной ГРЭС)	$I_{ном} \geq 1000A$	2015 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
77.	Реконструкция ПС 220 кВ Янтарь с заменой ТТ на ВЛ 220 кВ Нижнетуриная ГРЭС – Янтарь, ВЛ 220 кВ Качканар – Янтарь	исключение рисков ввода ГАО в Качканарском энергорайоне (мероприятия по обеспечению выдачи мощности 2-х ПГУ-230 Нижнетуриной ГРЭС)	$I_{ном} \geq 1000A$	2015 год	уточняется проектом	ФГУП «КЭХП» (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала)
78.	Энергорайон ПС 220 кВ Салда					
79.	Установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1, 2 с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Салда	–	2017 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
80.	Энергорайон ПС 220 кВ Первоуральская					
81.	Установка устройства ПА на ПС 220 кВ Первоуральская, действующего по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ОН в районе ПС 220 кВ Первоуральская	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская	–	2017 год	33,88	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
82.	Установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 с действием на ОН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская	–	2017 год		филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
83.	Энергорайон ПС 110 кВ Хромпик					
84.	Установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО ВЛ 110 кВ Первоуральская–Хромпик 1 и 2 с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 110 кВ Хромпик	–	2017 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
85.	Энергорайоны ПС 220 кВ Первоуральская и ПС 110 кВ Хромпик					
86.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками с заменой провода на провод АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская и ПС 110 кВ Хромпик	2x5,04 км; 2x4,49 км	2016 год	107,90	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
87.	Замена на Среднеуральской ГРЭС ВЧ-заградителей ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками номинальным током 500 А на ВЧ-заградители с номинальным током не менее 1000 А	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская и ПС 110 кВ Хромпик	$I_{ном} \geq 1000A$	2016 год	уточняется проектом	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»
88.	Установка на Среднеуральской ГРЭС АОПО ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская и ПС 110 кВ Хромпик	–	2015 год	уточняется проектом	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»
89.	Энергорайон ПС 110 кВ Сибирская					
90.	Модернизация на ПС 110 кВ Сибирская АОПО ВЛ 110 кВ НСТЭЦ – Сибирская и АОПО ВЛ 110 кВ Весна – Сибирская с отпайкой на ПС Панельная с увеличением объема управляющих воздействий на ОН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 110 кВ Сибирская	–	2015 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
91.	Модернизация на ПС 110 кВ Сибирская АОПО ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 1(2) с отпайками с увеличением объема управляющих воздействий на ОН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 110 кВ Сибирская	–	2015 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
92.	Энергорайон ПС 110 кВ Черноисточинск					
93.	Установка на ВТГРЭС АОПО ВЛ 110 кВ ВТГРЭС – НЦЗ и ВЛ 110 кВ ВТГРЭС – Карпушиха с действием на ОН в районе ПС 110 кВ Черноисточинск	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 110 кВ Черноисточинск	–	2016–2017 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», филиал «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»
94.	Объекты и новые устройства ПА, предусмотренные в проектной документации «Технико-экономическое обоснование реконструкции системы противоаварийной автоматики в Восточном энергорайоне операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ»					
95.	Установка на ПС 220 кВ Ница АЛАР ВЛ 110 кВ Ница – Туринск с отпайками	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
96.	Модернизация на ПС 220 кВ Сирень АЛАР ВЛ 110 кВ Сирень – Черданцы с отпайкой на ПС Валовая с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
97.	Модернизация на ПС 220 кВ Тавда АЛАР ВЛ 110 кВ Азанка – Тавда с отпайкой на ПС Карьер с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
98.	Модернизация на ПС 220 кВ Тавда АЛАР ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
99.	Модернизация на ПС 220 кВ Тавда АЛАР ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда 2 с отпайками с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
100.	Установка на ПС 110 кВ Кармак АЛАР ВЛ 110 кВ Кармак – Юшала с отпайкой на ПС Линейная	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – Филиал ОАО «РЖД»

1	2	3	4	5	6	7
101.	Установка на ПС 110 кВ Кармак АЛАР ВЛ 110 кВ Кармак – Тугулым	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – Филиал ОАО «РЖД»
102.	Модернизация на ПС 110 кВ Маян АЛАР ВЛ 110 кВ Маян – Чупино с отпайками с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – Филиал ОАО «РЖД»
103.	Модернизация на ПС 110 кВ Маян АЛАР ВЛ 110 кВ Маян – Парус с отпайкой на ПС Троицкая с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	Свердловская железная дорога – Филиал ОАО «РЖД»
104.	Установка на Рефтинской ГРЭС АЛАР блоков № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»
105.	Модернизация на Белоярской АЭС АЛАР ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Ново-Свердловская ТЭЦ с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2017 год	уточняется проектом	филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»
106.	Модернизация на Белоярской АЭС АЛАР ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2017 год	уточняется проектом	филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»
107.	Установка на ПС 110 кВ Бутка АОСН с действием на ОН	обеспечение допустимых уровней напряжения	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
108.	Установка на ПС 110 кВ Истоур АОСН с действием на ОН	обеспечение допустимых уровней напряжения	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
109.	Установка на ПС 110 кВ Камышлов АОПО ВЛ 110 кВ Камышлов – Ялунино	повышение пропускной способности	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
110.	Установка на ПС 110 кВ Красная Слобода АЛАР ВЛ 110 кВ Двинка – Красная Слобода	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
111.	Установка на ПС 110 кВ Красная Слобода АЛАР ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск с заходом на ПС Баженово	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
112.	Модернизация на ПС 110 кВ Красная Слобода АЛАР ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Устье с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
113.	Модернизация на ПС 110 кВ Красная Слобода АВР ПС 110 кВ Красная Слобода	повышение надежности электроснабжения существующих потребителей	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
114.	Модернизация на ПС 110 кВ Сухой Лог АОПО ВЛ 110 кВ 238км – Сухой Лог с заменой на микропроцессорные устройства	повышение пропускной способности	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
115.	Установка на ПС 110 кВ Сухой Лог АОПО ВЛ 110 кВ Дубровный – Сухой Лог	повышение пропускной способности	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
116.	Модернизация на ПС 110 кВ Туринск АВР СВ 110 кВ	повышение надежности электроснабжения существующих потребителей	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
117.	Модернизация на ПС 110 кВ Туринск АОПО ВЛ 110 кВ Азанка – Туринск	повышение пропускной способности	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
118.	Установка на ПС 110 кВ Туринск АЛАР ВЛ 110 кВ Ница – Туринск с отпайками	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
119.	Модернизация на ПС 110 кВ Туринск АЛАР ВЛ 110 кВ Азанка – Туринск с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
120.	Установка на ПС 110 кВ Фарфоровая АОПО ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Фарфоровая 2 с отпайками	повышение пропускной способности	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
121.	Установка на ПС 110 кВ Черданцы АОСН с действием на ОН	обеспечение допустимых уровней напряжения	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
122.	Установка на ПС 110 кВ Четкарينو АОСН с действием на ОН	обеспечение допустимых уровней напряжения	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
123.	Установка на ПС 110 кВ Чупино АЛАР ВЛ 110 кВ Балаир – Чупино	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
124.	Модернизация на ПС 110 кВ Юшала АЛАР ВЛ 110 кВ Кармак – Юшала с отпайкой на ПС Линейная с заменой на микропроцессорные устройства	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
125.	Установка на ПС 110 кВ Краснополянск АЛАР ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск с заходом на ПС Баженово	ликвидация возможных асинхронных режимов	–	2020–2025 годы	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

\* С учетом устройств ПА (кроме УПАСК).

\*\* Устройства ПА, необходимые для обеспечения выдачи мощности станции, приведены в соответствующих СВМ, проектной и рабочей документации.

Приложение № 16  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2016-2020 годы и на  
перспективу до 2025 года

**План мероприятий  
по модернизации и созданию новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном  
хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года**

№ строки	Наименование МО	Наименование организации	Наименование инвестиционного проекта	Период реализации	Объем финансирования (млн. рублей) (внебюджетные источники)	Количество создаваемых / модернизированных рабочих мест (штук)							Всего (штук)
						2014 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.	Создаваемые рабочие места												
2.	Электроэнергетика: строительство новых блоков на электрических станциях					1167	418	205	140	420	500	610	3460
3.	МО «город Екатеринбург»	ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»	Строительство ПС 110 кВ «Нива» с реконструкцией ПС 35/10 кВ «Полевая»	2012–2016 годы	889,0			3					3
4.	МО «город Екатеринбург»	ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»	Реконструкция ПС 110 кВ «Сибирская»	2012–2020 годы	465,0							3	3
5.	МО «город Екатеринбург»	ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»	Реконструкция ПС 110 кВ «Чкаловская-2»	2016–2017 годы	428,0				3				3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
6.	МО «город Екатеринбург»	ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»	Строительство ПС 110 кВ «Островская»	2018–2020 годы	879,0						3		3	
7.	Серовский городской округ	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	Реконструкция ПС 110/10 «Ферросплав»	2011–2014 годы	530,0	3							3	
8.	Городской округ Первоуральск	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Полевская	2007–2017 годы	440,0				3				3	
9.	Сысертьский городской округ	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Верхняя Сысерть» с переводом на 110 кВ	2007–2017 годы	536,0				3				3	
10.	МО «город Екатеринбург»	ПАО «Т Плюс»	Строительство ТЭЦ Академическая	2016 год	12 601,0			137					137	
11.	Нижнетуринский городской округ	ПАО «Т Плюс»	Реконструкция Нижнетуринской ГРЭС (ПК-1, ПК-2)	2015 год	20 983,0		126						126	
12.	Белоярский городской округ	ГК «Росатом»	Расширение Белоярской АЭС энергоблоком № 4 с реактором БН-800, III очередь строительства	2014 год	13 2782,3	897							897	
13.	Серовский городской округ	ПАО «ОГК-2»	Объект № 2 (ПГУ-420), территория Серовской ГРЭС	2015 год	20 797,2		44						44	
14.	Серовский городской округ	ПАО «ОГК-2»	Объект № 3 (ПГУ-420), территория Серовской ГРЭС	2017 год	18 730,3				29				29	
15.	Городской округ Верхний Тагил	АО «Интер РАО»	Строительство энергоблока ПГУ-420 на территории Верхнетагильской ГРЭС	2015 год	19 501,7		108						108	
16.	Строительство и реконструкция объектов электросетевого комплекса в перспективе до 2020 года по другим субъектам электроэнергетики: строительство новых и						25	10	25	15	15	15	15	105

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	реконструкция ВЛ и КЛ 110–220кВ общей протяженностью более 230 км; строительство и реконструкция ПС 110–220 кВ (трансформаторной мощностью более 2027 МВА)												
17.	Всего рабочих мест при реализации указанных проектов и мероприятий					925	288	165	53	15	18	18	1482
18.	Сопутствующие рабочие места					242	130	40	87	405	482	592	1978



**Список используемых сокращений**

- А – ампер;  
АВР – автоматическое включение резерва;  
АЛАР – автоматика для ликвидации асинхронного режима;  
АО – акционерное общество;  
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;  
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;  
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 – Верх-Исетский завод;  
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;  
ВЛ – воздушная линия;  
ВНИПИ – Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт;  
ВТГРЭС – Верхнетагильская государственная районная электрическая станция;  
ВЧ – высокочастотный;  
г. – город;  
г.у.т. – грамм условного топлива;  
ГАО – график аварийного ограничения;  
ГК – генерирующая компания;  
Гкал – гигакалория;  
ГВС – горячее водоснабжение;  
ГВО – график временного отключения;  
ГО – городской округ;  
ГОК – горно-обогатительный комбинат;  
ГОСТ – государственный стандарт;  
ГПА–ТЭЦ – газопоршневая мини ТЭЦ;  
ГПП – главная понизительная подстанция;  
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;

д. – деревня;  
ДРСУ – дорожное ремонтно-строительное управление;  
ДТН – допустимая токовая нагрузка;  
ДПМ – договор о предоставлении мощности;  
ЕМУП – Екатеринбургское муниципальное унитарное предприятие;  
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;  
ЕЭС – единая энергетическая система;  
ЕЭСК – Екатеринбургская электросетевая компания;  
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;  
ЖР – жилой район;  
ЗАО – закрытое акционерное общество;  
ИП – инвестиционная программа;  
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;  
кв. – квартал;  
кВ – киловольт;  
кВт – киловатт;  
кВтч – киловатт-час;  
кг.у.т. – килограмм условного топлива;  
КГОК – Качканарский горно-обогатительный комбинат;  
КГУ – когенерационная установка;  
КЗ – короткое замыкание;  
КИТ – коэффициент использования топлива  
КЛ – кабельная линия;  
км – километр;  
конс. – консервация;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КС – контролируемое сечение;  
КСК – Каменская сетевая компания;  
КУМЗ – Каменск-Уральский металлургический завод;  
КЭС – конденсационная электрическая станция;  
ЛЭП – линия электропередач;  
МВА – мегавольтампер;  
МВар – мегавольтампер реактивный;  
МВт – мегаватт;  
МДП – максимально допустимый переток;  
МДОУ – муниципальное дошкольное образовательное учреждение;  
МК – межотраслевой концерн;  
млн. куб. м – миллион кубических метров;  
МЗ – металлургический завод;  
МО – муниципальное образование;  
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;  
МУ – муниципальное учреждение;  
МУОП – муниципальное унитарное объединенное предприятие;

МУП – муниципальное унитарное предприятие;  
МЭС – магистральные электрические сети;  
МЭ РФ – Министерство энергетики Российской Федерации;  
н.д. – нет данных;  
НДС – налог на добавленную стоимость;  
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;  
ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;  
ОН – ограничение нагрузки;  
ООО – общество с ограниченной ответственностью;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии;  
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;  
п.г.т. – посёлок городского типа;  
ПГУ – парогазовая установка;  
ПИР – проектно-изыскательские работы;  
пос. – посёлок;  
ПР – планировочный район;  
ПС – подстанция;  
ПСУ – паросиловая установка;  
р. – река;  
РАО – российское акционерное общество;  
РДУ – региональное диспетчерское управление;  
РефтГРЭС – Рефтинская государственная районная электрическая станция;  
РЖД – Российские железные дороги;  
РП – распределительный пункт;  
РТИ – резиновые технические изделия;  
РУ – распределительное устройство;  
РЭС – районные электрические сети;  
СанПиН – санитарные правила и нормы;  
СБУ – Серово-Богословский узел;  
СВ – секционный выключатель;  
СВМ – схема выдачи мощности;  
СвТЭЦ – Свердловская теплоэлектроцентраль;  
с. – село;

СО – Свердловская область;  
СО ЕЭС – системный оператор Единой энергетической системы;  
СПГ – сжиженный природный газ;  
СПМЭС – Свердловское предприятие магистральных электрических сетей;  
СПП – станции промышленных предприятий;  
СРС – схемно-режимные ситуации;  
ст. – станция;  
СТЗ – Синарский трубный завод;  
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;  
СТК – Свердловская теплоснабжающая компания;  
СТЭЦ – Свердловская ТЭЦ;  
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;  
ТМЗ – турбомоторный завод;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТТ – трансформатор тока;  
ТФУ – теплофикационная установка;  
ТЭБ – топливно-энергетический баланс;  
ТЭР – топливные энергетические ресурсы;  
ТЭС – тепловая электрическая станция;  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
у.е. – условная единица;  
УАЗ – Уральский алюминиевый завод;  
УВ – управляющее воздействие;  
УВЗ – Уралвагонзавод;  
УГМК – Уральская горно-металлургическая компания;  
УЖКХ – управление жилищного и коммунального хозяйства;  
УК – управляющая компания;  
УМП – унитарное муниципальное предприятие;  
УПАСК – устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;  
УрО РАН – Уральское отделение Российской академии наук;  
УрФО – Уральский федеральный округ;  
УрФУ – Уральский федеральный университет;  
УЭХК – Уральский электрохимический комбинат;  
ФГУП – федеральное государственное предприятие;  
ФСК – федеральная сетевая компания;  
ЧМ-2018 – чемпионат мира по футболу в 2018 году;  
ЦГБ – центральная городская больница;  
ЦТП – центральный тепловой пункт;  
ЦЭС – центральная электрическая станция;

ЭПК – экспериментально-производственный комбинат;  
ШР – шунтирующий реактор.