



ПРАВИТЕЛЬСТВО СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

21.05.2014

№ 438-ПП

г. Екатеринбург

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015–2019 годы и на перспективу до 2024 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» Правительство Свердловской области

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на 2015–2019 годы и на перспективу до 2024 года (прилагаются).

2. Признать утратившим силу с 01 января 2015 года постановление Правительства Свердловской области от 30.04.2013 № 540-ПП «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2014–2018 годы и на перспективу до 2023 года» (Собрание законодательства Свердловской области, 2013, № 4-4, ст. 769).

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на Заместителя Председателя Правительства Свердловской области С.М. Зырянова.

4. Настоящее постановление опубликовать на «Официальном интернет-портале правовой информации Свердловской области» (www.pravo.gov66.ru).

Председатель Правительства
Свердловской области



Д.В. Паслер

2

УТВЕРЖДЕНЫ

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»

СХЕМА И ПРОГРАММА

РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СВЕРДЛОВСКОЙ

ОБЛАСТИ НА 2015-2019 ГОДЫ И НА ПЕРСПЕКТИВУ

ДО 2024 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области.....	6
Раздел 2. Общая характеристика региона.....	8
Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области.....	10
Глава 1. Характеристика энергосистемы.....	10
Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций.....	12
Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций.....	15
Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области.....	15
Глава 5. Основные внешние связи энергосистемы Свердловской области.....	16
Глава 6. Средства компенсации реактивной мощности.....	18
Глава 7. Динамика потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Свердловской области.....	18
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 2009-2013 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 теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области.....	30
Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии.....	31
Глава 15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	32
Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга.....	33
Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области.....	38
Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы.....	38
Глава 18. «Узкие места» энергосистемы Свердловской области.....	38
Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса.....	41
Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области.....	43
Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей.....	45
Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области.....	48
Глава 23. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области.....	49
Глава 24. Анализ состояния энергетической безопасности Свердловской области.....	58
Глава 25. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области.....	

области.....	59
Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области.....	65
Глава 26. Основные цели и задачи развития энергетики	65
Глава 27. Прогноз потребления электроэнергии и мощности	66
Глава 28. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области.....	71
Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период.....	82
Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области ...	83
Глава 31. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период с выделением крупных потребителей.....	88
Глава 32. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	91
Глава 33. Потребность электростанций и котельных в топливе	98
Глава 34. Энергообеспечение удалённых территорий и предложения по развитию малой энергетики в Свердловской области	102
Глава 35. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области	106
Глава 36. Объекты, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году и анализ их схем электроснабжения	108
Раздел 6. Основные показатели и результаты реализации программы развития электроэнергетического комплекса Свердловской области	118
Приложение № 1. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области по состоянию на 01 января 2014 года.....	120
Приложение № 2. Характеристика сетевого комплекса по классам напряжения по состоянию на 01 января 2014 года.....	124
Приложение № 3. Характеристика средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2014 года.....	125
Приложение № 4. Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы в в 2008-2010 годах в разрезе энергорайонов, групп потребителей и крупных потребителей.....	126
Приложение № 5. Наиболее крупные потребители электроэнергии в Свердловской энергосистеме.....	131
Приложение № 6. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	132
Приложение № 7. Подробное описание «узких мест» энергосистемы Свердловской области.....	145
Приложение № 8. Расчеты электрических режимов.....	239
Приложение № 9. Анализ схемно-режимных ситуаций и эффективности реализации мероприятий по ликвидации «узких мест» энергосистемы по фактическим показателям.....	312
Приложение № 10. Анализ схемно-режимных ситуаций и эффективности	

реализации мероприятий по ликвидации «узких мест» энергосистемы на перспективный период.....	324
Приложение № 11. Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (основные).....	339
Приложение № 12. Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (дополнительные).....	340
Приложение № 13. Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области.....	342
Приложение № 14. Объемы и структура дополнительных вводов, а также модернизации и реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с низкой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области.....	343
Приложение № 15. Перечень объектов реконструкции и нового строительства, а также устройств противоаварийной автоматики, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	344
Приложение № 16. Основной реестр электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году.....	356
Приложение № 17. Анализ загрузки центров питания, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году.....	358
Приложение № 18. Перечень объектов электроэнергетической инфраструктуры, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, с указанием этапности ввода мощности и общим объемом финансирования.....	359
Приложение № 19. Перечень объектов электроэнергетической инфраструктуры, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году с указанием распределения по источникам финансирования.....	360
Приложение № 20. Существующая и перспективная схема потокораспределения Екатеринбургского энергоузла на 2018 год (максимум лето и максимум зима) в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.....	361
Перечень используемых сокращений.....	365

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

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 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) Схему и программу развития ЕЭС России (проект), утвержденную в установленном порядке в предшествующий период;
- 4) схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на 2014-2018 годы и на перспективу до 2023 года, утвержденные постановлением Правительства Свердловской области от 30.04.2013 № 540-ПП;
- 5) утвержденные в установленном порядке 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 августа 2011 года № 36-ОЗ;
- 7) схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями;
- 8) схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями;
- 9) схемы теплоснабжения муниципальных образований в 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) Стратегию социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года, одобренную постановлением Правительства Свердловской области от 27.08.2008 № 873-ПП;

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 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года должны использоваться в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

Основной целью разработки схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 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 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 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 при формировании политики в сфере электроэнергетики Свердловской области;

4) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.

Раздел 2. Общая характеристика региона

Свердловская область находится внутри Евразийского континента в четвертом часовом поясе на стыке двух частей света – Европы и Азии, в пределах Уральского горного хребта – Северного и Среднего Урала, а также Восточно-Европейской и Западно-Сибирской равнин. Протяженность территории с запада на восток – около 560 километров, с севера на юг – около 660 километров. Площадь территории Свердловской области составляет 194,3 тыс. квадратных километров. По территории 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 АО, на востоке – с Тюменской областью.

Климат 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 2014 года составила 4 320 тыс. 677 человек. 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 (1 445,7 тыс. человек), Нижний Тагил (360,7 тыс. человек), Каменск-Уральский (173,3 тыс. человек), Первоуральск (149,6 тыс. человек), Серов (107,2 тыс. человек).

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-Артёмовском, Каменск-Уральском, Полевском (рисунок 1).

Промышленность Свердловской области представлена преимущественно обрабатывающим производством, на долю которого в 2013 году пришлось более 80 процентов от объема промышленного производства на территории области и 38,2 процента от объема производства в обрабатывающем производстве Уральского федерального округа. Профилирующие производства – металлургическое (черная и цветная металлургия), производство машин и оборудования – обладают высокой фондо- и материалоемкостью с высокой зависимостью от конъюнктуры сырьевых рынков. Добыча полезных ископаемых представлена добычей железных и медных руд, бокситов, асбеста.

На 01 января 2014 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.м в год. Гидроэнергоресурсы представлены в основном малыми реками. Гидропотенциал

оценивается в 300 МВт. На территории Свердловской области располагаются существенные запасы торфа (более 3 млрд. т.у.т.). В 1985 году был достигнут максимальный уровень добычи торфа, который составил 3,5 млн.т. Добыча торфа и его использование на топливные нужды на протяжении длительного периода сокращались.

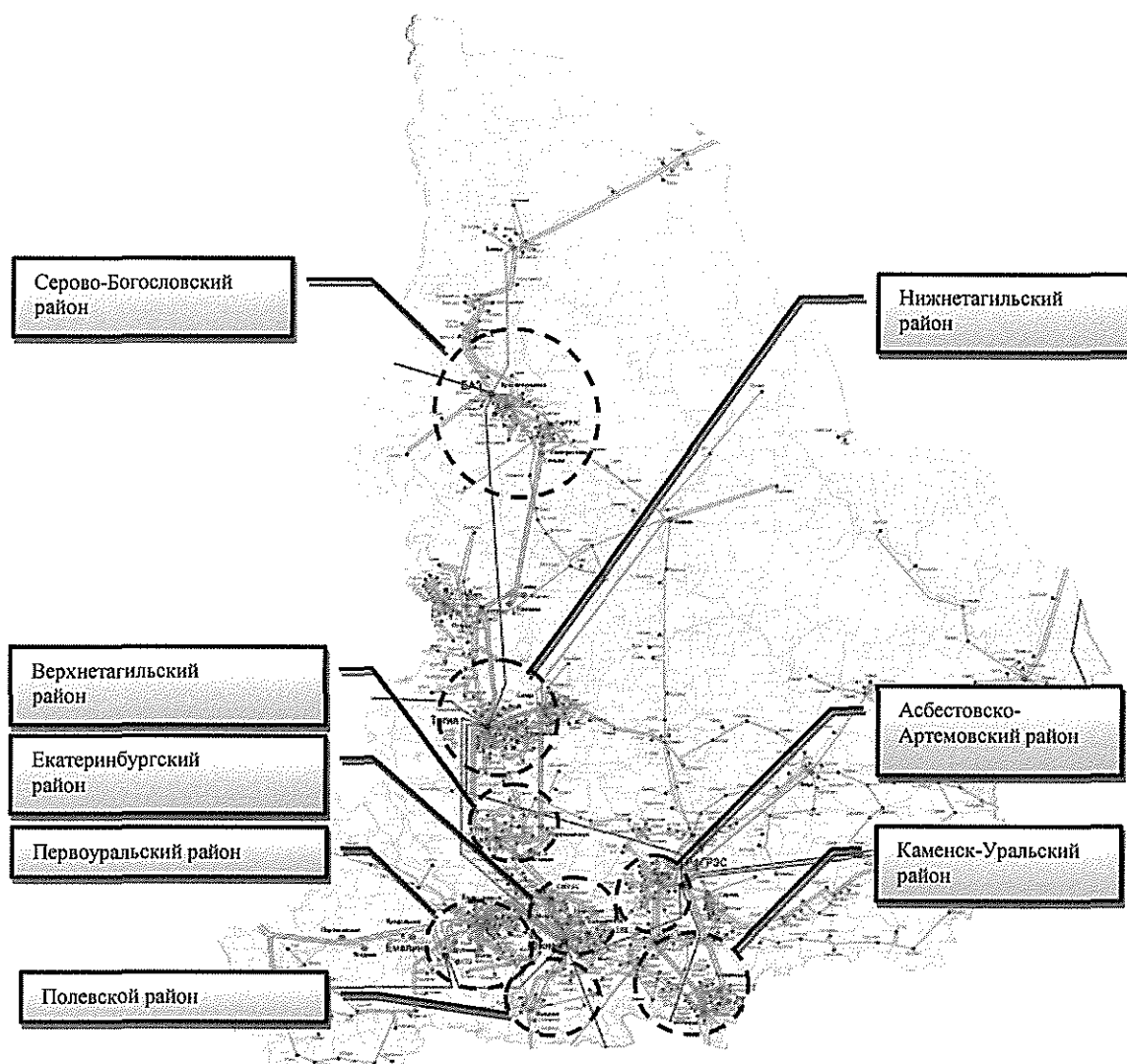


Рис. 1. Карта Свердловской области с основными промышленными районами

Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики

Свердловской области

Глава 1. Характеристика энергосистемы

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 01 января 2014 года составила 9769,4 МВт.

Более половины от всей установленной мощности энергосистемы 55,8 процента (5456,5 МВт) приходится на две электростанции – Рефтинская ГРЭС и Среднеуральская ГРЭС, принадлежащие ОАО «Энел ОГК-5».

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

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

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 2014 года составила 16,01 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 2014 года составила 41,56 тыс. МВА.

На 01 января 2014 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: ОАО «Энел ОГК-5», ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация», ОАО «ОГК-2», ОАО «ТГК-9», ОАО «Концерн Росэнергоатом».

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

ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», ГУП СО «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: ОАО «Свердловэнергосбыт», ОАО «Екатеринбургэнергосбыт» 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 января 2014 года

Тип электростанции	Установленная мощность (МВт)	Доля от установленной мощности энергосистемы Свердловской области (процентов)
АЭС	600	6,1
ГЭС	7	0,1
ТЭС	9162,4	93,8
Итого	9769,4	100

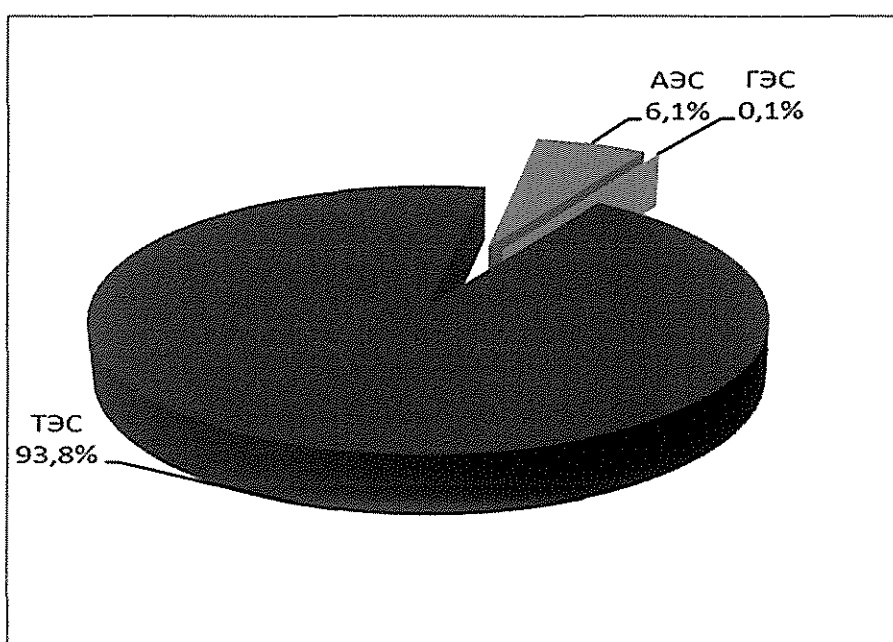


Рис.2. Структура установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 01 января 2014 года

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, а также станции промпредприятий, 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 января 2014 года

№ п/п	Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)	Место расположения электростанции
1	2	3	4
1.	Электростанции оптового рынка электроэнергии	9299	
1.1.	ОАО «Концерн Росэнергоатом» Белоярская АЭС	600	пос. Заречный
1.2.	ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» Верхнетагильская ГРЭС	1497	г. Верхний Тагил
1.3.	ОАО «ОГК-2» Серовская ГРЭС	538	г. Серов
1.4.	ОАО «Энел ОГК-5» Рефтинская ГРЭС Среднеуральская ГРЭС	5456,5	пос. Рефтинский г. Среднеуральск
1.5.	Свердловский филиал ОАО «ТГК-9» Ново-Свердловская ТЭЦ Нижнетуринская ГРЭС Красногорская ТЭЦ Свердловская ТЭЦ Первоуральская ТЭЦ Верхотурская ГЭС	1036	г. Екатеринбург г. Нижняя Тура г. Каменск-Уральский г. Екатеринбург г. Первоуральск Верхотурский район (река Тура)
1.6.	Филиал ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ» Богословская ТЭЦ	135,5	г. Краснотурьинск
1.7.	ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» ГТ ТЭЦ г. Реж ГТ ТЭЦ г. Екатеринбург	36	г. Реж г. Екатеринбург
2.	Электростанции розничного рынка электроэнергии	124,5	
2.1.	ОАО «Синарская ТЭЦ»	24	

1	2	3	4
	Синарская ТЭЦ	24	г. Каменск-Уральский
2.2.	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	70,5	
	ТЭЦ ВИЗа	70,5	г. Екатеринбург
2.3.	ОАО «Уральский завод РТИ»	6	
	ТЭЦ РТИ	6	г. Екатеринбург
2.4.	МУП «Екатеринбургэнерго»	24	
	ТЭЦ ТМЗ	24	г. Екатеринбург
3.	Станции промпредприятий	345,9	
3.1.	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	50	
	Качканарская ТЭЦ	50	г. Качканар
3.2.	ОАО «ЕВРАЗ НТМК»	149,9	
	ТЭЦ НТМК	149,9	г. Нижний Тагил
3.3.	ОАО «НПК «Уралвагонзавод»	128	
	ТЭЦ УВЗ	128	г. Нижний Тагил
3.4.	ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»	18	
	ЦЭС МЗ им. А.К. Серова	18	г. Серов
4.	Итого по Свердловской энергосистеме	9769,4	

На рисунке 3 показана структура распределения установленной мощности электрических станций с разбивкой по субъектам электроэнергетики.

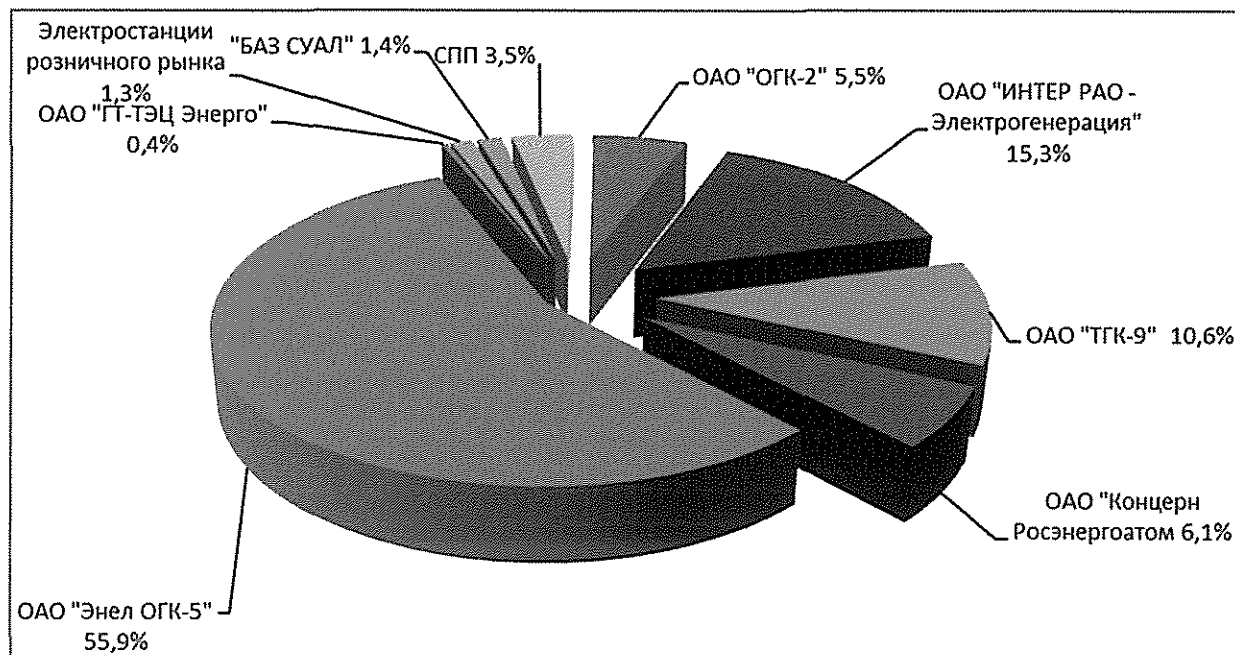


Рис.3. Структура установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 01 января 2014 года

Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций

На электростанциях энергосистемы Свердловской области около половины оборудования (42,9 процента, или 4170,5 МВт) было введено в период с 1971 по 1980 год. Порядка 20 процентов оборудования электростанций введено более 50 лет назад (до 1960 года). Полный список электростанций с указанием возрастной структуры оборудования представлен в приложении № 1. График вводимой мощности в процентах от установленной на 01 января 2014 года показан на рисунке 4.

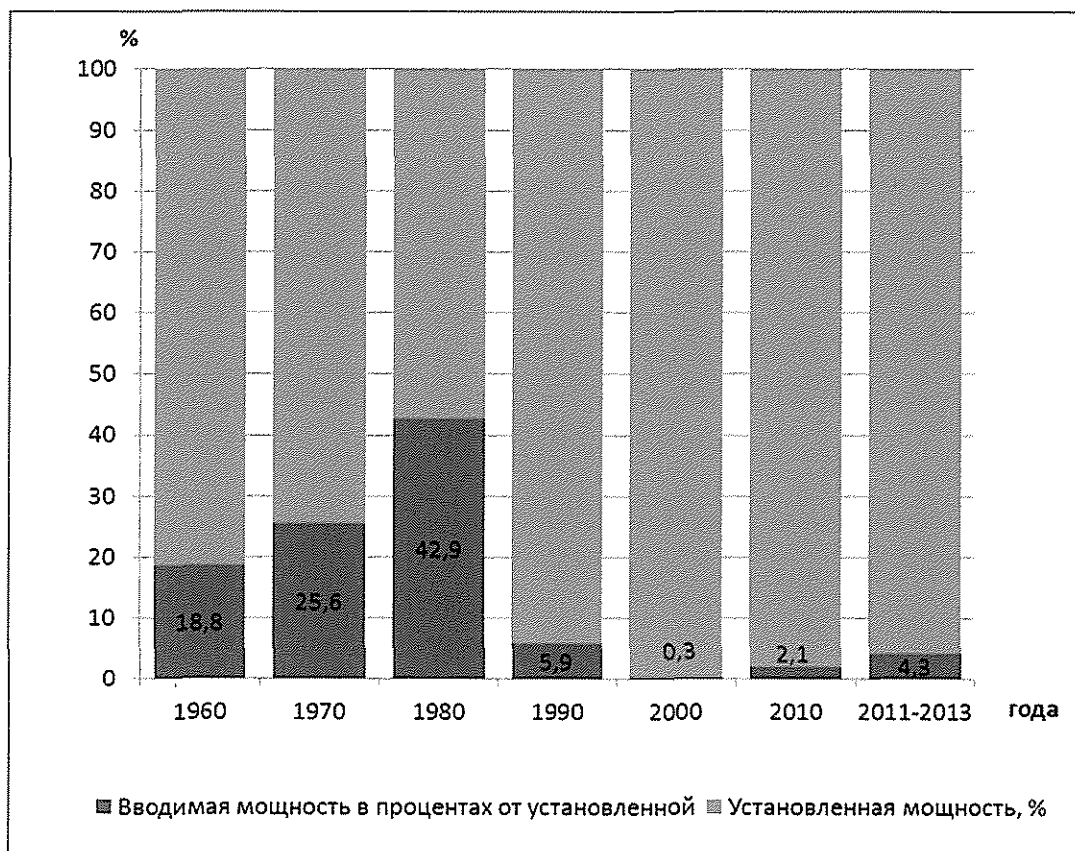


Рис.4. График вводимой мощности в процентах от установленной

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	- 5 штук*;
ПС 220 кВ	- 37 штук**;
ПС 35-110 кВ	- 555 штук***;
ТП 10-6/0,4 кВ	- 14697 штук;
ВЛ 500 кВ	- 1702 км;
ВЛ 220 кВ	- 3335 км;
ВЛ 35-110 кВ	- 10734 км;
ВЛ 10-0,4 кВ	- 39335 км;
КЛ 220 кВ	- 0 км;
КЛ 35-110 кВ	- 433 км;
КЛ 10-0,4 кВ	- 7551 км;
Общее количество	- 401821 у.е.

* с учетом ПС 500 кВ Курчатовкая;

** с учетом подстанций потребителей;

*** без учета подстанций потребителей.

Основные характеристики приведены по данным наиболее крупных электросетевых компаний на территории Свердловской области, таких как: филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – СПМЭС, филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», ГУП СО «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 № 2.

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.

Внешние связи энергосистемы Свердловской области

Наименование энергосистемы	Диспетчерское наименование линии электропередачи
1	2
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 Рефтинская ГРЭС – Козырево
	ВЛ 500 кВ Южная – 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

Для 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 января 2014 года составила 789 Мвар.

Перечень средств компенсации реактивной мощности и их характеристики приведены в приложении № 3.

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

Период 2009-2013 годов 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 году. 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 прекращение производства первичного алюминия в 2013 году в филиале ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ» и филиале ОАО «СУАЛ» - «УАЗ СУАЛ».

По итогам 2013 года спрос на электроэнергию и электрическую мощность в Свердловской энергосистеме был ниже уровня 2008 года (докризисный уровень) на 2938,9 млн. кВтч, или на 6,2 процента, а максимум электрической нагрузки ниже на 302 МВт, или на 4,3 процента. Необходимо отметить, что даже с учетом

прекращения алюминиевого производства уровень потребления электроэнергии и мощности был выше, чем в период экономического кризиса 2009 года.

По сравнению с 2012 годом в 2013 году электропотребление по энергосистеме Свердловской области снизилось на 2096,5 млн. кВтч, или на 4,5 процента, максимум электрической нагрузки снизился на 227 МВт, или на 3,26 процента. В большей степени данное снижение определено прекращением алюминиевого производства в Филиалах ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ» и «УАЗ СУАЛ».

Динамика потребления электроэнергии Свердловской энергосистемы за последние 5 лет представлена в таблице 4. График изменения электропотребления показан на рисунке 5. График изменения прироста электропотребления в процентах по отношению к предыдущему году приведён на рисунке 6.

Таблица 4

Динамика потребления электроэнергии Свердловской области

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Электропотребление (млн. кВтч)	42073	44713,9	46188,2	46866,8	44770
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году) (млн. кВтч)	-5636,0	2640,9	1474,3	678,6	-2096,5
Темпы прироста электропотребления (по отношению к предшествующему году) (процентов)	-11,8	6,3	3,3	1,5	-4,5

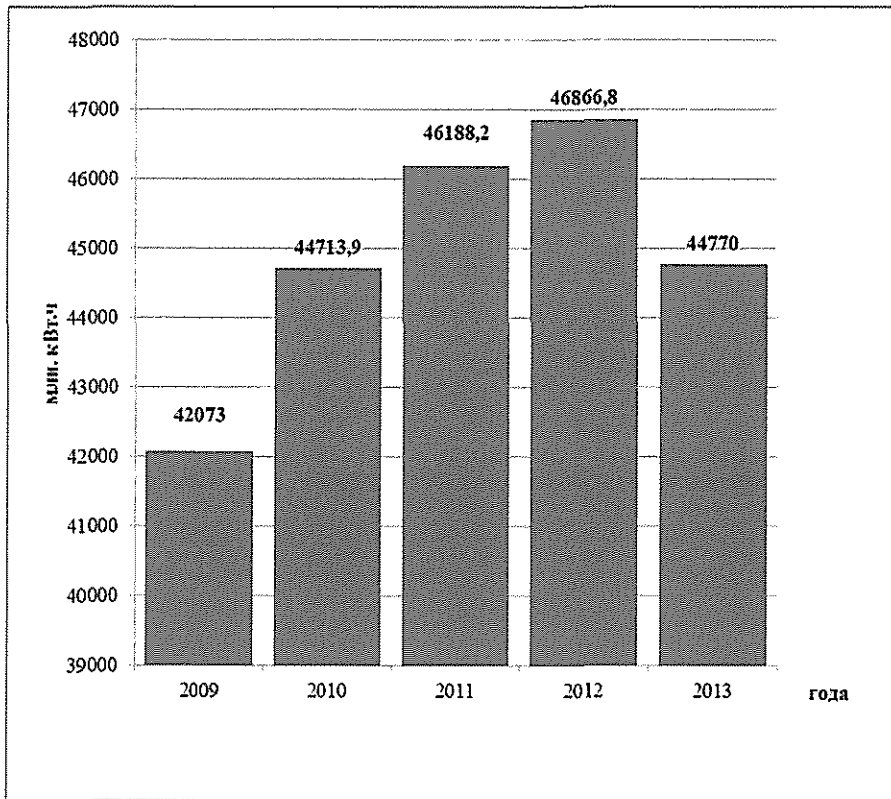


Рис. 5. Динамика потребления электроэнергии Свердловской области, млн. кВтч

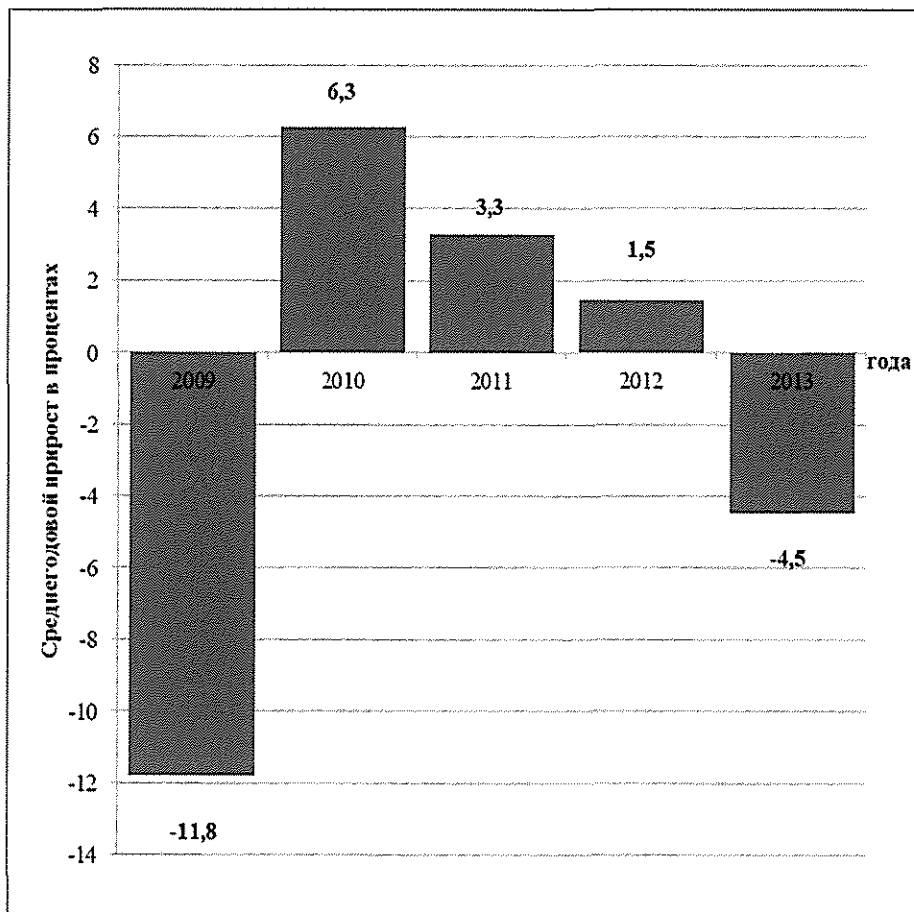


Рис. 6. Прирост электропотребления в процентах (по отношению к предшествующему году)

Динамика изменения собственного максимума нагрузки Свердловской энергосистемы за последние 5 лет представлена в таблице 5. График изменения максимумов нагрузки показан на рисунке 7. График изменения прироста максимума нагрузки в процентах по отношению к предыдущему году приведён на рисунке 8.

Таблица 5

Динамика изменения максимума нагрузки Свердловской энергосистемы

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Собственный максимум нагрузки (МВт)	6509	6641	6748	6960	6733
Абсолютный прирост максимума нагрузки (по отношению к предшествующему году) (МВт)	-526	132	107	212	-227
Темпы прироста (по отношению к предшествующему году) (процентов)	-7,48	2,03	1,61	3,14	-3,26

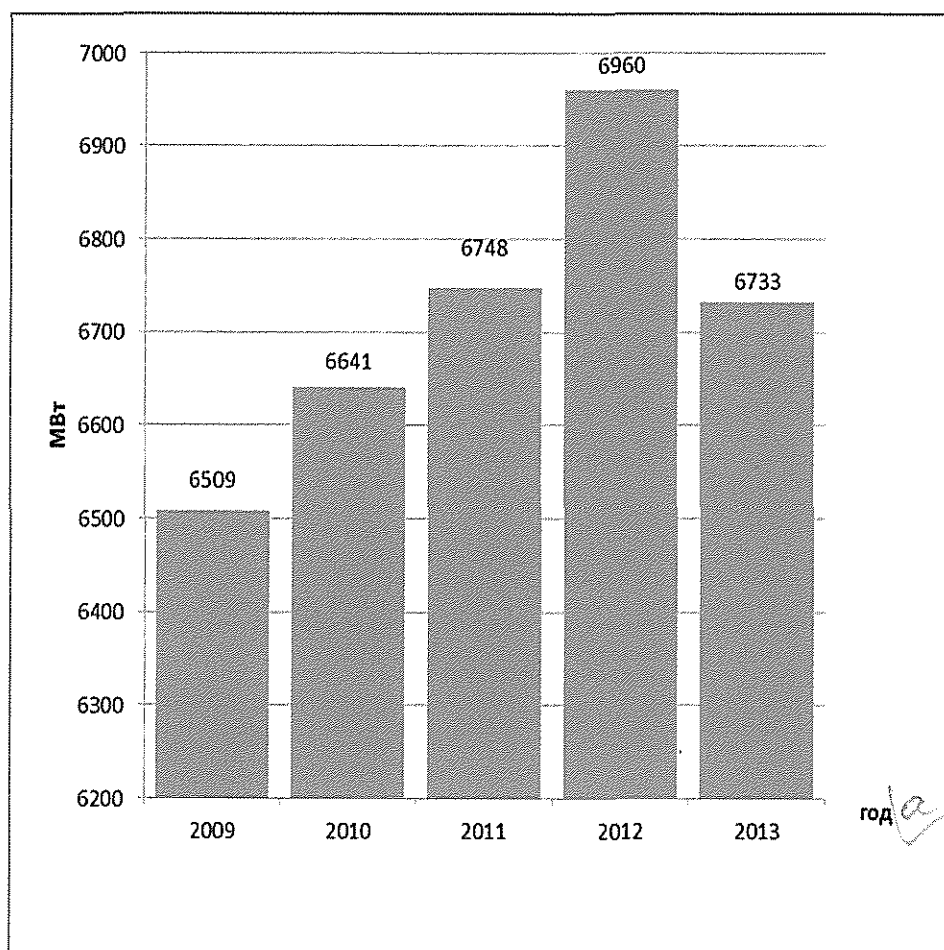


Рис. 7. Годовые максимумы нагрузки энергосистемы Свердловской области, МВт

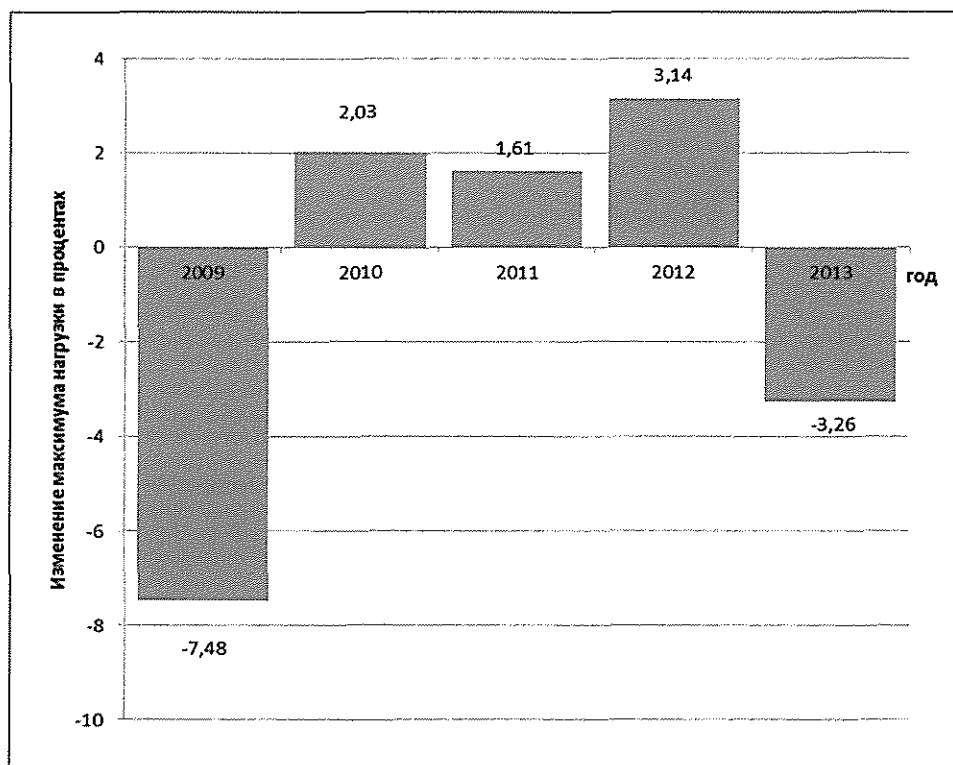


Рис. 8. Изменения максимумов нагрузки энергосистемы Свердловской области (по отношению к предшествующему году), процентов

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 9.

Крупные потребители электроэнергии Свердловской области с указанием динамики электропотребления за предыдущие периоды в разрезе энергорайонов Свердловской области приведены в приложении № 4.

Перечень наиболее крупных потребителей с разбивкой по отраслям приведен в приложении № 5.

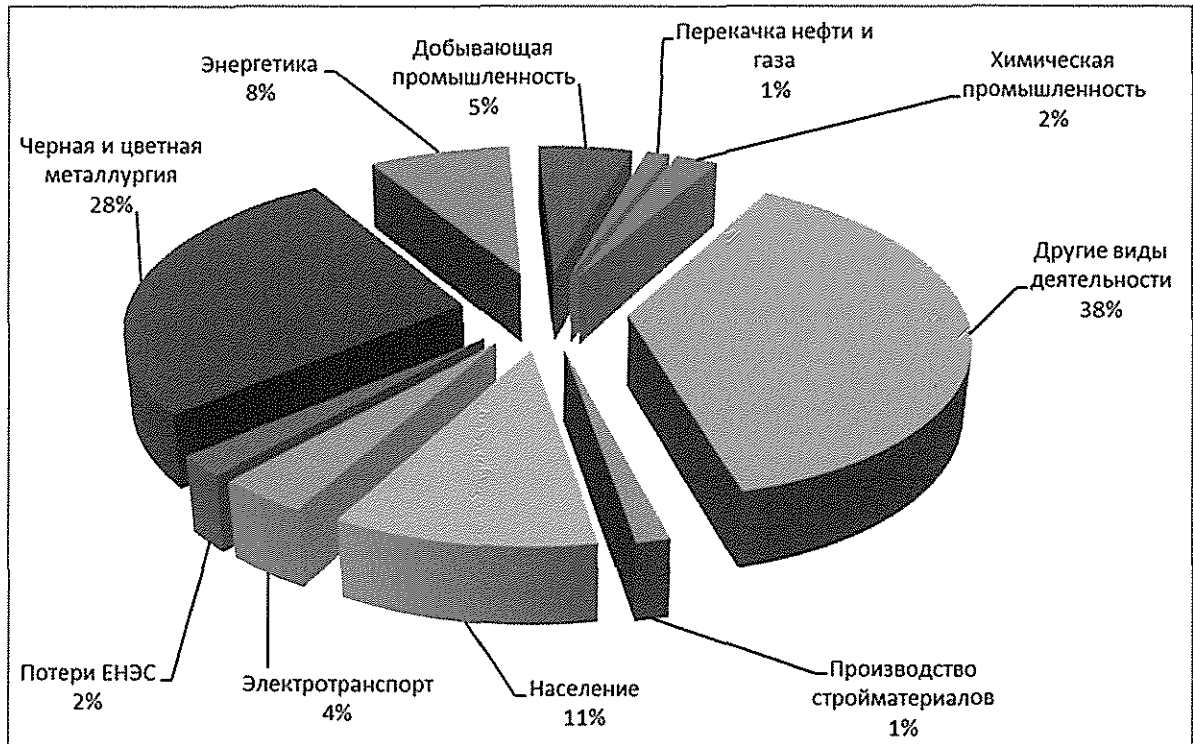


Рис. 9. Структура электропотребления Свердловской области в 2013 году

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

Производство электроэнергии в энергосистеме Свердловской области в 2013 году составило 49,2 млрд.кВт.ч, что ниже уровня 2012 года на 4,3 млрд.кВт.ч. и соответствует периоду экономического кризиса 2009 года. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена в таблице 6 и на рисунке 10.

Таблица 6

Структура выработки электроэнергии в 2009-2013 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)
2009	49106,6	4022,3	8,19	45064,7	91,77	19,6	0,04
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

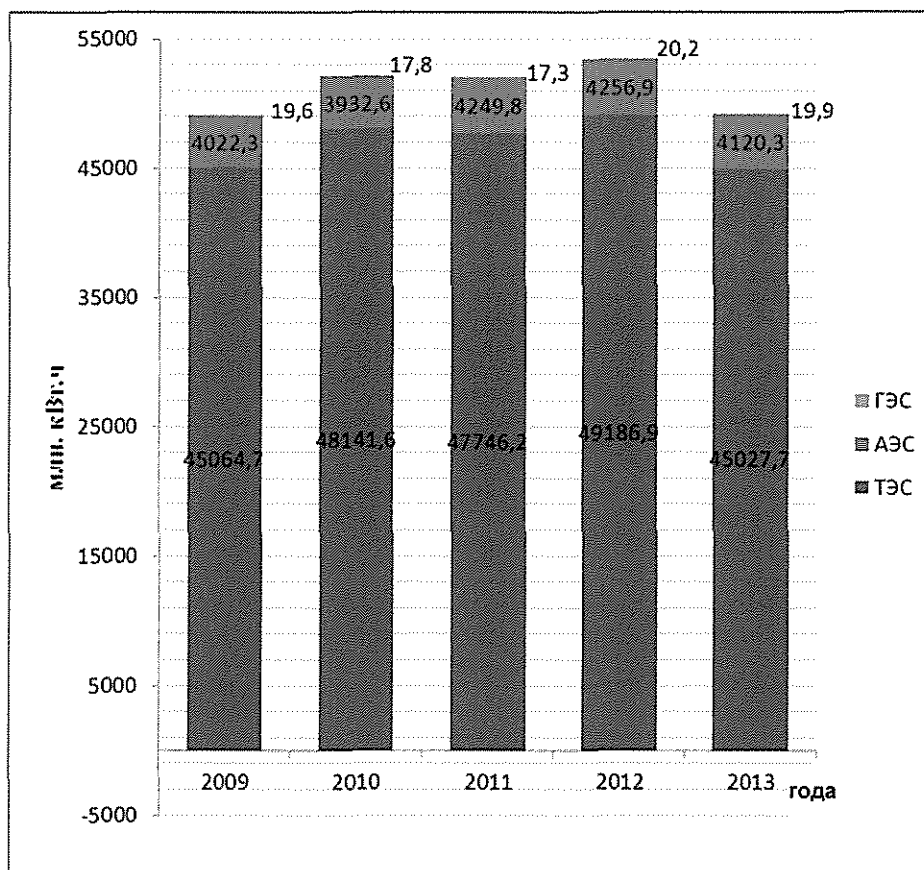


Рис. 10. Структура выработки электроэнергии в 2009-2013 годах

Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за 2009-2013 годы

В период с 2009 по 2013 год Свердловская энергосистема была избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Характеристики балансов электроэнергии и мощности за последние 5 лет приведены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Таблица 7

Баланс электроэнергии Свердловской энергосистемы

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Электропотребление (млн. кВтч)	42073	44714	46188	46867	44770
Производство (млн. кВтч)	49107	52092	52013	53464	49168
Избыток (-)/дефицит (+) (млн. кВтч)	-7034	-7378	-5825	-6597	-4398

Баланс мощности Свердловской энергосистемы

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Собственный максимум потребления (МВт)	6509	6641	6748	6960	6733
Генерация (МВт)	7817	7493	7396	8090	7331
Избыток (-)/дефицит (+) (МВт)	-1308	-852	-648	-1130	-598

Сальдо перетоков электроэнергии и мощности энергосистемы Свердловской области за последние 5 лет приведены на рисунках 11 и 12.

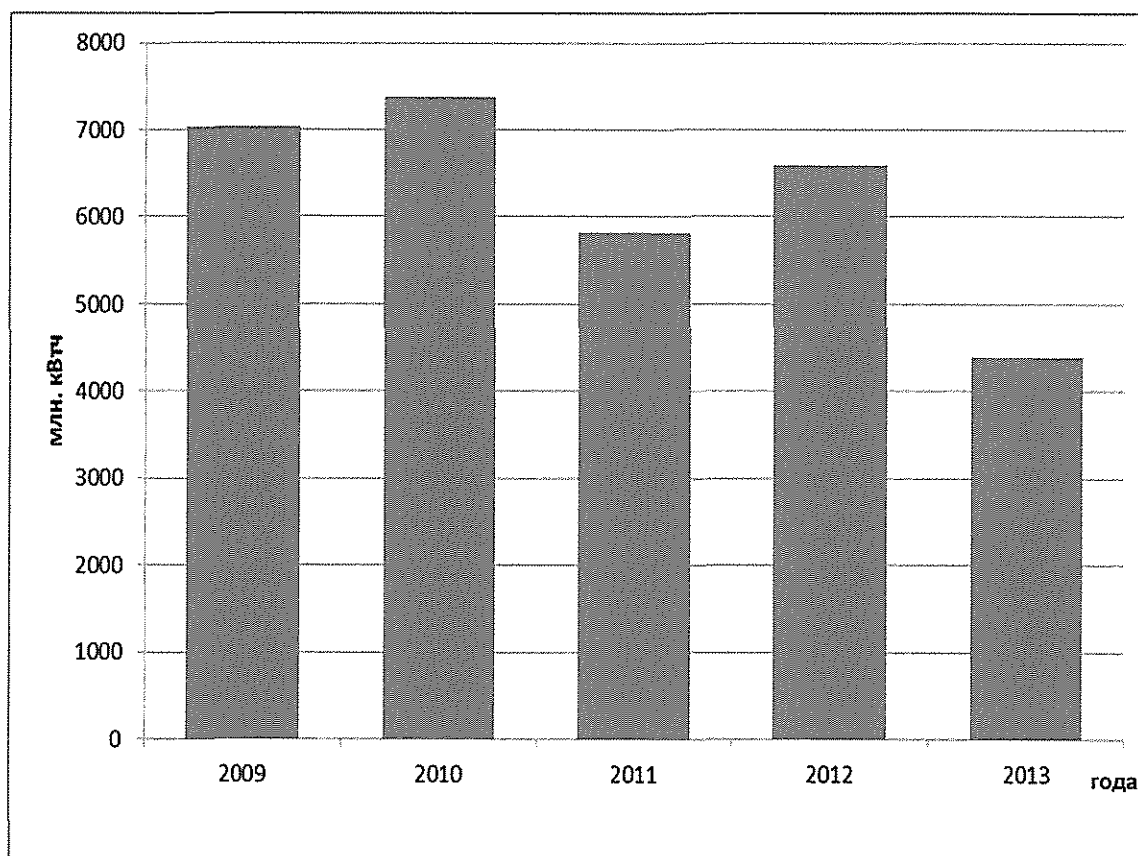


Рис.11. Сальдо перетоков электроэнергии за последние 5 лет

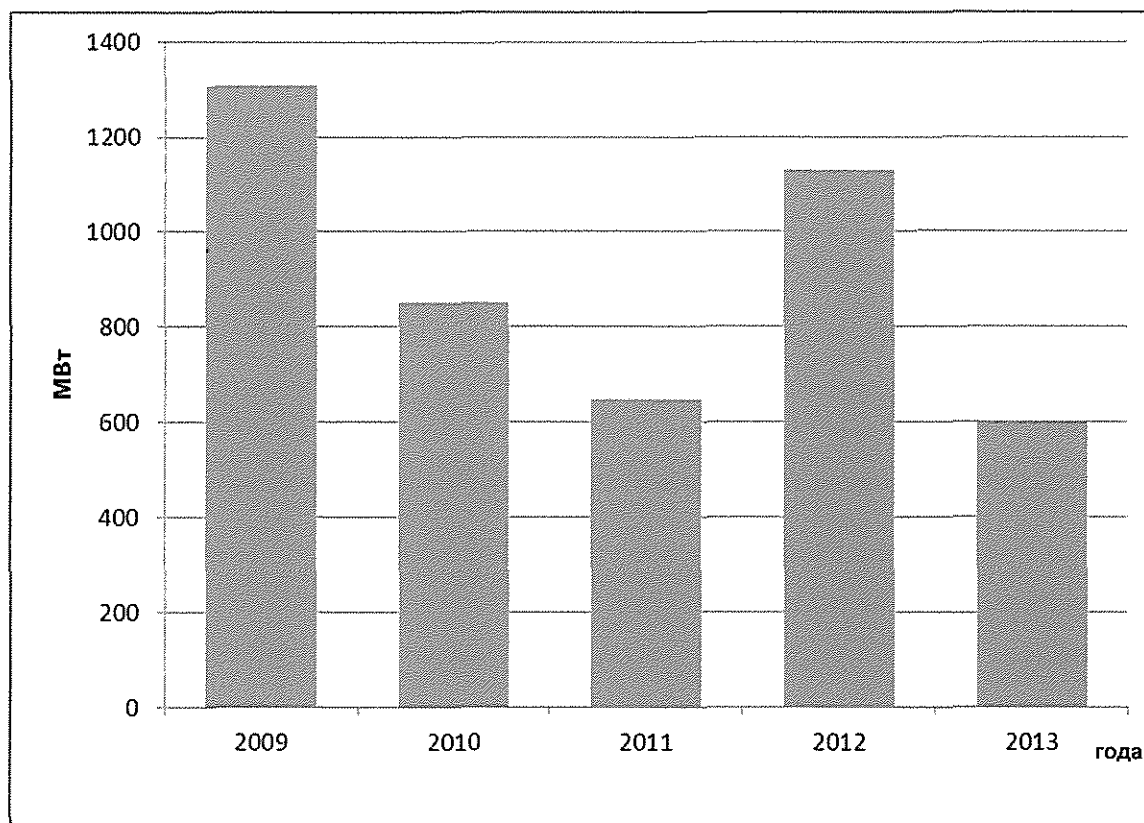


Рис.12. Сальдо перетоков мощности за последние 5 лет

Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций

Информация об установленной тепловой мощности, основном и резервном топливе электростанций, находящихся на территории Свердловской области, представлена в таблице 9.

Таблица 9

Установленная тепловая мощность энергообъектов на территории Свердловской области по состоянию на 01 января 2014 года

№ п/п	Наименование энергообъекта	Тепловая мощность (Гкал/ч)	Основное топливо	Резервное топливо
1	2	3	4	5
1.	ОАО «Концерн Росэнергоатом»	150		
	Белоярская АЭС	150	ядерное	-
2.	ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»	480		
	Верхнетагильская ГРЭС	480	уголь, природный газ	природный газ, мазут
3.	ОАО «ОГК-2»	268		
	Серовская ГРЭС	268	уголь, природный газ	природный газ
4.	ОАО «Энел ОГК-5»	1677		
	Рефтинская ГРЭС	350	уголь	

1	2	3	4	5
	Среднеуральская ГРЭС	1327	природный газ	мазут
5.	Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»	4723		
	Ново-Свердловская ТЭЦ	890	природный газ	мазут
	Нижнетуринская ГРЭС	430	уголь	природный газ
	Красногорская ТЭЦ	1006	уголь	природный газ
	Свердловская ТЭЦ	1430	природный газ	мазут
	Первоуральская ТЭЦ	967	природный газ	мазут
	Верхотурская ГЭС	0	вода	
6.	Филиал ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ»	995		
	Богословская ТЭЦ	995	свердловский уголь с «подсветкой» газом	природный газ
7.	ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»			
	ГТ ТЭЦ г. Реж	нет данных	природный газ	
	ГТ ТЭЦ г. Екатеринбург	нет данных	природный газ	
8.	ОАО «Синарская ТЭЦ»			
	Синарская ТЭЦ	нет данных	нет данных	нет данных
9.	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	509		
	ТЭЦ ВИЗа	509	природный газ	мазут
10.	ОАО «Уральский завод РТИ»			
	ТЭЦ РТИ	нет данных	нет данных	нет данных
11.	МУП «Екатеринбургэнерго»	465		
	ТЭЦ ТМЗ	465	природный газ	мазут
12.	Станции промпредприятий			
12.1.	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	352		
	Качканарская ТЭЦ	352	природный газ	мазут
12.2.	ОАО «ЕВРАЗ НТМК»	1115		
	ТЭЦ НТМК	1115	природный газ	доменный коксовый газ
12.3.	ОАО «НПК «Уралвагонзавод»	528		
	ТЭЦ УВЗ	528	природный газ	мазут
12.4.	ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»			
	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 – 49,2 млрд. кВтч (в том числе 4,1 млрд. кВтч на АЭС).

Кроме того, на электростанциях вырабатывается более 56 процентов тепловой энергии, производимой в области (36 млн. Гкал). При этом производство тепла котельными составляет 28 млн. Гкал, для чего используется 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 – 1,4 млн. т.у.т., что составляет 6 процентов в топливном балансе электростанций области. На производство электроэнергии расходуется 16,5 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 на производство 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 кВтч составляет 358,7 грамма условного топлива.

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 кВтч, 167,0 кг.у.т. на Гкал;

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

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

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

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

Основной угольной базой для электростанций Свердловской области является Экибастузский бассейн (Казахстан, Павлодарская область). Природный газ поступает из Западной Сибири. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области представлена на рисунке 13.

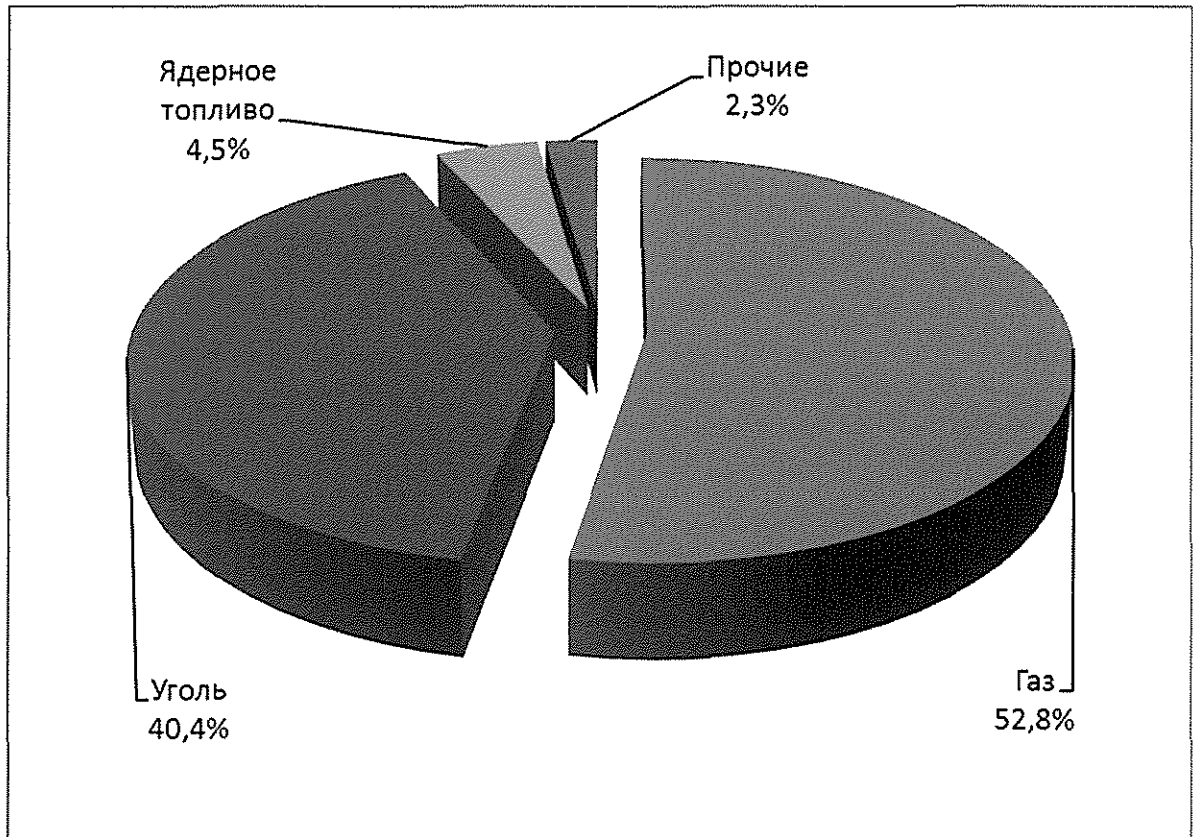


Рис.13. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области

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. т твердых остатков в виде золы.

Энергоемкость ВРП Свердловской области в 2007 году составляла 48,4 т.у.т./млн. рублей в ценах 2007 года. В 2011 году энергоемкость ВРП

региона составила 45,3 т.у.т./млн. рублей в ценах 2007 года, что ниже уровня энергоемкости 2007 года на 6,4 процента. Электроемкость в 2011 году составила 57,8 тыс. кВт.ч/млн. рублей в ценах 2007 года, что на 4,4 процента выше уровня 2007 года, теплоемкость составила 70,0 Гкал/млн. рублей в ценах 2007 года, что ниже уровня 2007 года на 17,9 процента.

Фактический рост энергоемкости ВРП Свердловской области в 2008 и 2009 годах осложняет выполнение задачи снижения энергоемкости ВРП к 2020 году на 40 процентов относительно уровня 2007 года, что определено в качестве задачи Указом Президента Российской Федерации от 04 июня 2008 года № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

При этом динамика энергоемкости ВРП Свердловской области за 2007-2011 годы свидетельствует о наметившейся положительной тенденции к ее снижению.

В 2012-2013 годах продолжилась тенденция снижения энергоемкости ВРП. Электроемкость ВРП снизилась по отношению к 2012 году на 3 процента.

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 3000 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 промпредприятий.

Наиболее крупными промышленными потребителями тепловой энергии являются Богословский алюминиевый завод (4,5 млн. Гкал/год), Уральский алюминиевый завод (2,62 млн. Гкал/год), Качканарский ГОК (0,23 млн. Гкал/год), Первоуральский новотрубный завод (0,28 млн. Гкал/год), Уралмашзавод (0,2 млн. Гкал/год).

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

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в муниципальных образованиях, расположенных на территории Свердловской области, должны быть разработаны схемы теплоснабжения. Сводный анализ наличия выполненных схем теплоснабжения в муниципальных образованиях, расположенных на территории Свердловской области, приведен в приложении № 6.

1. В большинстве муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, существуют системы централизованного теплоснабжения, преимущественно работающие по открытой схеме.

2. Сложившиеся схемы теплоснабжения требуют проведения аудита. Они не всегда оптимальны как с точки зрения гидравлических режимов, так и с точки зрения возможности выдерживания температурных графиков. Учет в тепловых сетях не соответствует новым (рыночным) отношениям, это ведет к повышенным коммерческим и техническим потерям. Состояние тепловых сетей часто неудовлетворительное: предельная наработка, низкое качество отключающей и секционирующей арматуры, подтопляемость каналов, низкое качество наружной теплоизоляции.

3. Необходима оптимизация схем теплоснабжения на предмет обоснованности и достаточности схем централизованного и децентрализованного

теплоснабжения, соответствия протяженности тепловых сетей эффективному радиусу теплоснабжения.

4. В теплоснабжении городов и поселков задействовано большое количество котельных, что противоречит Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в части принципа максимального использования когенерации.

Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга

Система теплоснабжения города Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Численность населения Екатеринбурга составляет 1 445,7 тыс. человек, площадь территории – 1 025 кв. км. Теплоснабжение города (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 городе Екатеринбурге центральным отоплением оборудовано около 23 млн. кв. м жилой площади (96 процентов жилого фонда города), горячим водоснабжением – около 21,5 млн. кв. м. жилой площади (90 процентов жилого фонда). 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 города Екатеринбурга составляет 8 327 Гкал/ч, располагаемая мощность – 6 800 Гкал/ч, подключенная мощность – 5 422 Гкал/ч.

Система централизованного теплоснабжения города Екатеринбурга является крупнейшей в области. Она включает в себя пять источников теплоснабжения ОАО «ТГК-9» (Свердловскую ТЭЦ, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Гурзуфскую и Кировскую котельные, котельную «Академэнерго»), Среднеуральскую ГРЭС (ОАО «Энел ОГК-5»), ТЭЦ ЕМУП «Екатеринбургэнерго» и ТЭЦ ВИЗа (ОАО МК «Уралметпром»). Суммарная

нагрузка потребителей в зоне централизованного теплоснабжения ОАО «ТГК-9» составляет 3 500 Гкал/час (66,9 процента всей тепловой нагрузки города), потребление – около 10,5 млн. Гкал в год.

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга представлена в таблице 10 и на рисунке 14.

Таблица 10

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга

Зона теплоснабжения	Теплоисточник	Установленная мощность (Гкал/ч)	Располагаемая мощность (Гкал/ч)	Подключенная нагрузка (Гкал/час)	Дефицит или резерв тепловой мощности (Гкал/час)
ТГК-9	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 (ОАО «Энел ОГК-5»)	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
Итого по зоне ТГК-9		5 244	3 810,7	3 627,9	+182,8
Зона «Вторчермет»	ТЭЦ-19 ЕМУП «Екатеринбургэнерго»	212	212	154,40	
	ТЭЦ ОАО «УРТИ»	нет данных	нет данных	219,27	
Итого по зоне «Вторчермет»				373,67	
Зона «Уралхиммаш»	Котельная ОАО «Уралхиммаш»	нет данных	нет данных	267,55	
Итого по зоне «Уралхиммаш»				267,55	
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	нет	930,00	
Итого по зоне «Сортировочный» и иным локальным зонам				1 152,88	
ИТОГО		102	8 327	5 422	

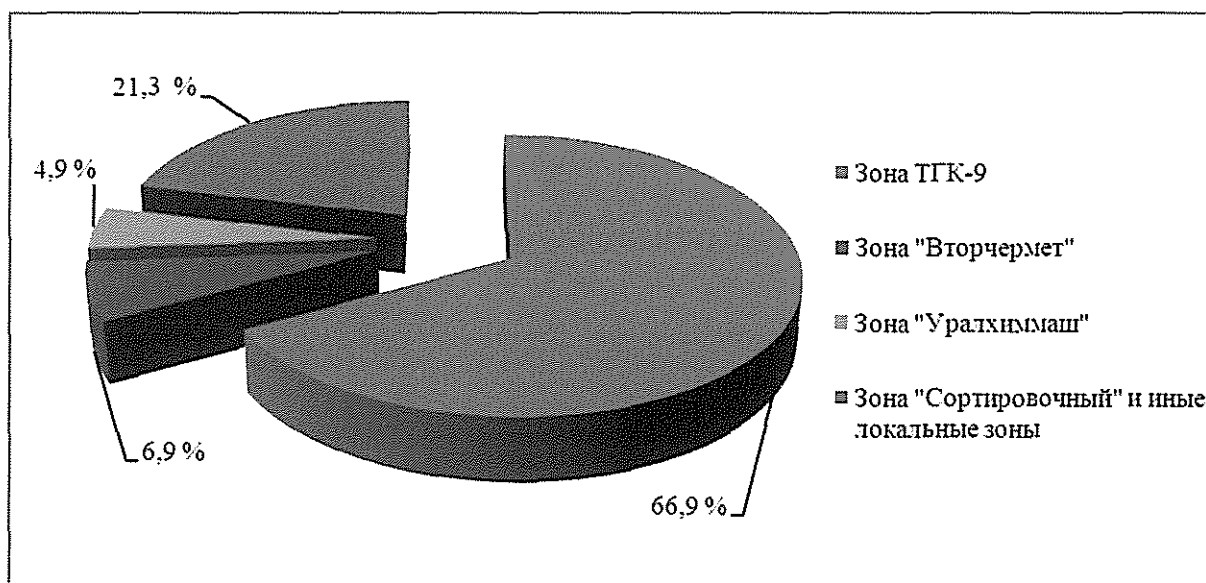


Рис.14. Характеристика зон теплоснабжения по подключенной нагрузке от общего количества, процентов

Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии Екатеринбурга

Отпуск тепловой энергии в сеть в 2011 году составил 18,1 млн. Гкал, потери тепловой энергии в сети – 1,9 млн. Гкал (таблица 11). Объем рынка тепловой энергии в городе Екатеринбурге в 2010 году в части жилищно-коммунального сектора (без учета потребления промплощадок) составил 14,5 млн. Гкал, в том числе 9,2 млн. Гкал в год (63,7 процента) жилищными организациями.

Таблица 11

Структура отпуска тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2010 год	2011 год	2012 год
1.	Отпуск тепловой энергии в сеть от теплоисточников, в том числе:	тыс.Гкал	17 917,5	18 101,0	17 225,0
	1) Среднеуральская ГРЭС	тыс.Гкал	3 665,4	3 532,4	4 259,3
	2) Свердловская ТЭЦ	тыс.Гкал	2 410,0	2 445,0	2 508,4
	3) Ново-Свердловская ТЭЦ	тыс.Гкал	3 003,5	3 012,0	3 352,8
	4) прочие теплоисточники	тыс.Гкал	8 838,6	9 111,0	7 106,0
2.	Потери в тепловой энергии в сети	тыс.Гкал	1 648,4	1 857,2	1 817,2
3.	Потери в тепловой энергии в сети	процентов	9,2	10,3	10,6
4.	Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе:	тыс.Гкал	16 269,2	16 243,8	15 407,8
	1) бюджетным потребителям	тыс.Гкал	1912,0	2 000,4	1 993,0
	2) жилищным организациям и населению	тыс.Гкал	9 226,8	9 085,4	8 281,0
	3) прочим потребителям	тыс.Гкал	3 356,7	3 367,6	3 379,0
	4) собственным нуждам теплоисточников	тыс.Гкал	1 773,7	1 790,4	1 755,0

Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей

Протяженность магистральных тепловых сетей города Екатеринбурга составляет 206,33 км (в двухтрубном исчислении), разводящих и квартальных – около 1 400 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. 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.

СЦТ объединяет 8 тепловых источников. Сети и оборудование ООО «Свердловская теплоснабжающая компания» – основа централизованного теплоснабжения города Екатеринбурга. Доля в теплоснабжении города – 66,9 процента. Общая подключенная тепловая нагрузка потребителей на 01 августа 2010 года составляла около 3 500 Гкал/ч, суммарная циркуляция – 42 000 тонн/час. Схема ГВС – открытая, объем подпитки системы составляет 9 000 тонн/час.

Карта магистральных тепловых сетей с учетом перспективной застройки представлена на рисунке 15.

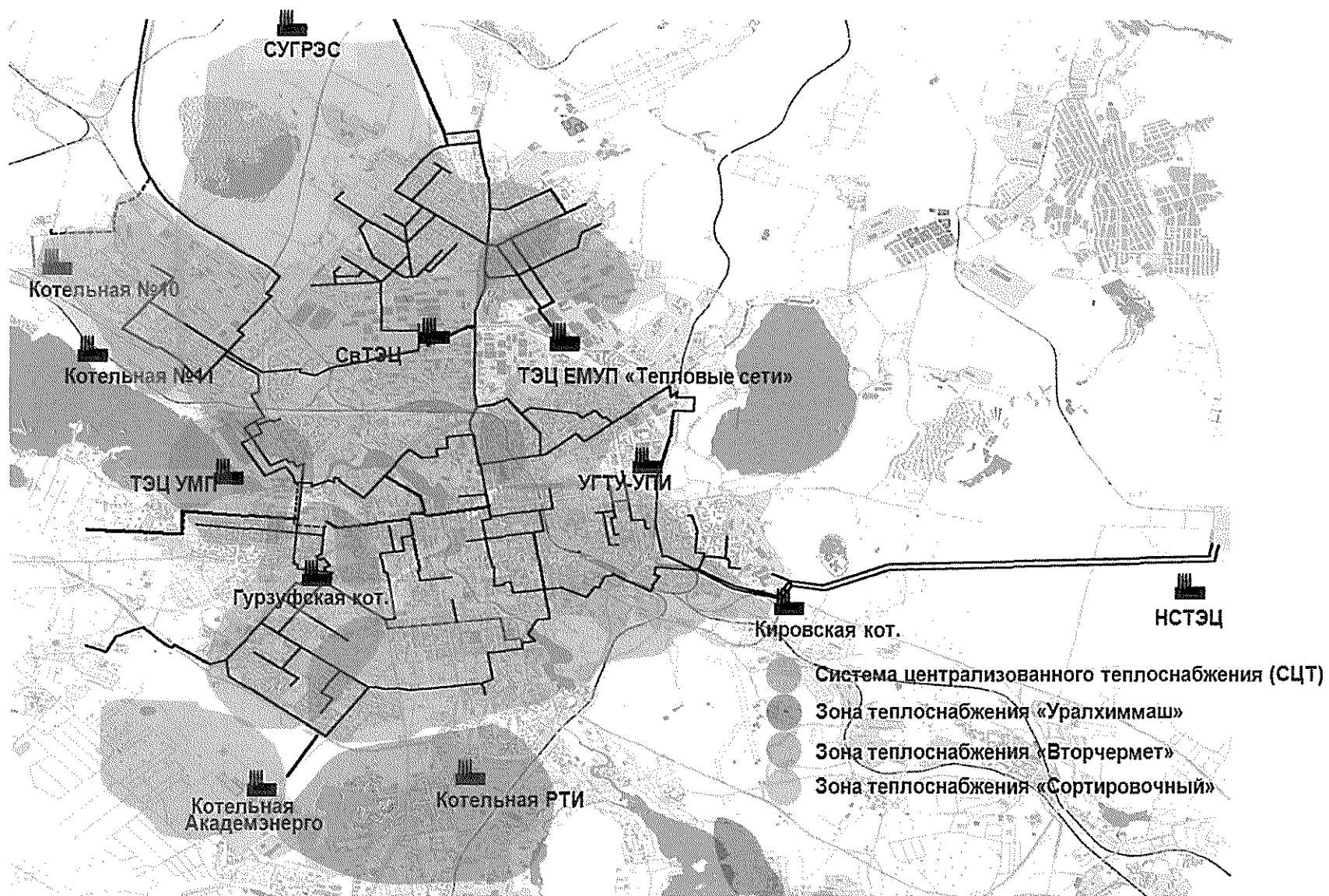


Рис.15. Карта магистральных тепловых сетей с учетом перспективной застройки

**Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния
электроэнергетики на территории Свердловской области
Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы**

Электроэнергетический комплекс Свердловской области характеризуется следующими особенностями:

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

Глава 18. «Узкие места» энергосистемы Свердловской области

«Узкое место» - элемент (группа элементов) электрической сети или энергорайон, для которых в определенных схемно-режимных ситуациях в целях обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется ввод графиков временного отключения (или ограничение генерирующей мощности электростанций, в результате которого возникает необходимость ввода ГВО).

Анализ «узких мест» Свердловской энергосистемы проводился для характерных периодов каждого года расчетного периода – осенне-зимнего периода (с 15 ноября по 15 марта) и периода экстремально высоких температур (июль, август).

При анализе «узких мест» энергосистемы Свердловской области рассматривались следующие схемно-режимные ситуации:

1) для осенне-зимнего периода рассматривались наиболее тяжелые нормативные возмущения (единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) для нормальной схемы;

2) для летнего периода рассматривались наиболее тяжелые нормативные возмущения (единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) для нормальной и ремонтной схемы (ремонт одного сетевого элемента или одного элемента генерирующего оборудования).

В 2013 году на основании анализа электроэнергетических режимов в энергосистеме Свердловской области выявлено восемь «узких мест», соответствующих указанным критериям. На рисунке 16 отмечены существующие «узкие места» с указанием величины ГВО. Краткая характеристика «узких мест» приведена в таблице 12.

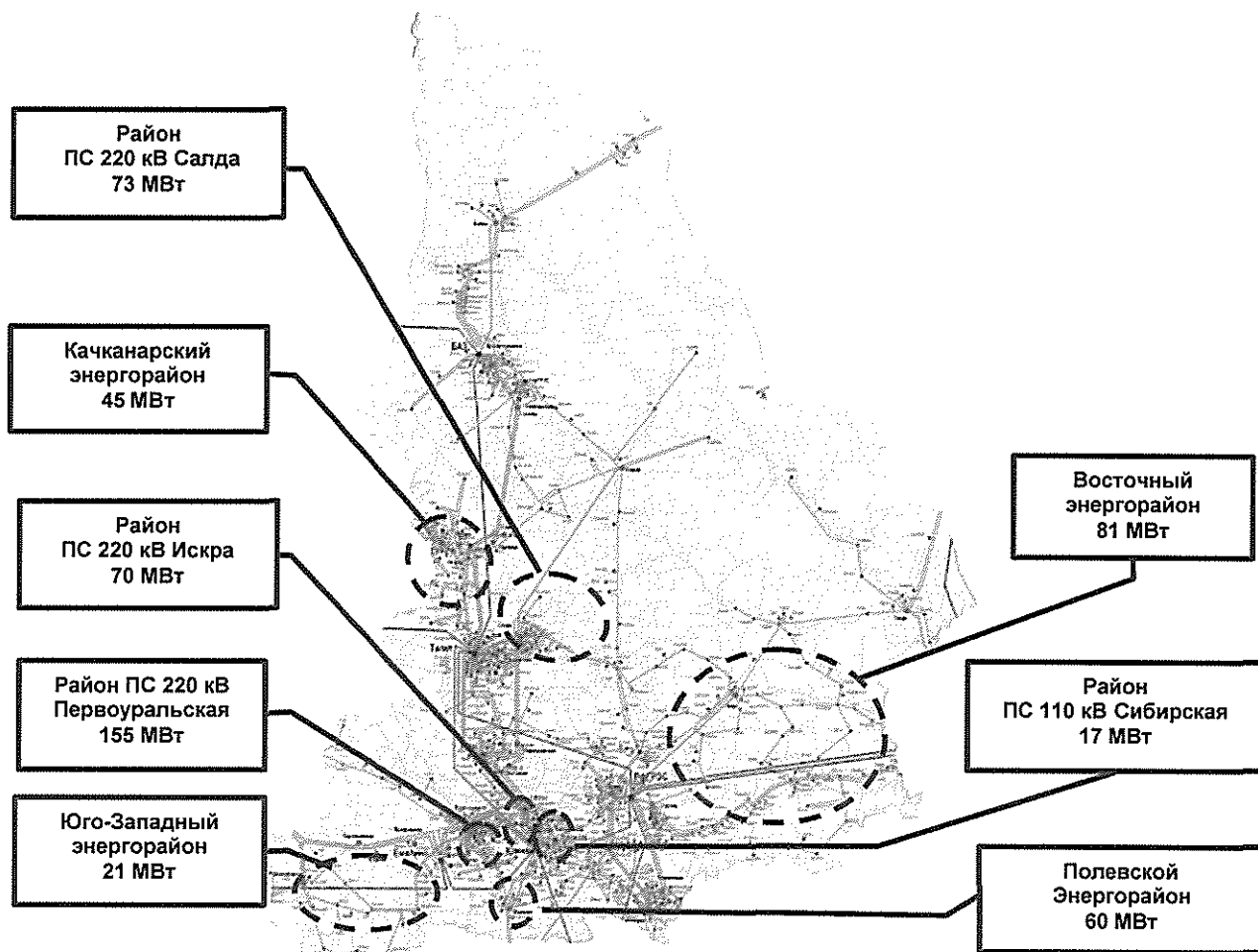


Рис. 16. «Узкие места» энергосистемы Свердловской области

Ликвидация «узких мест» повысит надежность и пропускную способность электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области, исключит необходимость ввода ГВО в послеаварийных режимах как в зимний, так и в летний период.

Описание «узких мест» энергосистемы Свердловской области, а также рекомендуемые мероприятия по их устранению приведены в приложении № 7. Результаты расчетов характерных электрических режимов приведены в приложении № 8. Свод описания «узких мест» с анализом результативности указанных мероприятий приведён в приложениях № 9 и 10.

Таблица 12

Краткая характеристика «узких мест» энергосистемы Свердловской области

№ п/п	Наименование «узкого места»	Период, в котором возможен ввод ГВО	Наиболее тяжелая схемно-режимная ситуация	Потребление района, МВт	Величина ГВО, МВт	Величина ограничений в процентах от потребления района
1	2	3	4	5	6	7
1.	Полевской энергоузел	лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная при ремонте ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	170	60	35
2.	Район ПС 220 кВ Первоуральская	лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская при ремонте АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	339	155	46
3.	Юго-Западный энергорайон	лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Продольная при ремонте ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	124	21	17
			ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская при ремонте ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	124	5	4
4.	Качканарский энергоузел	лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 220 кВ Качканар-Острая при ремонте ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	442	45	10
5.	Район ПС 220 кВ Салда	лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения АТ1(2) ПС 220 кВ при ремонте АТ2(1) ПС 220 кВ Салда	175	73	42

1	2	3	4	5	6	7
6.	Район ПС 220 кВ Искра	зима	Ввод ГВО в ПАР после аварийного одновременного отключения ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2 из нормальной схемы	462	70	15
		лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного одновременного отключения ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2 из нормальной схемы	330	60	18
7.	Район ПС 110 кВ Сибирская	лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения АТ2(1) ПС 500 кВ Южная при ремонте АТ1(2) ПС 500 кВ Южная	343	17	5
8.	Восточный энергоузел	зима	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень из нормальной схемы	210	68	32
		зима	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы	210	81	39
		лето	ввод ГВО в ПАР после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы	121	6	5

Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса

Электросетевой комплекс Свердловской области характеризуется следующими проблемами:

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

2) 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;

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

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

5) в муниципальном образовании «город Екатеринбург» наблюдается устойчивый рост энергопотребления, особенно в центральной части города. 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;

6) в 2012 году на территории области выявлена 141 бесхозная трансформаторная подстанция и 513 км распределительных сетей без надлежащего технического обслуживания, вследствие чего они ветшают и становятся неспособны нести расчетную нагрузку, не обеспечивают параметры ГОСТа по качеству электроэнергии (сверхнормативное падение напряжения и потери) и электробезопасность этих объектов. Ведется работа по актуализации данных;

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

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

9) 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;

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

11) 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;

12) планы развития территорий 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.

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). 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.

ОАО «Энел ОГК-5» проводится полномасштабный эксперимент по переводу Рефтинской ГРЭС (на блоке № 5) на систему сухого золошлакоудаления, по итогам которого будет принято решение о целесообразности дальнейшего внедрения этой технологии с учетом решения 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 в Свердловской области не разработаны перспективные схемы теплоснабжения. Отсутствие таких схем приводит к снижению эффективности энергоисточников (пример: неиспользование тепломагистралей Верхнетагильской ГРЭС - город Новоуральск, Серовская ГРЭС - город 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 в Свердловской области один раз в 5 лет.

Проблемой развития генерирующих мощностей, обеспечивающих централизованное теплоснабжение муниципальных образований в 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 кВтч, что приводит к увеличению себестоимости электрической и тепловой энергии;

меняется топливный баланс региона, так как удельные расходы 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. На рисунке 17 показано количество повреждений в магистральных тепловых сетях по городам присутствия ООО «СТК».



Рис. 17. Количество повреждений тепловых сетей обособленного подразделения «Свердловские тепловые сети» ООО «СТК»

Резкое увеличение числа повреждений в отопительном сезоне 2006/2007 года и последующих происходит вследствие массового окончания нормативного срока эксплуатации теплотрасс. В межотопительный период 2013 года произошло 400 повреждений, что значительно больше числа повреждений прошлых лет из-за увеличения числа испытаний трубопроводов с 6 в 2009 году до 8 в последующие годы.

Снижение качества тепловой энергии

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

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

В таблице 13 приведены основные проблемы в системе теплоснабжения в

Свердловской области.

Таблица 13

Проблемы в системе теплоснабжения в Свердловской области

Проблема	Описание проявлений	Причина
Надежность	1) значительное увеличение числа повреждений теплосетей; 2) увеличение числа случаев нанесения вреда здоровью третьих лиц и повреждения имущества третьих лиц	1) окончание нормативного срока эксплуатации более 40 процентов теплотрасс; 2) 99 процентов повреждений теплотрасс происходит в результате наружной коррозии; 3) большая часть конструкций тепловых сетей не обеспечивает надежной защиты трубопровода при воздействии внешней среды; 4) неэффективность существующей ливневой канализации и дренажных систем
Качество	1) ухудшение качества ГВС (температура, органолептические параметры) в межотопительный период, периоды запуска отопления, начала циркуляции внутридомовых систем; 2) недогрев теплоносителя для потребителей при температурах наружного воздуха от минус 20°C и ниже	1) проведение гидроиспытаний, при которых необходимо снижение температуры подпиточной воды до 40 градусов; 2) открытый водоразбор ГВС в летний период по одному трубопроводу; 3) дефицит тепловой мощности и недостаток пиковых источников тепла для покрытия нагрузок во всем диапазоне температур наружного воздуха; 4) отсутствие систем рециркуляции во многих домах, низкое качество изоляции внутридомовых систем
Организа- ционно- финансовые проблемы	уровень собираемости денежных средств по управляющим компаниям (97,8 процента), ТСЖ и прочим жилищным организациям (95,1 процента) ниже среднего уровня по городу, при этом доля потребления жилищными организациями составляет 67 процентов от объема рынка тепловой энергии в городе Екатеринбурге	низкая платежная дисциплина ТСЖ, управляющих компаний и прочих жилищных организаций
Обеспечение развития города	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 и других.

Глава 23. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области

Решение проблем негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду в Свердловской области актуально. Например, Рефтинская ГРЭС рассматривается в настоящее время как крупнейший в регионе загрязнитель, который наряду с выбросами оксидов углерода, азота и серы в атмосферу, а при переходе на систему сухого золоудаления будет образовывать ежегодно 5,4 млн. тонн твердых остатков в виде сухой золы, возможность утилизации которой оценивается в объеме от 1 до 2 млн. тонн в год.

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики, а также их вклад в суммарный выброс по Свердловской области показаны в таблице 14 и на рисунках 18 и 19.

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их вклад в суммарный сброс по Свердловской области показаны в таблице 15. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области и вклад водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты в 2012 году предприятиями энергетики показаны на рисунках 20 и 21.

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области и вклад предприятий энергетики в общий объем размещения отходов показаны в таблице 16 и на рисунках 22 и 23.

Таблица 14

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики и их вклад в суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферу по Свердловской области, тыс. т/год

№ п/п	Наименование предприятия	2007 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	306,2	313,7	387,8	305,0	317,3
2.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	35,1	39,8	41,9	42,4	41,3
3.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	8,6	7,5	7,5	8,0	7,8
4.	Филиал ОАО «ОГК-2» - Серовская ГРЭС	35,7	35,9	36,3	37,7	35,2
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ»	19,4	17,6	14,3	17,7	18,2
6.	Нижнетуринская ГРЭС (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	14,3	13,8	13,2	12,0	11,3
7.	Красногорская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	22,0	21,2	21,4	19,9	17,1
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	5,5	6,2	5,9	5,8	5,8
9.	Свердловская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,9	1,3	1,2	1,0	1,0
10.	Первоуральская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,8	0,7	0,8	0,85	0,7
11.	Верхотурская ГЭС (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская Атомная Станция»	0,6	0,6	0,8	0,5	0,8
	Всего	451,0	459,3	531,8	451,2	456,5
	Всего по области	1 255,1	1 163,8	1 195,9	1 103,1	1 128,8
	Вклад данных предприятий в суммарный выброс по области, процентов	35,9	39,5	44,5	40,9	40,4



Рис. 18. Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики, тыс. т

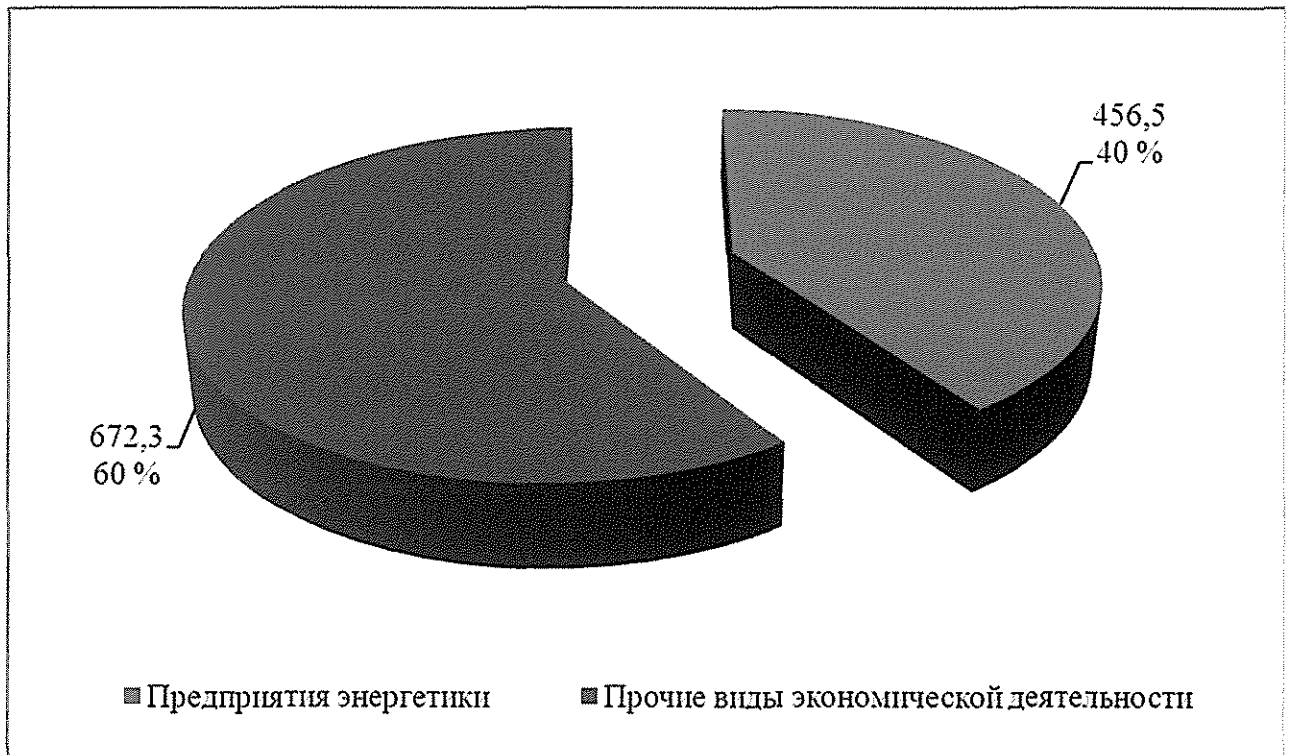


Рис. 19. Вклад предприятий энергетики в суммарный выброс загрязняющих веществ по Свердловской области, тыс. т

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их вклад в суммарный сброс по Свердловской области

Таблица 15

№ п/п	Наименование электростанции	Объем сброса загрязненных сточных вод, млн. м куб				Масса сброса загрязняющих веществ, тыс тонн				Примечание
		2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	29,050	28,660	19,890	22,640	5,822	5,320	7,660	10,830	
2.	филиал «Верхнетагильская ГРЭС» - ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	6,070	6,500	6,100	6,100	3,925	4,930	2,490	3,890	
3.	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,326	0,360	0,330	0,660	сбрасывают нормативно-очищенные и нормативно-чистые воды
4.	Филиал ОАО «ОГК-2» - Серовская ГРЭС	0,046	0,030	0,040	0,030	0,145	0,118	0,470	0,930	сбрасывают нормативно-очищенные и нормативно-чистые воды
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ»	0,000	0,470	0,950	0,470	0,000	0,483	0,970	0,480	
6.	Нижнетуринская ГРЭС (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	2,218	2,160	2,220	2,830	0,019	0,017	0,012	0,011	
7.	Красногорская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,000	0,095	0,000	0,000	0,002	0,002	0,002	0,001	сбрасывают нормативно-чистые воды (0,09 млн м куб)
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,400	0,470	0,400	0,380	сбрасывают нормативно-чистые воды
9.	Свердловская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	сброс сточных вод не осуществляют
10.	Первоуральская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	сброс сточных вод не осуществляют
11.	Качканарская ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,033	0,003	0,030	0,040	0,003	0,003	0,005	0,006	
12.	Верхотурская ГЭС (Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
13.	Режевская ГТ ТЭЦ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	сброс сточных вод не осуществляют
14.	ТЭЦ ОАО «МК «Уралметпром»									информация отдельно по ТЭЦ отсутствует, только в целом по предприятию

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15.	ТЭЦ ОАО «НПК «Уралвагонзавод»									информация отдельно по ТЭЦ отсутствует, только в целом по предприятию
16.	ТЭЦ УТМЗ									информация отдельно по ТЭЦ отсутствует, только в целом по предприятию
17.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС»	0,371	0,347	0,312	0,340	0,541	0,540	0,390	0,370	
18.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	сброс сточных вод не осуществляют
	ИТОГО	37,788	38,265	29,542	32,450	11,183	12,243	12,729	17,558	
	Всего по Свердловской области	780,32	763,42	771,34	712,28	472,3	473	491,2	479,9	
	Доля, процентов	4,8	5,0	3,8	4,6	2,4	2,6	2,6	3,7	

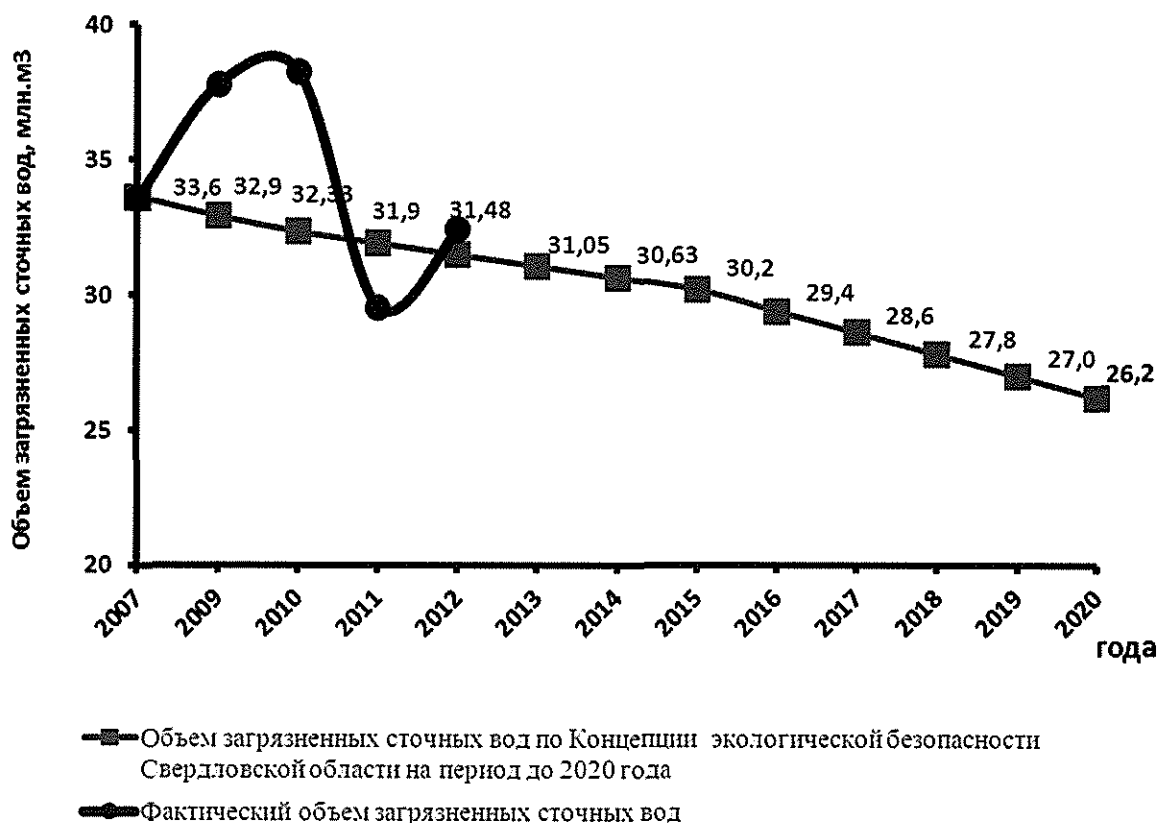


Рис. 20. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области, млн. куб. м

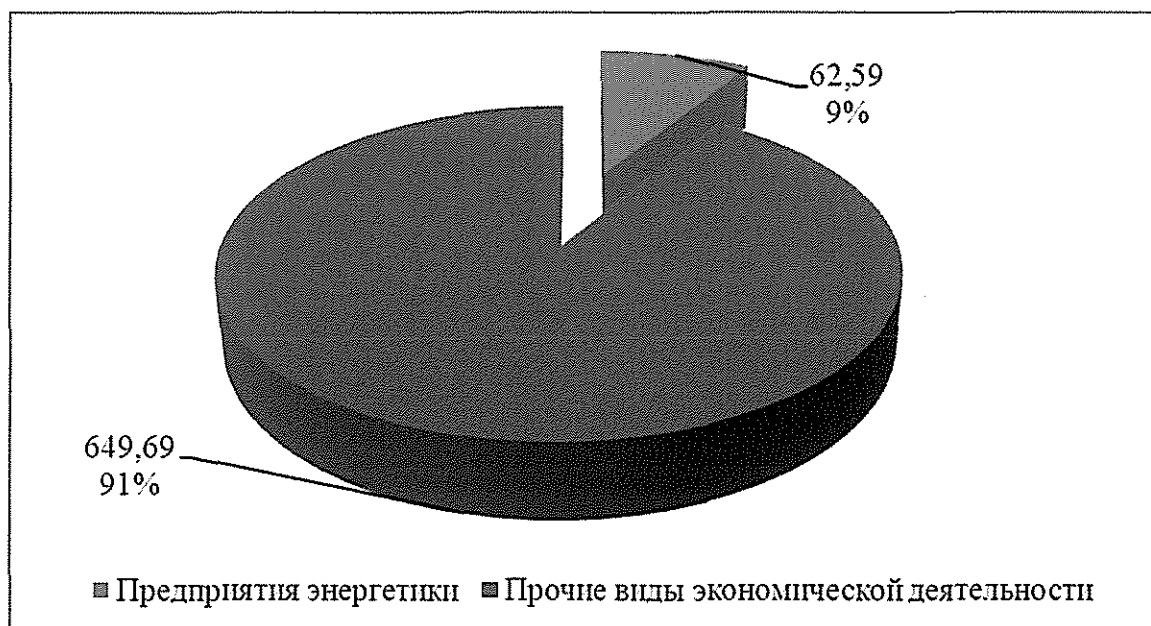


Рис. 21. Вклад водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты в 2012 году предприятиями энергетики, млн. куб. м

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики, тыс.тонн/год

Таблица 16

№ п/п	Наименование предприятия	Образовано, тыс.тонн					Использовано, тыс.тонн					Размещено, тыс.тонн						
		2007 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2007 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2007 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	процентов 2011 года к 2007 году	процентов 2012 года к 2007 году
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1.	ОАО «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях», филиал «Белоярская Атомная Станция»	1,195	0,905	2,227	0,939	1,147	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,00	0
2.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	3763,012	4307,954	5364,773	4866,558	4965,880	124,710	0,105	0,000	174,029	225,646	3656,973	4208,477	5225,468	4686,470	4734,890	128,15	129,475
3.	Свердловская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9»)	0,152	0,162	0,150	0,225	0,234	0,006	0,000	0,001	0,001	0,000	0,028	0,034	0,050	0,059	0,000	214,69	0
4.	Красногорская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9»)	218,390	215,134	240,884	198,125	174,112	0,031	0,097	0,039	0,039	0,084	217,964	214,819	240,700	197,903	173,895	90,80	79,781
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ»	320,519	342,153	305,995	343,607	326,642	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	318,275	341,316	305,157	342,620	325,521	107,65	102,276
6.	Качканарская ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,297	0,233	0,385	0,296		0,000	0,000	0,000	0,000		0,014	0,011	0,038	0,003		24,83	0
7.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	1,206	0,889	1,040	1,386	1,722	0,107	0,000	0,000	0,000	0,000	0,127	0,122	0,129	0,124	0,602	97,62	472,527

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
8.	Нижнетуринская ГРЭС (Свердловский филиал ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9»)	194,977	199,784	190,741	180,024	188,209	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	194,534	199,524	190,376	179,426	187,291	92,23	96,276
9.	Филиал ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - Серовская ГРЭС	561,616	538,429	555,748	644,107	526,286	0,213	0,124	0,033	0,015	0,034	561,016	538,123	555,227	642,737	524,694	114,57	93,525
10.	Первоуральская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9»)	0,576	0,086	0,135	0,132	0,219	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,005	0,003	0,000	0,002	2,36	314,960
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ (Свердловский филиал ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9»)	0,581	0,342	0,427	0,622	0,388	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,103	0,133	0,140	0,132	0,134	128,45	129,940
12.	Филиал «Верхнегагильская ГРЭС» - ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	4100,790	560,176	621,518	594,271	629,995	0,035	0,002	0,006	0,000	0,001	409,708	559,132	607,204	571,706	592,500	139,54	144,615
13.	Верхотурская ГЭС (Свердловский филиал ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9»)	0,003	0,011	0,007	0,015	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	2,31	0
	Итого по энергетической системе	9163,316	6166,257	7284,030	6830,307	6814,848	125,164	0,329	0,080	174,084	225,769	5358,747	6061,697	7124,491	6621,181	6539,529	123,56	122,034
	Всего по области	185029,6	156129,7	177599,4	185909,349	198988,3	86012,4	68013,9	74065,5	92348,02	86042,358	114964,1	94890,1	108646,4	117030,506	119026,88	101,80	103,533
	В процентах от общего объема отходов	4,952	3,949	4,101	3,674	3,425	0,146	0,000	0,000	0,189	0,262	4,661	6,388	6,558	5,658	5,494		

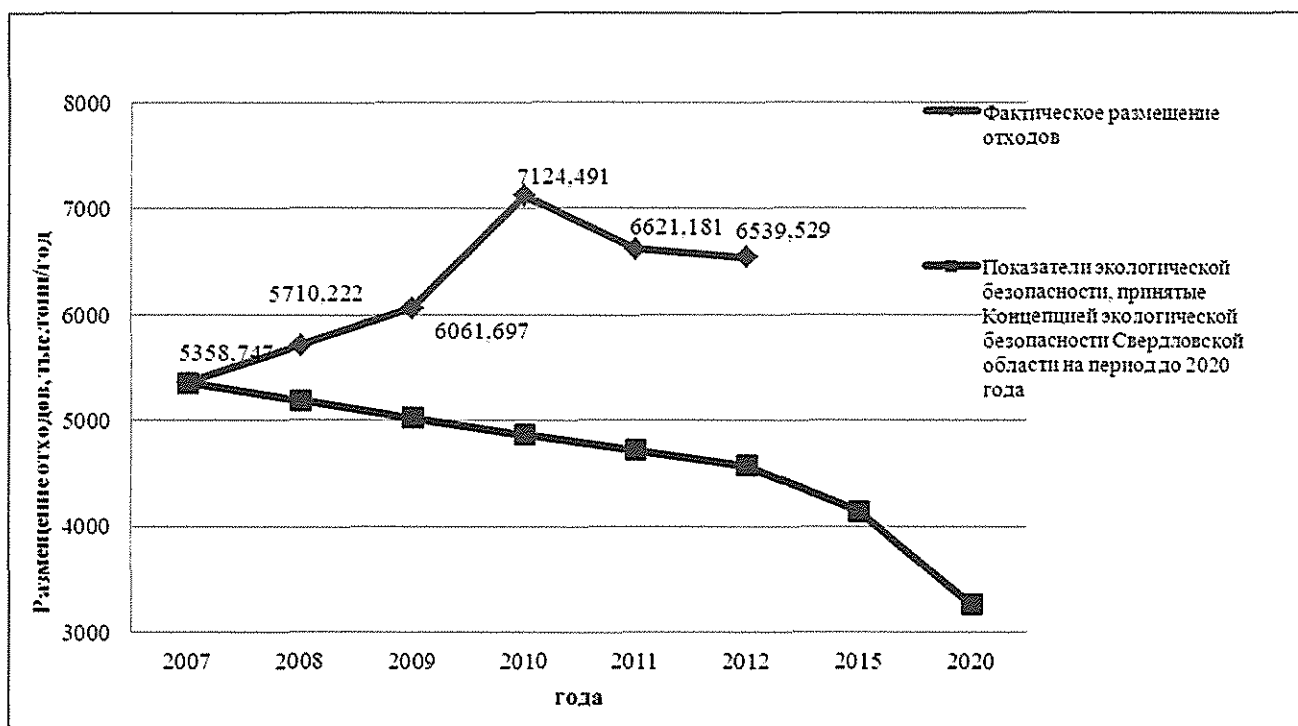


Рис. 22. Динамика размещения отходов предприятиями энергетики

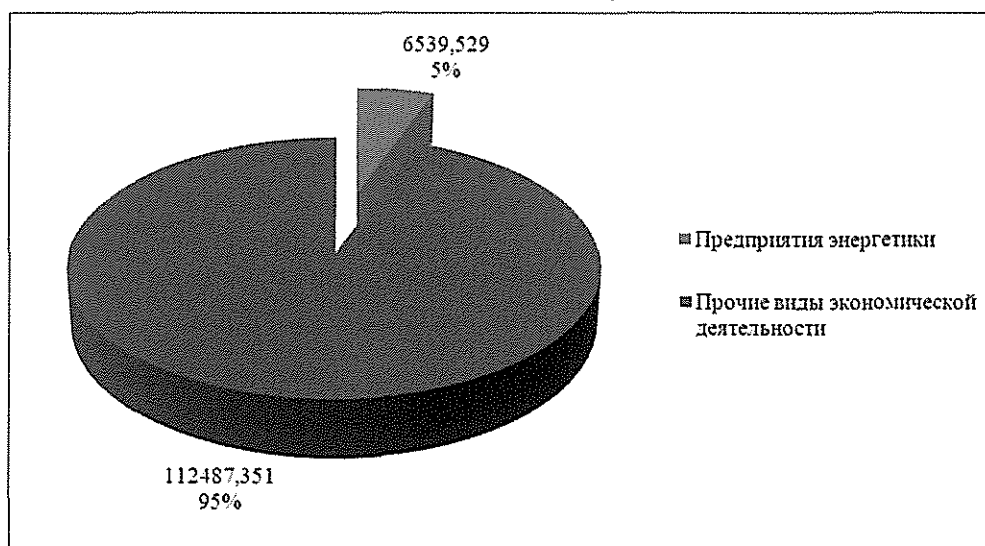


Рис. 23. Вклад предприятий энергетики в общий объем размещения отходов, тыс. т

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 к 2007 году:

- 1) валового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 28,3 процента;
- 2) сброса загрязненных сточных вод на 25,1 процента;
- 3) 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 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 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 открытым акционерным обществом «Энел ОГК-5».

Данные по воздействию предприятий энергетики на окружающую среду Свердловской области за 2013 год будут актуализированы во второй половине 2014 года.

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 области в течение 2005 – 2009 годов находилась в кризисном состоянии. Основными причинами неудовлетворительного состояния энергобезопасности Свердловской области являются:

- 1) высокий износ основных производственных фондов;
- 2) высокая степень зависимости Свердловской области от привозного топлива;
- 3) относительно высокое экологическое давление тепловых

электростанций на территорию области.

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

Под термином «малая генерация» приняты электростанции мощностью до 25 МВт и котельные 20 Гкал/час. Одновременно для объектов малой генерации целесообразно ввести следующую классификацию по виду использования первичной энергии:

- 1) энергообъекты, использующее привозное органическое топливо (уголь, газ, мазут);
- 2) энергообъекты на местном топливе (торф, отходы лесопереработки, местный природный газ);
- 3) энергообъекты на основе возобновляемых источников энергии (гидроэнергетика, солнечные и ветростанции, биотопливо и иные).

Несмотря на то, что Свердловская область является одним из крупнейших производителей и потребителей энергоресурсов в Российской Федерации, малая энергетика в регионе развита слабо и практически не имеет влияния на развитие энергосистемы и экономики региона. За последние 15 лет перечень всех объектов малой энергетики Свердловской области, запущенных в эксплуатацию, включает в себя 21 мини-ТЭЦ (на базе когенерационных агрегатов суммарной установленной электрической мощностью 50,6 МВт), что составляет менее 1 процента от установленной мощности Свердловской энергосистемы, причем часть введенных мощностей уже не используется.

Выгоды от развития малой энергетики для региона и потребителей Свердловской области:

- 1) снижение потребления в энергетике привозного невозобновляемого органического топлива;
- 2) повышение эффективности использования топлива за счет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;
- 3) ограничение роста цен на тепловую и электрическую энергию;

- 4) повышение надежности энергоснабжения, эффективное решение проблемы дефицита генерирующих мощностей в отдельных энергоузлах;
- 5) решение вопросов энергоснабжения удаленных территорий;
- 6) повышение экологической эффективности выработки тепловой и электрической энергии;
- 7) высокая эффективность преобразования энергии;
- 8) низкая себестоимость производства электрической и тепловой энергии.

Определяющими факторами в развитии рынка малой генерации на территории Свердловской области являются:

- 1) уровень цен на рынках энергии в сопоставлении со стоимостью первичных энергоресурсов;
- 2) уровень развития технологий, уровень цен на оборудование малой энергетики, развитие рынка услуг в сфере малой энергетики;
- 3) государственная политика и законодательство в области малой энергетики;
- 4) порядок согласований разрешительной документации и технических условий на подключение к инженерным сетям;
- 5) кадровое обеспечение развития малой генерации на территории Свердловской области;
- 6) ужесточение экологических требований для определённых групп потребителей энергоресурсов к уровню выброса вредных веществ, рост штрафных санкций за нарушение экологических норм.

Причины, препятствующие быстрому развитию малой энергетики (исходя из градации по видам использования первичных энергоресурсов):

- 1) энергетика на привозном органическом топливе.

Промышленные предприятия Свердловской области способны самостоятельно, причем достаточно быстрыми темпами, вводить новые мощности в центрах электрических и тепловых нагрузок. Однако сдерживающими факторами являются относительно сложные и требующие временных, а зачастую и значительных финансовых издержек мероприятия по доступу (выполнению

технических условий) к инженерной инфраструктуре (газовые, электрические и тепловые сети) и получение необходимых согласований. Также в регионе не накоплен достаточный опыт реализации проектов в области малой генерации, который может стимулировать потребителей к форсированию проектов, направленных на энергосбережение, путем строительства объектов малой генерации;

2) энергетика на местном топливе.

В Свердловской области имеется значительный собственный топливный потенциал, пригодный для замещения привозного топлива: имеются запасы торфа (более 3 млрд. тонн) и биомассы (до 0,5 млн. тонн/год). Вблизи города Красноуфимска начата разработка запасов природного газа с потенциальным ежегодным дебетом 1,5-2 млрд. куб. м. Отдельно необходимо отметить слабое развитие энергетики на отходах лесопереработки.

В 2012 году в Тугулыме запущена полностью автоматизированная котельная мощностью 7 МВт на торфе. Таким образом, дан старт началу возрождения в Свердловской области торфодобывающего кластера. В рамках данного проекта кроме строительства новых котельных и перевода существующих угольных котельных на торф планируется строительство завода по переработке топлива, разработка логистических схем доставки торфа до котельных. В дальнейшем возможно строительство электростанции мощностью до 50 МВт. Развитие торфодобывающего кластера в Свердловской области позволит снизить зависимость от угля, в том числе привозимого из Экибастузского бассейна Казахстана.

Причинами низкого использования местного топлива являются:

высокая стоимость капитальных вложений в объекты энергетики и инфраструктуры;

слабая государственная поддержка развития добычи торфа и его использования на объектах энергетики;

недостаточный опыт реализации проектов в регионе на основе использования отходов лесопереработки;

3) энергетика на основе возобновляемых источников энергии.

Альтернативные и возобновляемые виды малой энергетики (объекты, использующие солнечную, ветровую энергию, низкопотенциальные термальные источники (низкопотенциальное тепло Земли) и иные органоминеральные образования, добываемые в объемах их естественного воспроизводства, биомасса в виде отходов промышленности, жилищно-коммунального хозяйства, бытовых отходов) в Свердловской области не распространены.

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:

- 1) наличие рек большими дебитами и малыми перепадами высот по длине русла;
- 2) наличие рек с малыми дебитами и значительными перепадами высот;
- 3) наличие большого количества искусственных водоемов (прудов) с регулируемым водосбросом небольшой высоты (2 - 10 м);
- 4) 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- и микро-ГЭС позволяют ставить вопрос о восстановлении заброшенных мини-ГЭС области (Верхне-Сысертская, Алапаевская, Афанасьевская, Ирбитская, Речкаловская и иные) и сооружении ряда новых мини- и микро-ГЭС.

Область характеризуется достаточно неравномерным распределением ветровых потоков по территории. В таблице 17 приведены данные по среднегодовым и среднемесячным скоростям ветра для ряда мест на территории.

Таблица 17

Среднегодовые и среднемесячные скорости 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 среднегодовые скорости ветра находятся 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:

- 1) значительные капиталовложения на единицу установленной мощности (все источники альтернативной и возобновляемой энергии);
- 2) высокая обеспеченность региона привозным ископаемым топливом, отлаженность транспортных и других связей;
- 3) 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) в рамках концепции требуется разработка 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) исходя из принципов надежности функционирования электросетевого комплекса формирование 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.

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 области в экономике, промышленности и социальной сфере.

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

- 1) достижение целевых показателей энергокомфорта населения Свердловской области;
- 2) обеспечение технической возможности присоединения к электрическим сетям потребителей, расположенных на территории Свердловской области;
- 3) повышение конкурентоспособности экономики Свердловской области;
- 4) рост производительности труда в электроэнергетике в 1,5 раза до 2020 года;
- 5) включение научно-производственного потенциала региона в технологическое развитие электроэнергетики;
- 6) минимизация затрат на энергоснабжение потребителей Свердловской области;
- 7) достижение целевых показателей Концепции экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года;
- 8) увеличение доли малой генерации и возобновляемых источников энергии в энергетике Свердловской области.

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

- 1) разработка целевых показателей энергокомфорта как составляющих показателя качества жизни и способов их достижения;
- 2) разработка мер по преобразованию энергетики в инфраструктуру, стимулирующую развитие региона (модернизация и замена морально

устаревшего оборудования, внедрение энергетически и экономически эффективных технологий и иное);

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

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

5) определение оптимальных границ развития систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения;

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

7) 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 Свердловской области выполнен на период 2015 – 2019 годов в связи с тем, что подготовка схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2023 года выполняется в начале 2014 года, в прогнозе также отражен указанный год.

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме выполнен с учетом показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и плановый период 2015 и 2016 годов, а также показателей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и Банка России. На более отдаленную перспективу (2017-2019 годы) приняты показатели скорректированного прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанного

Министерством экономического развития Российской Федерации исходя из задач, сформулированных в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р. Прогнозные уровни электропотребления Свердловской энергосистемы на период до 2019 года, полученные с учетом отмеченных расчетных условий, приводятся в таблице 18. Прогноз электропотребления показан на рисунке 24. Годовой темп электропотребления в процентах по отношению к предыдущему году приведён на рисунке 25.

Таблица 18

Прогноз спроса на электрическую энергию по основному варианту

Период	Факт	Прогноз					
	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электропотребление (млн. кВтч)	44770	43717	43698	44012	44008	44055	44048
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году) (млн. кВтч)	-2097	-1053	-19	314	-4	47	-7
Темпы прироста электропотребления (по отношению к предшествующему году) (процентов)	-4,47	-2,35	-0,04	0,72	-0,01	0,11	-0,02

В соответствии с выполненным прогнозом спрос на электроэнергию в Свердловской энергосистеме в 2014 году по отношению к 2013 году сократится на 2,4 процента. В период с 2016 по 2019 год спрос на электроэнергию будет практически неизменен. Существенное влияние на величину прогноза электропотребления оказало снижение производства в филиалах ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ» и «УАЗ СУАЛ». Значительное влияние оказало также замедление темпов экономического роста, связанное с сокращением объема инвестиций в 2013 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.

Среднегодовой прирост потребления электроэнергии в период 2014-2019 годов составит 0,13 процента в год.

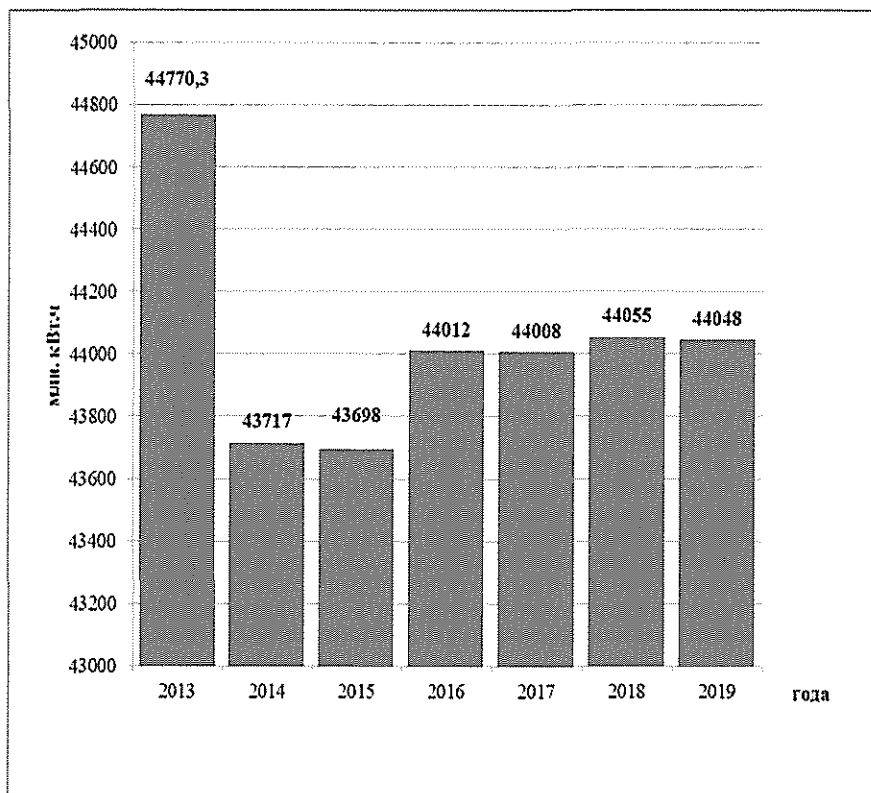


Рис. 24. Прогноз потребления электроэнергии Свердловской области , млн. кВтч

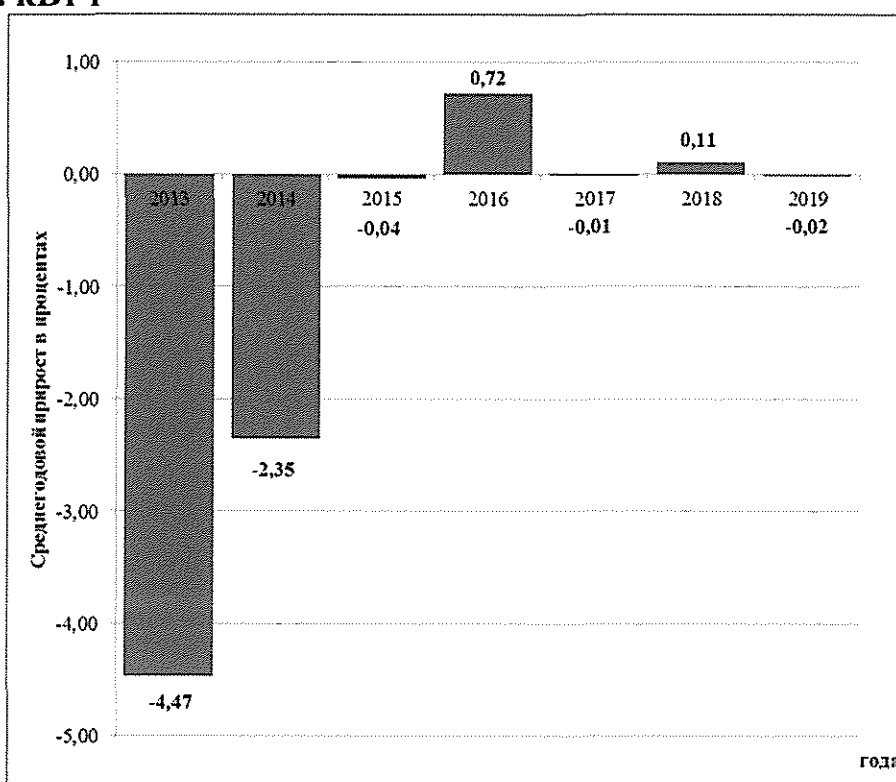


Рис.25. Годовой прирост электропотребления, процентов

Прогнозные уровни максимумов нагрузки Свердловской энергосистемы на период до 2019 года приведены в таблице 19. Прогноз максимумов нагрузки показан на рисунке 26. Годовой темп изменения максимума нагрузки в процентах по отношению к предыдущему году приведён на рисунке 27.

В соответствии с выполненным прогнозом в период 2014-2019 годов максимальная нагрузка по энергосистеме ожидается в 2019 году и составит 6613 МВт. Наибольшее снижение максимума нагрузки потребителей по энергосистеме ожидается в 2014 году и составит 6570 МВт. Значительный спад нагрузки в 2014-2019 годах по отношению к 2013 году объясняется снижением производства в филиалах ОАО «СУАЛ» - «БАЗ СУАЛ» и «УАЗ СУАЛ».

Среднегодовой прирост нагрузки в период 2014-2019 годов ожидается на уровне 0,12 процента в год.

Таблица 19

Прогноз максимумов нагрузки

Наименование показателя	Факт	Прогноз					
	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Собственный максимум нагрузки (МВт)	6733	6570	6571	6580	6595	6602	6613
Абсолютный прирост максимума нагрузки (по отношению к предшествующему году) (МВт)	-227	-163	1	9	15	7	11
Темпы прироста (по отношению к предшествующему году) (процентов)	-3,3	-2,4	0,0	0,1	0,2	0,1	0,2

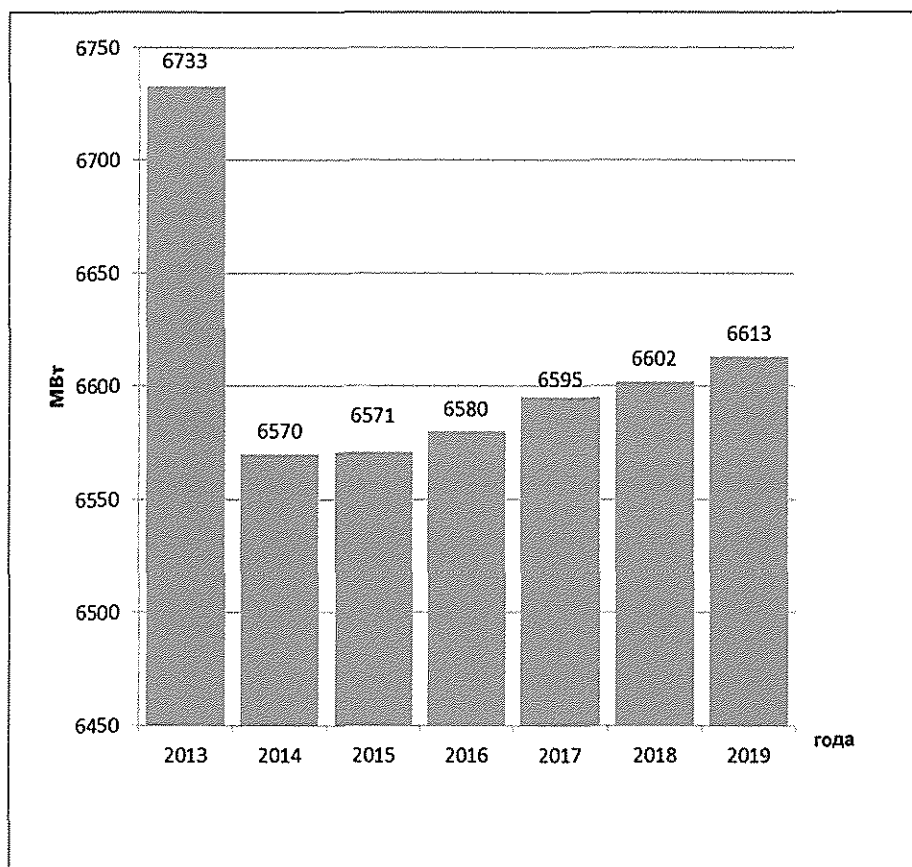


Рис. 26. Прогноз максимумов нагрузки, МВт

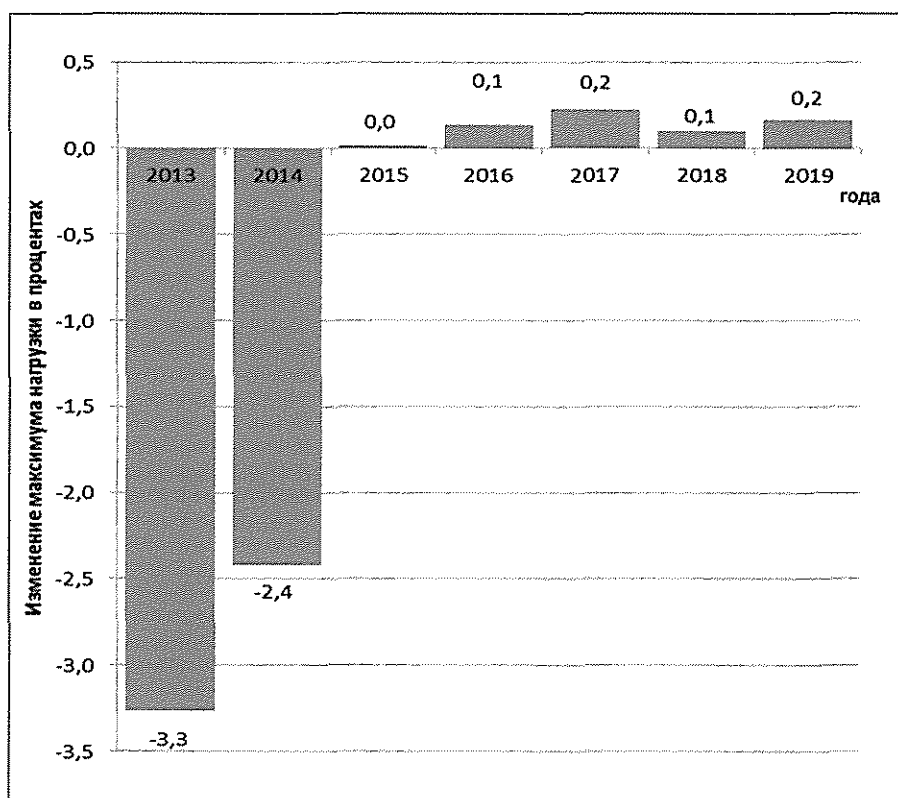


Рис. 27. Годовой темп изменения максимума нагрузки, процентов

В таблице 20 приведен прогноз нагрузки по наиболее крупным энергорайонам энергосистемы Свердловской области. Указанный прогноз

составлен на базе фактических показателей потребления за 2013 год, с учетом анализа заключенных договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям, а также с оценкой ежегодного прироста потребности в мощности. При формировании прогноза использованы сведения о максимальной заявленной мощности, указанные в заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям, сроках их ввода в эксплуатацию, позволяющие оценить распределение прироста потребности в мощности по годам прогнозирования.

Таблица 20

Прогноз максимумов нагрузки по наиболее крупным энергорайонам

Наименование показателя	Факт	Прогноз					
	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Серово-Богословский энергорайон (МВт)	956	779	780	788	790	791	792
Екатеринбургский энергорайон, (МВт)	1479	1594	1781	1820	1885	1886	1889
Нижнетагильский энергорайон, (МВт)	855	921	923	925	927	927	929

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

В связи с тем, что подготовка схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года выполняется в начале 2014 года, вывод из эксплуатации и ввод в работу генерирующих мощностей также захватывает указанный год. Учет изменения состава генерирующего оборудования в 2014 году позволит сформировать представление о составе генерирующего оборудования на начало 2015 года.

Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в период с 2014 по 2019 год сформированы на основании предложений генерирующих компаний, направленных для разработки схемы и программы развития Единой

энергетической системы России на 2014-2020 годы и схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года. Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования соответствуют обязательному условию, при котором вывод из эксплуатации генерирующего оборудования не приводит к:

- 1) нарушению надежного электроснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами;
- 2) нарушению устойчивости режима работы ЕЭС России;
- 3) нарушению надежного теплоснабжения существующих потребителей;
- 4) угрозе жизни и здоровью людей и повреждению оборудования;
- 5) 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, выраженные 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 2014–2019 годы разделены на две категории: основные и дополнительные.

К основным отнесены те объемы выводимой генерации, которые соответствуют предложениям генерирующих компаний и для которых отсутствует решение Министерства энергетики Российской Федерации о приостановке вывода в связи с несоблюдением обязательного условия.

К дополнительным отнесены те, которые соответствуют предложениям генерирующих компаний и для которых имеется решение Министерства энергетики Российской Федерации о приостановке вывода в связи с несоблюдением обязательного условия, а именно вывод генерирующего оборудования невозможен по причине возникновения дефицита теплоснабжения. В случае обеспечения надежного теплоснабжения существующих потребителей

от альтернативных источников, вывод из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенного к дополнительным объемам, будет допустим.

Планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенный к основному, составляет 653 МВт. Объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенный к дополнительному, составляет 794 МВт.

Суммарный планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2014 по 2019 год составляет 1447 МВт (15 процентов от величины установленной мощности). Суммарные планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности приведены на рисунке 28.

Сводный перечень генерирующего оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации, отнесенный к основному объему, приведен в приложении № 11. Сводный перечень генерирующего оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации, отнесенный к дополнительному объему, приведен в приложении № 12.

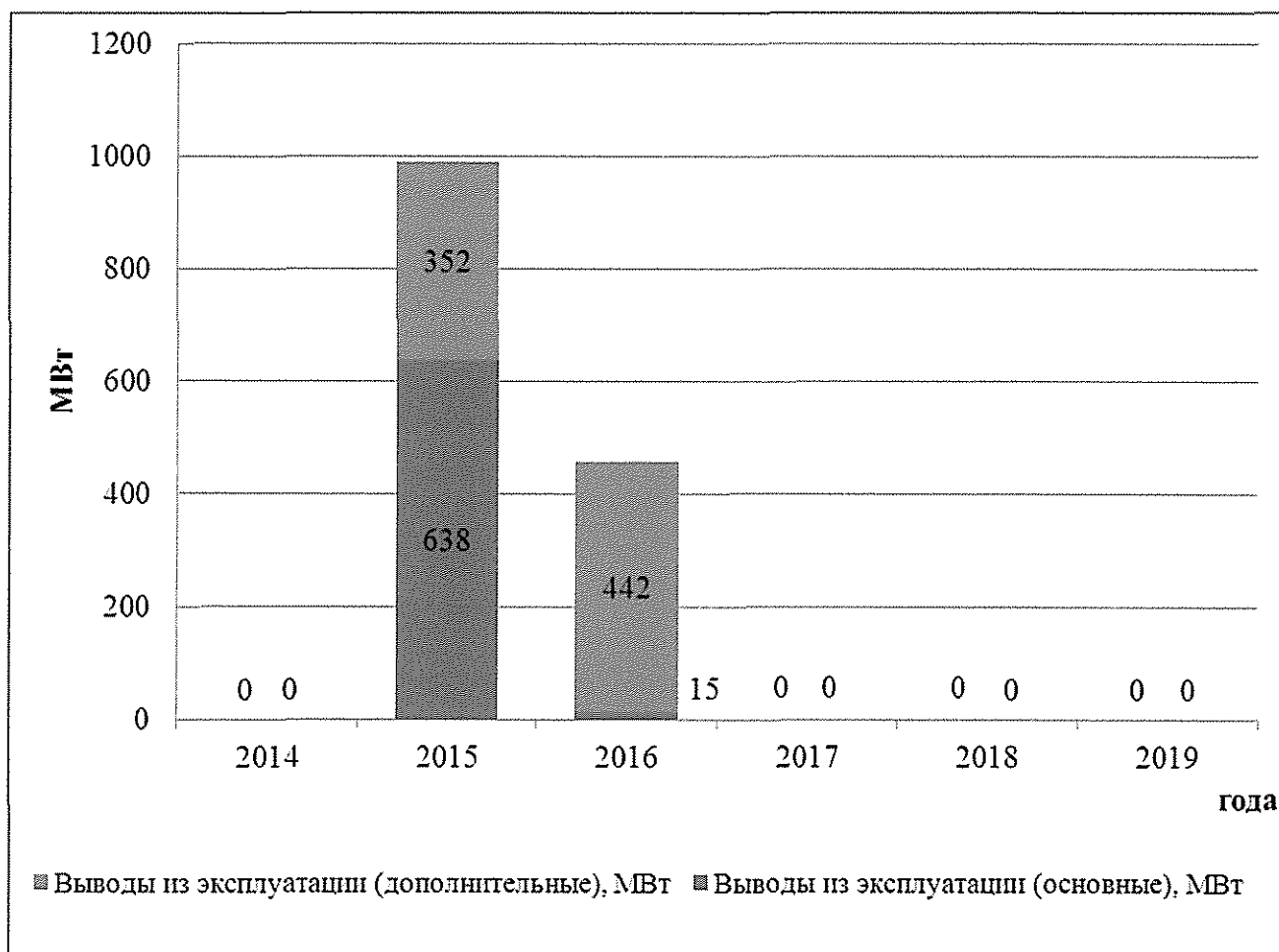


Рис. 28. Объемы вывода генерирующего оборудования из эксплуатации, МВт

Планируемые вводы генерирующего оборудования

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей, планируемых к сооружению до 2019 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 2015-2019 годов и на перспективу до 2024 года отнесены следующие генерирующие объекты:

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

2) генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом»;

3) генерирующие объекты, по которым имеются заключенные договоры об осуществлении технологического присоединения.

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 2014-2019 годов предусматриваются в объеме до 2800 МВт.

Вводы новых дополнительных генерирующих мощностей (с низкой вероятностью реализации) на электростанциях Свердловской области в период 2014-2019 годов предусматриваются в объеме до 8 МВт.

Также в период до 2019 года в энергосистеме Свердловской области планируется выполнить модернизацию и реконструкцию ряда генерирующих мощностей, связанные с увеличением установленной мощности электрических станций на величину до 130 МВт. Данная величина будет отнесена к дополнительным генерирующим мощностям в связи с низкой вероятностью реализации по указанным выше критериям.

Планируемые объемы вводов генерирующей мощности, а также дополнительные объемы ввода с учетом модернизации и реконструкции в период до 2019 года приведены на рисунке 29.

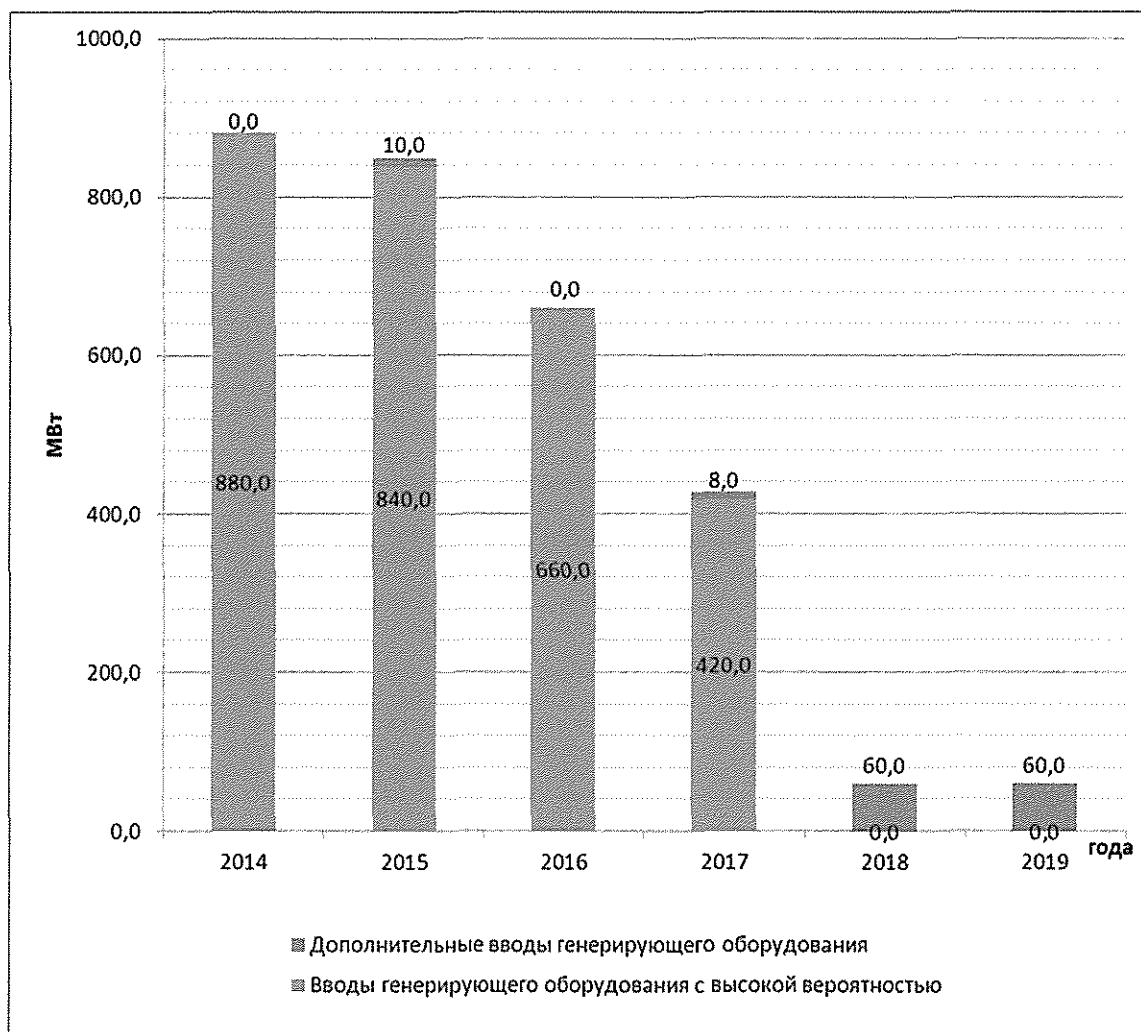


Рис. 29. Объемы ввода генерирующего оборудования, МВт

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 № 13.

Сводный перечень дополнительных объемов ввода генерирующего оборудования по электростанциям приведен в приложении № 14.

В связи с исключением Демидовской ТЭС из Схемы и программы развития Единой энергетической системы России указанный объект не учтен в схеме и

программе развития электроэнергетики Свердловской области.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.02.2014 № 178-р ПГУ-230 Ново-Богословской ТЭЦ перенесена на площадку Казанской ТЭЦ-2 в связи со снижением электропотребления Богословского алюминиевого завода.

Изменение установленной мощности

В период с 2014 по 2019 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 2147 МВт и составит 11916 МВт. Объемы ввода и вывода генерирующего оборудования с учетом указанных критериев приведены на рисунке 30. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано на рисунке 31 и в таблице 21.

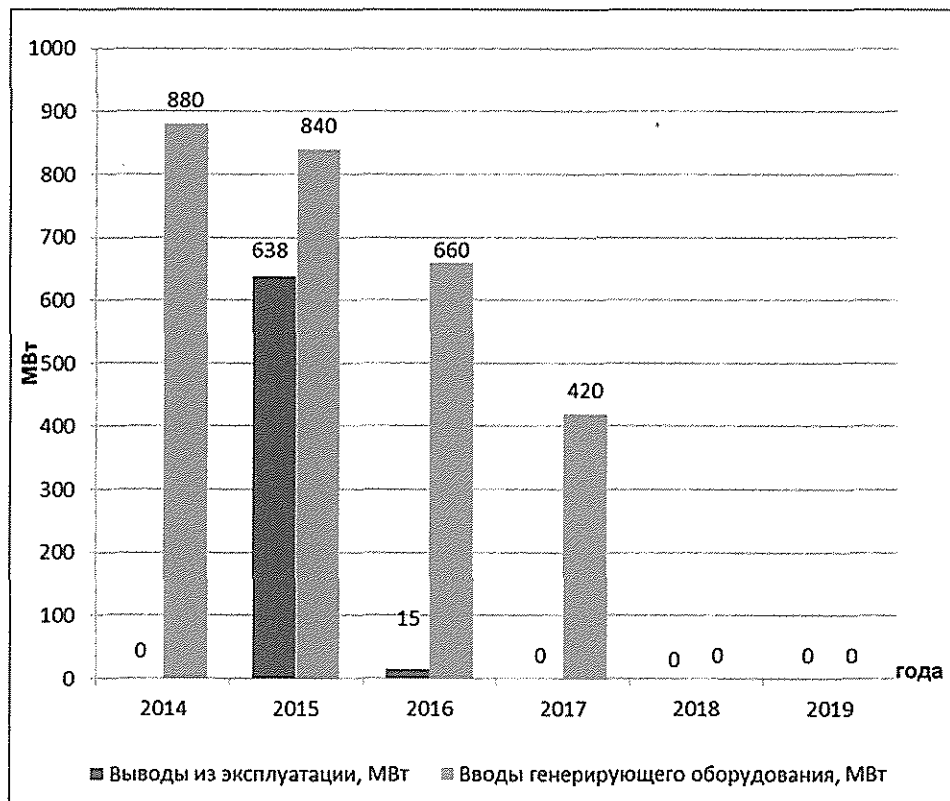


Рис. 30. Объемы ввода (с высокой вероятностью) и вывода (основные) генерирующего оборудования, МВт

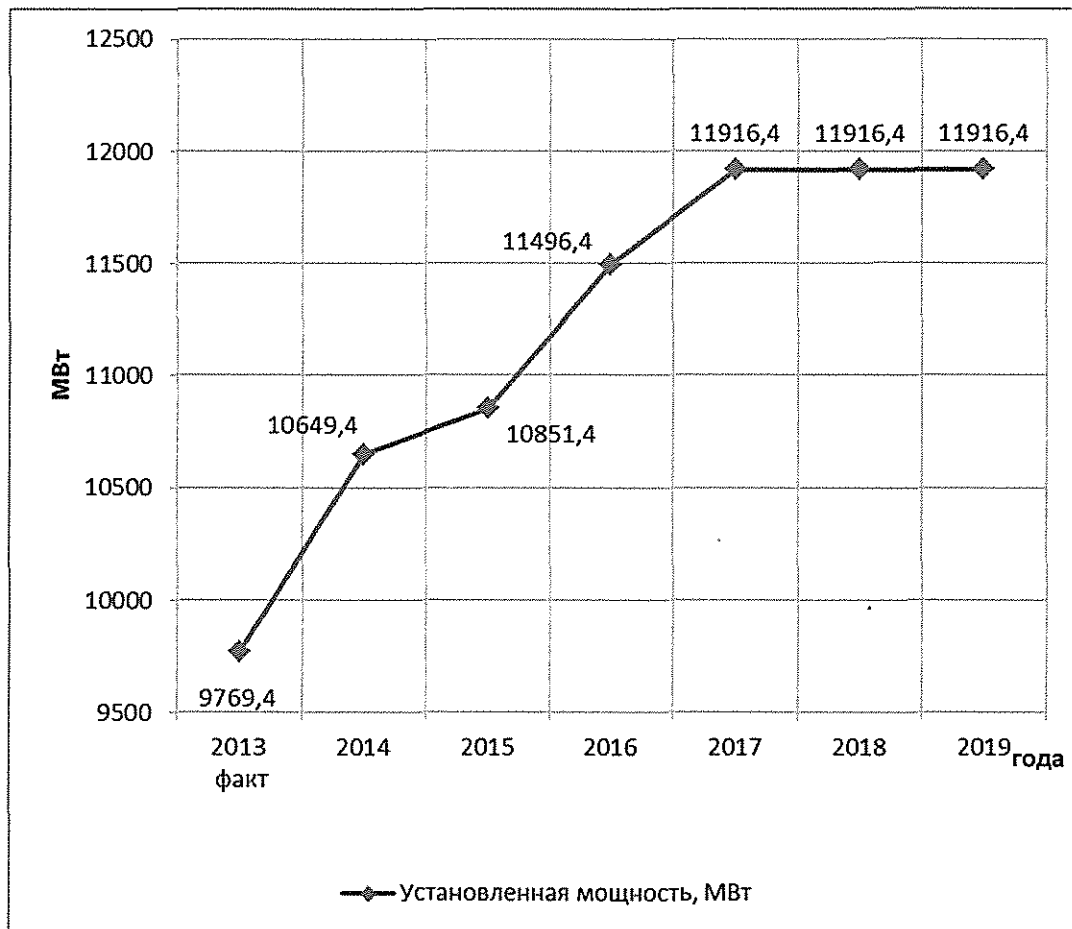


Рис. 31. Изменение установленной мощности с учётом объемов ввода с высокой вероятностью и вывода генерирующего оборудования по основному объему, МВт

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 1353 МВт и составит 11122 МВт. Объемы ввода и вывода генерирующего оборудования с учетом указанных критериев приведены на рисунке 32. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано на рисунке 33 и в таблице 22.

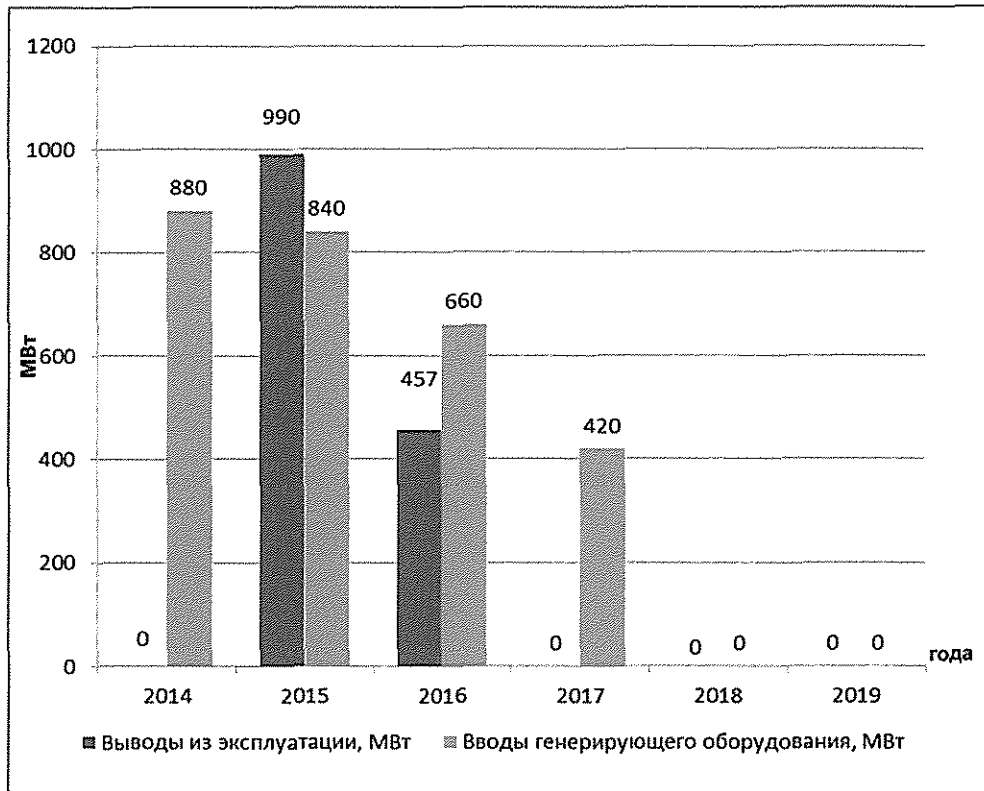


Рис. 32. Объемы вводов с высокой вероятностью и суммарных выводов генерирующего оборудования, МВт

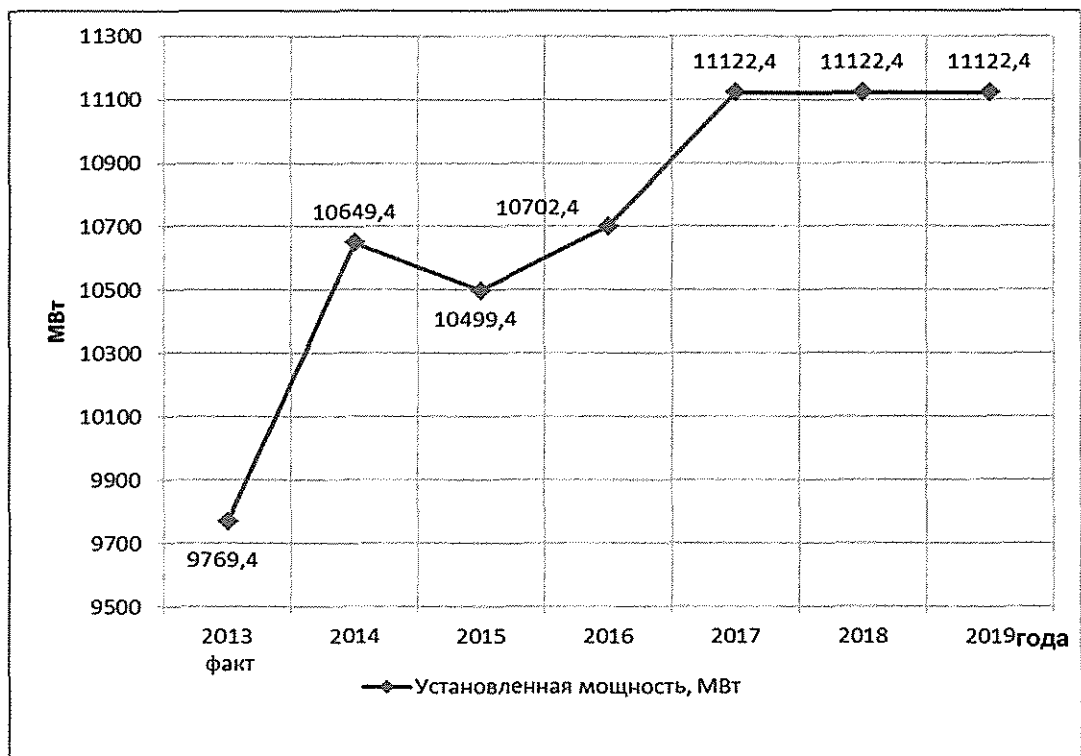


Рис. 33. Изменение установленной мощности с учётом вводов с высокой вероятностью и суммарного объема вывода генерирующего оборудования, МВт

Таблица 21

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

№ п/п	Электростанция	P _{уст} (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1.	Верхнетагильская ГРЭС	1497	1497	1629	1629	1629	1629	1629
2.	Серовская ГРЭС	538	538	608	608	1028	1028	1028
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	279	279	279	724	724	724	724
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	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5
17.	ТЭЦ Академическая	0	0	0	200	200	200	200
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
Всего		9769,4	10649,4	10851,4	11496,4	11916,4	11916,4	11916,4
в том числе								
АЭС		600	1480	1480	1480	1480	1480	1480
ГЭС		7	7	7	7	7	7	7
ТЭС		9162,4	9162,4	9364,4	10009,4	10429,4	10429,4	10429,4

Таблица 22

Изменение установленной мощности с учётом вводов с высокой вероятностью и суммарного объема вывода генерирующего оборудования

№ п/п	Электростанция	P _{уст} (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1.	Верхнетагильская ГРЭС	1497	1497	1365	1365	1365	1365	1365
2.	Серовская ГРЭС	538	538	608	420	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	279	279	191	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	1656,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5
17.	ТЭЦ Академическая	0	0	0	200	200	200	200
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
Всего		9769,4	10649,4	10499,4	10702,4	11122,4	11122,4	11122,4
в том числе								
АЭС		600	1480	1480	1480	1480	1480	1480
ГЭС		7	7	7	7	7	7	7
ТЭС		9162,4	9162,4	9012,4	9215,4	9635,4	9635,4	9635,4

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. 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 составлен на период 2014-2019 годов и приведен в таблице 23.

Таблица 23

Прогноз спроса на электроэнергию в Свердловской энергосистеме

Наименование показателя	2013 год факт	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электропотребление (млн. кВтч)	44770,3	43717,0	43698,0	44012,0	44008,0	44055,0	44048,0
Производство (млн. кВтч)	49167,9	50777,9	48992,7	52543,4	54842,4	55357,7	56056,3
в том числе:							
АЭС	4120,3	4631,0	7296,2	10387,0	10170,0	10050,0	10166,0
ГЭС	19,9	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ТЭС	45027,7	46127,9	41677,4	42137,4	44653,4	45288,7	45871,3
Перетоки (млн. кВтч)	-4397,6	-7060,9	-5294,7	-8531,4	-10834,4	-11302,7	-12008,3

Прогнозные балансы мощности разработаны для варианта развития генерирующих мощностей с учетом только вводов мощности с высокой вероятностью реализации и выводами мощности по основному объему. Прогнозный баланс мощности Свердловской энергосистемы составлен на период 2014-2019 годов и приведен в таблице 24.

Прогнозный баланс мощности по Свердловской энергосистеме

Таблица 24

Наименование показателя	2013 год факт	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Собственный максимум потребления (МВт)	6733	6570	6571	6580	6595	6602	6613
Установленная мощность (МВт)	9769,4	10649,4	10851,4	11496,4	11916,4	11916,4	11916,4
в том числе:							
АЭС	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
ТЭС	9162,4	9162,4	9364,4	10009,4	10429,4	10429,4	10429,4

Как и в предшествующие периоды, энергосистема Свердловской области до 2019 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 2015-2019 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение эффективности функционирования энергосистемы:

- 1) обеспечение выдачи мощности новых и расширяемых электростанций;
- 2) обеспечение внешнего электроснабжения новых потребителей;
- 3) снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» на перспективу;
- 4) 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 2015-2019 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 ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала, филиала ОАО «МРСК Урала» «Свердловэнерго», ГУП СО «Облкоммунэнерго». В связи с тем, что подготовка схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года выполняется в первой половине 2014 года, в предложениях по развитию электрической сети также отражен указанный год. Учет развития электрических сетей в 2014 году позволит сформировать представление о схеме электрической сети на начало 2015 года.

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства напряжением 220 кВ и выше на период до 2019 года за основу приняты материалы схемы и программы развития ЕЭС России на 2014-2020 годы.

В период 2014–2019 годов для решения поставленных задач выделяются следующие четыре основных направления развития электрических сетей 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы:

1) электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для обеспечения выдачи мощности вновь строящихся и расширяемых электростанций;

2) электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для подключения новых крупных потребителей;

3) ликвидация «узких мест» энергосистемы Свердловской области и повышение пропускной способности электрической сети;

4) реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

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

В период 2014–2019 годов намечается сооружение нескольких объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих электростанций (приведены электростанции с высокой вероятностью реализации):

1. Белоярская АЭС

Ввод в работу энергоблока № 4 (БН-800) планируется осуществить в 2014 году. Схема выдачи мощности предполагает следующее сетевое строительство:

строительство шлейфового захода ВЛ 220 кВ БАЭС – Окунево в РУ 220 кВ ПС 500 кВ Курчатовская с образованием ВЛ 220 кВ Курчатовская – Окунево и ВЛ 220 кВ Курчатовская – БАЭС № 1 (выполнено);

строительство шлейфового захода ВЛ 220 кВ БАЭС – Каменская в РУ 220 кВ ПС 500 кВ Курчатовская с образованием ВЛ 220 кВ Курчатовская – Каменская и ВЛ 220 кВ Курчатовская – БАЭС № 2 (выполнено);

установка АТГ 500/220кВ на ПС 500 кВ Курчатовская;

строительство шлейфового захода ВЛ 500 кВ Южная – Шагол в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Курчатовская с образованием ВЛ 500 кВ Курчатовская-Южная и ВЛ 500 кВ Курчатовская-Шагол;

ввод в эксплуатацию ПП 500 кВ Исеть;

строительство ВЛ 500 кВ Курчатовская – Исеть;

строительство шлейфовых заходов ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Козырево на ПП 500 кВ Исеть с образованием ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Исеть и ВЛ 500 кВ Исеть-Козырево.

Помимо электросетевого строительства для обеспечения выдачи мощности энергоблока предполагается изменение алгоритмов работы ряда устройств ПА, а также ввод в работу новых.

2. Серовская ГРЭС

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

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

установка 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 работу новых.

3. Нижнетуринская ГРЭС

Ввод в работу 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 работу новых устройств ПА.

4. ТЭЦ Академическая

Ввод в работу в 2016 году ПГУ-200 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 Академическая ТЭЦ - Южная I цепь с отпайкой на ПС Овощная и ВЛ 110 кВ Академическая ТЭЦ - 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 Академическая ТЭЦ - Южная II цепь с отпайкой на ПС Овощная и ВЛ 110 кВ Академическая ТЭЦ – Академическая.

Также для обеспечения выдачи мощности предполагается ввод в работу новых устройств ПА.

5. Верхнетагильская ГРЭС

Ввод в работу в 2015 году ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС предполагает следующее сетевое строительство:

установка 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 работу новых.

Развитие сетевого комплекса, связанного с появлением нагрузок новых крупных потребителей

В период 2014–2019 годов намечается подключение следующих новых крупных потребителей электрической энергии и мощности:

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

Ввод в работу нового прокатного производства ОАО «КУМЗ» с заявленной мощностью потребления 90 МВт (мощность вводится по этапам) в 2014 году предполагает следующее сетевое строительство:

строительство ПС 220 кВ КУМЗ с установкой двух трансформаторов по 80 МВА;

строительство шлейфовых заходов ВЛ 220 кВ Каменская – Травянская на ПС 220 кВ КУМЗ с образованием ВЛ 220 кВ Каменская – КУМЗ и ВЛ 220 кВ Травянская – КУМЗ;

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

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.

Рекомендуемые мероприятия по ликвидации «узких мест» приведены в главе 17 «Узкие места» энергосистемы Свердловской области.

Полный перечень мероприятий, в том числе связанных с повышением надёжности существующих потребителей, но не связанных с повышением пропускной способности сети, а также работы по реконструкции объектов электросетевого хозяйства приведены в сводном перечне объектов реконструкции и нового строительства, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области (приложение № 15).

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

Работа по прогнозированию потребления тепловой энергии по большинству городов не проводилась, кроме города Екатеринбурга.

Прогноз тепловой нагрузки города Екатеринбурга

Рост жилого фонда города Екатеринбурга приведет к существенному увеличению нагрузки на систему теплоснабжения города Екатеринбурга. Суммарный расчетный прирост тепловой нагрузки потребителей до 2025 года

составит 962,1 Гкал/ч (рисунок 34). 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.

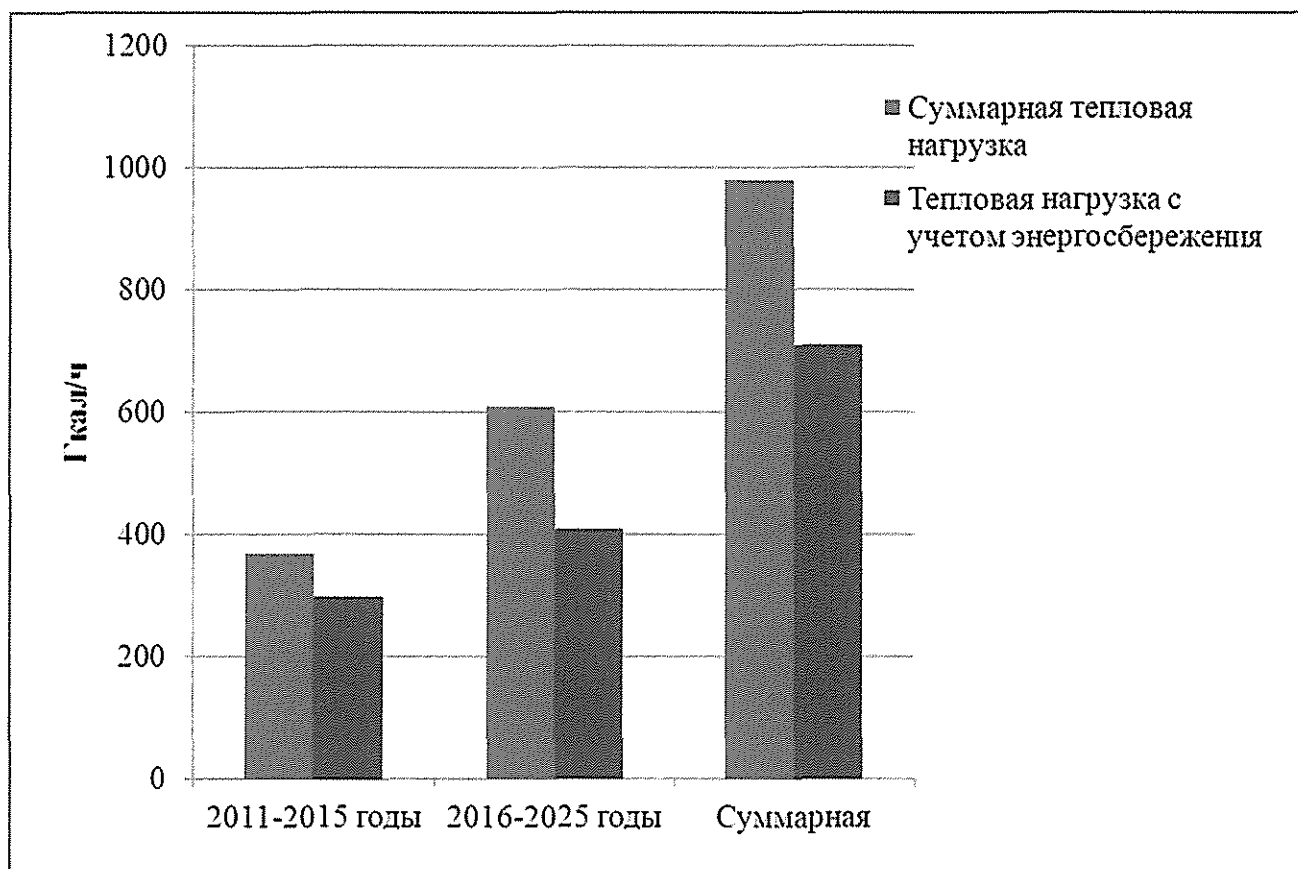


Рис. 34. Прирост тепловой нагрузки жилого фонда города Екатеринбурга до 2025 года

Наибольший прирост теплоснабжения ожидается в районах Орджоникидзевский, ВИЗ-Правобережный и юг центра, в том числе в микрорайоне «Академический» и районе УрФУ. Намечается также развитие города 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 города 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:

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

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

3) 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 СЦТ города Екатеринбурга составляла 4 408 Гкал/ч;

установленная мощность источников в СЦТ – 5 853 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.

Актуальность перевода открытых систем горячего водоснабжения на закрытые обусловлена тем, что:

в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома (70 °С) для нужд ГВС приводит к перетопам в помещениях зданий;

существует перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы теплоснабжения без регулятора температуры горячей воды, которая фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;

кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение перетопов во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;

снижение объемов работ по химической водоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;

снижение аварийности систем теплоснабжения.

Задачи, которые необходимо решить при переходе на закрытые СЦТ:

- 1) реконструкция систем холодного водоснабжения города;
- 2) монтаж внутридомовых (квартирных) водоводяных подогревателей;
- 3) реконструкция внутридомовых систем (разводок) с заменой труб на антикоррозионные (или монтаж установок по удалению из водопроводной воды растворенных газов перед нагревом);

4) незначительная реконструкция ТЭЦ и ЦТП (насосы и иное оборудование);

5) недопущение снижения эффективности работы ТЭЦ при увеличении доли конденсационной выработки;

6) внедрение энергосберегающих и эффективных мероприятий и технологий;

7) применение инновационных технологий при реконструкции и новом строительстве систем теплоснабжения.

При разработке схемы теплоснабжения города Екатеринбурга утверждены следующие направления реализации технической политики развития систем теплоснабжения города:

1. Модернизация основного оборудования в соответствии со следующими направлениями:

вывод из эксплуатации физически и морально устаревшего оборудования Кировской котельной;

выполнение модернизации турбоагрегатов на Ново-Свердловской ТЭЦ;

установка водогрейных котлов на Ново-Свердловской ТЭЦ для покрытия перспективных нагрузок потребителей с выводом из пикового режима Кировской котельной;

строительство ТЭЦ Академическая с целью покрытия перспективных нагрузок потребителей;

увеличение установленной мощности энергоисточника ЭПК УрФУ за счет ввода нового генерирующего оборудования;

замещение выбывающих мощностей источников, а также увеличение общей мощности энергосистемы муниципального образования «город Екатеринбург» с учетом обеспечения потребностей перспективного развития экономики и создания резерва электрической мощности и надежности энергетической инфраструктуры.

2. Зона действия ТЭЦ Академическая определяется частично зонами перспективной застройки, частично зоной действия Ново-Свердловской ТЭЦ и

Гурзуфской котельной, частично зоной действия котельной Академэнерго, переводимой в пиковый режим работы.

3. Предусматривается перераспределение тепловой нагрузки между зонами действия ТЭЦ в целях обеспечения резервов мощности и повышения технико-экономических показателей работы.

4. Согласно статье 3 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в схеме теплоснабжения необходимо обеспечить приоритетное использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

5. Предусматривается перераспределение тепловой нагрузки с 20 котельных на ТЭЦ.

6. Обеспечение теплоснабжения проектируемых территорий высокоплотной застройки строящихся районов «Новокольцовский», «Университетский» от Ново-Свердловской ТЭЦ, «Академический» - от ТЭЦ Академическая.

7. К 2030 году в муниципальном образовании «город Екатеринбург» на тепловую мощность по всем категориям потребителей с учётом нового строительства объектов теплоснабжения увеличится с 4954 Гкал/ч до 7844 Гкал/ч (или на 2890 Гкал/ч; на 63 процента относительно базового уровня).

8. Балансы установленной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия энергоисточников предлагается обеспечить за счет выполнения серий перераспределений тепловой нагрузки и ввода нового оборудования.

9. Теплоснабжение новых строительных фондов в зонах существующих котельных будет обеспечиваться за счет их реконструкции с увеличением тепловой мощности и предлагаемых к строительству новых котельных в районах: «Компрессорный», «Шарташ», «Уктус-Правобережный», «Совхозный», а также на Большом конном полуострове и в жилом районе Сысерть.

10. В зонах нового строительства, не обеспеченных в настоящее время теплоснабжением, по проектам планировки предполагается строительство к 2030 году объектов теплоснабжения со спросом тепловой нагрузки около 780 Гкал/ч.

Теплоснабжение этих зон предполагается обеспечивать за счет Ново-Свердловской ТЭЦ, котельной «Уралхиммаш», а также предлагаемой к строительству котельной в жилом районе «Компрессорный» и котельной в жилом районе «Совхозный».

11. Зоны действия энергоисточников обосновываются технико-экономическими расчетами.

12. Повышение надёжности систем теплоснабжения будет обеспечено систематической реконструкцией участков трубопроводов тепловых сетей.

13. С 2013 года запрещается присоединение (подключение) внутридомовых систем горячего водоснабжения к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема).

14. К 2022 году все потребители, внутридомовые системы горячего водоснабжения которых были присоединены к тепловым сетям по схемам с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения, должны быть переведены на присоединение внутридомовых систем горячего водоснабжения на закрытую схему.

В результате реализации рекомендуемых мероприятий тепловая мощность энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии к 2022 году увеличится на 42,0 процента относительно существующей, электрическая – на 43 процента.

Программа развития системы теплоснабжения Екатеринбурга до 2020 года предполагает реконструкцию 145 км магистральных теплотрасс, насосных и ЦТП.

Стоимость работ по указанным мероприятиям оценивается в 11,5 млрд. рублей, что соответствует перекладке 14,5 км в год стоимостью 1,1 млрд. рублей в год.

С учетом проведения в городе Екатеринбурге чемпионата мира по футболу в 2018 году данные работы необходимо провести в более сжатые сроки: с 2013 до 2017 года, что означает перекладку порядка 30 км тепловых сетей в год и увеличение стоимости работ до 1,9 млрд. рублей в год.

Ввиду сложной организации системы теплоснабжения централизованной зоны на закрытую схему теплоснабжения предлагается переводить в первую очередь (2015-2016 годы) районы, не оказывающие принципиального влияния на режим работы системы теплоснабжения. Основными критериями при выборе очередности районов являлись: непосредственная близость к источникам тепла, возможность выделения зон действия источников или отдельных выводов.

На первом этапе в качестве пилотного проекта предлагается перевести потребителей ЖР «Заречный» (проектная схема застройки района предполагала подключение к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС), а также ПР «Юго-западный» и часть района «Юг центра» на закрытую схему ГВС (зона №1 на рисунке 35).

В связи с планируемым выводом из эксплуатации на Среднеуральской ГРЭС генерирующих мощностей, не соответствующих техническим требованиям, для участия в конкурентном отборе мощности на втором этапе предлагается перевести на закрытую схему ГВС часть потребителей ПР «Центральный» и ЖР «Эльмаш» (зона № 2 на рисунке 35) с теплоснабжением выделенных зон от Свердловской ТЭЦ – ПР «Центральный», ТЭЦ Фронтových бригад 18 – ЖР «Эльмаш».

На третьем этапе предлагается перевести на закрытую схему ГВС: ЖР «Уралмаш» и «Сортировочный» (зона № 3 на рисунке 35). Перевод потребителей данных районов не окажет значительного влияния на режимы работы центральной части города.

На четвертом этапе на закрытую схему переводятся потребители зоны действия Ново-Свердловской ТЭЦ (район Втузгородок, зона № 4 на рисунке 35).

На пятом этапе предлагается перевести на закрытую схему потребителей в зоне действия Ново-Свердловской ТЭЦ (часть Центрального ПР и часть ПР «Юг Центра», зона № 5 на рисунке 35).

На шестом этапе переводится на закрытую схему ГВС городов Верхняя Пышма, Березовского и потребители по магистрали М-15 (зона № 6 на рисунке 35).

Начиная с 2020 года предлагается перевести на закрытую схему основную

часть планировочного района «Центральный», а также зону потребителей ТЭЦ УМП и Гурзуфской котельной (зона № 7 на рисунке 35) (седьмой этап).

Этапы перевода зон теплоснабжения на «закрытую» схему ГВС представлены на рисунке 35.

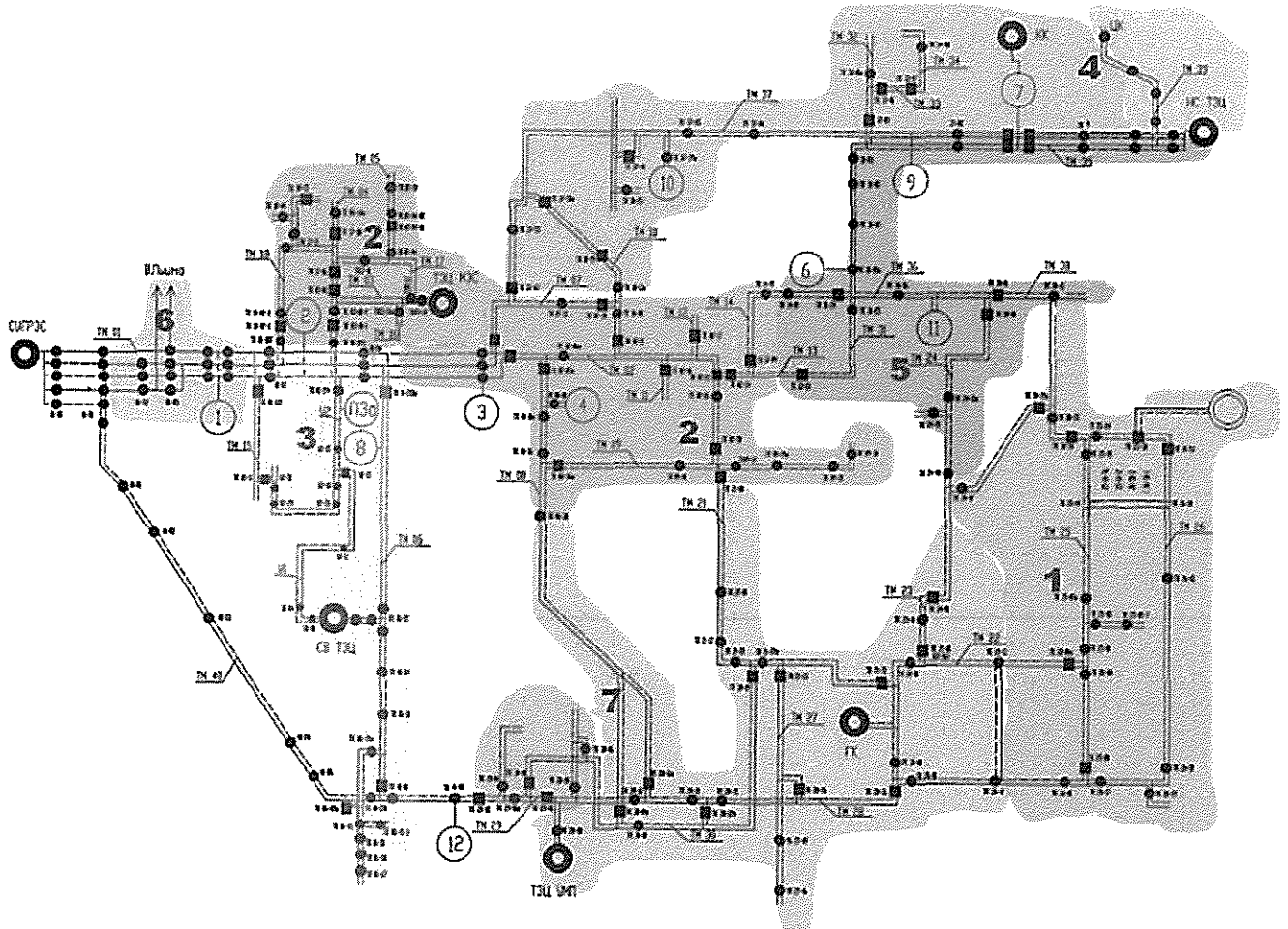


Рис. 35. Поэтапный перевод к 2021 году всех потребителей ГВС с открытой на закрытую схему присоединения

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 33. Потребность электростанций и котельных в топливе

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

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

Смягчение рисков, связанных с дальностью перевозок экибастузского угля, можно обеспечить приоритетным вовлечением в топливный баланс энергетики 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 области. Ведется разведка на других перспективных площадях. Возможности добычи газа в области оцениваются в 1,5 – 2 млрд. куб. м в год. Ресурсы собственного газа позволяют рассматривать перспективы сооружения новой электростанции мощностью порядка 1500 МВт вблизи месторождения либо ориентировать их на нужды малой распределенной энергетики на сжиженном природном газе или в виде компримированного газа, исключая необходимость сооружения газопроводов.

Перспективы развития атомной энергетики в Свердловской области связаны в первую очередь со строительством блока БН-800, а в последующем и блока БН-1200 на Белоярской АЭС. 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 25 с учетом ввода в эксплуатацию блока БН-1200 на Белоярской АЭС

Таблица 25

Динамика потребляемых топливных ресурсов

Наименование показателя	2013 год		2019 год		2024 год	
	объем (млн. т.у.т.)	доля (процентов)	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	9,9	29,1
Газ в электроэнергетике	16,3	52,8	17,0	54,8	17,0	49,4
Ядерное топливо	1,4	4,5	3,5	11,2	6,5	18,9
Торф, другие возобновляемые источники энергии и нефтепродукты	0,7	2,3	0,9	2,9	1,0	4,5
Суммарное потребление топлива на производство электрической и тепловой энергии	30,8	100	31,2	100	34,4	100

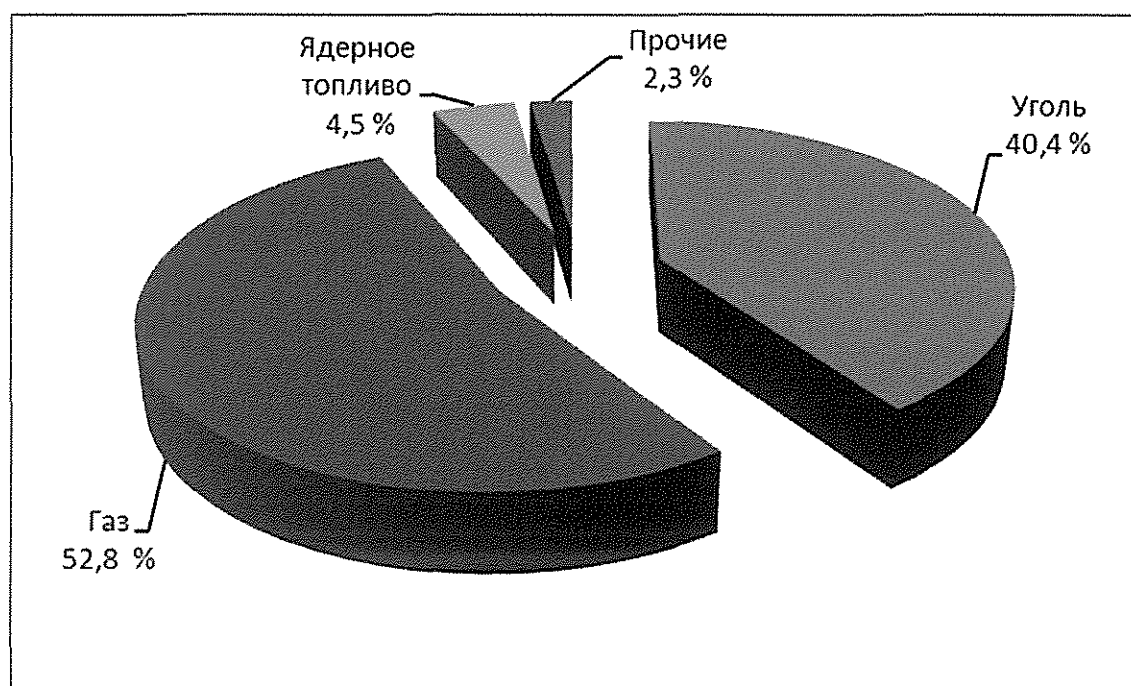


Рис. 36. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2013 году

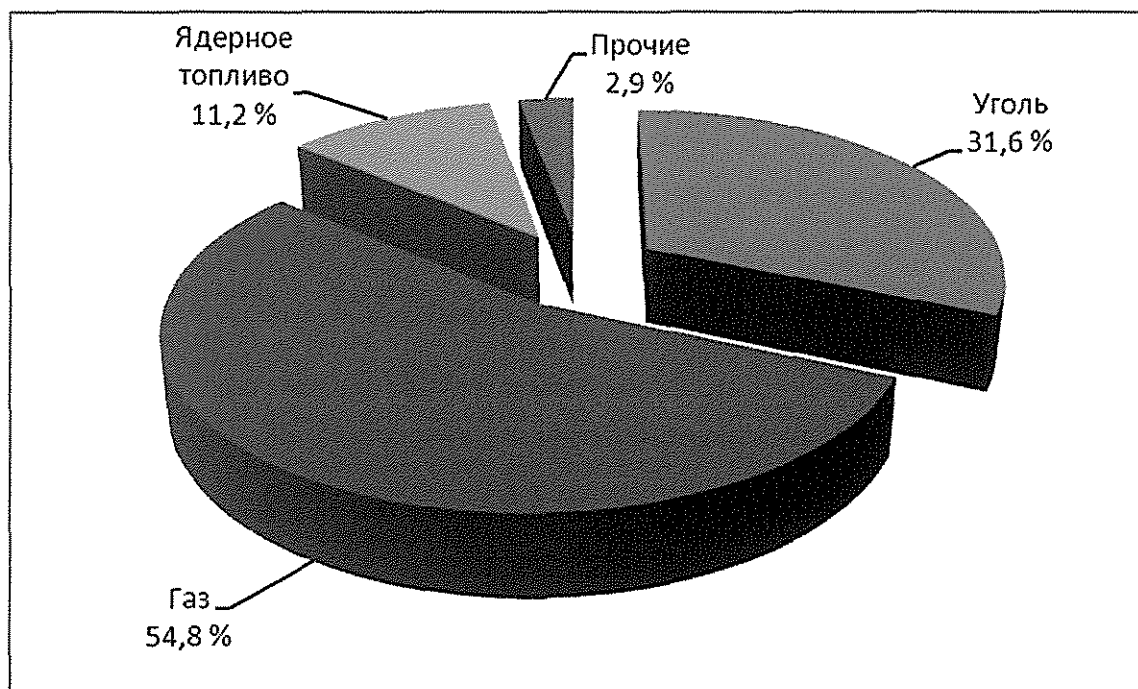


Рис. 37. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2019 году

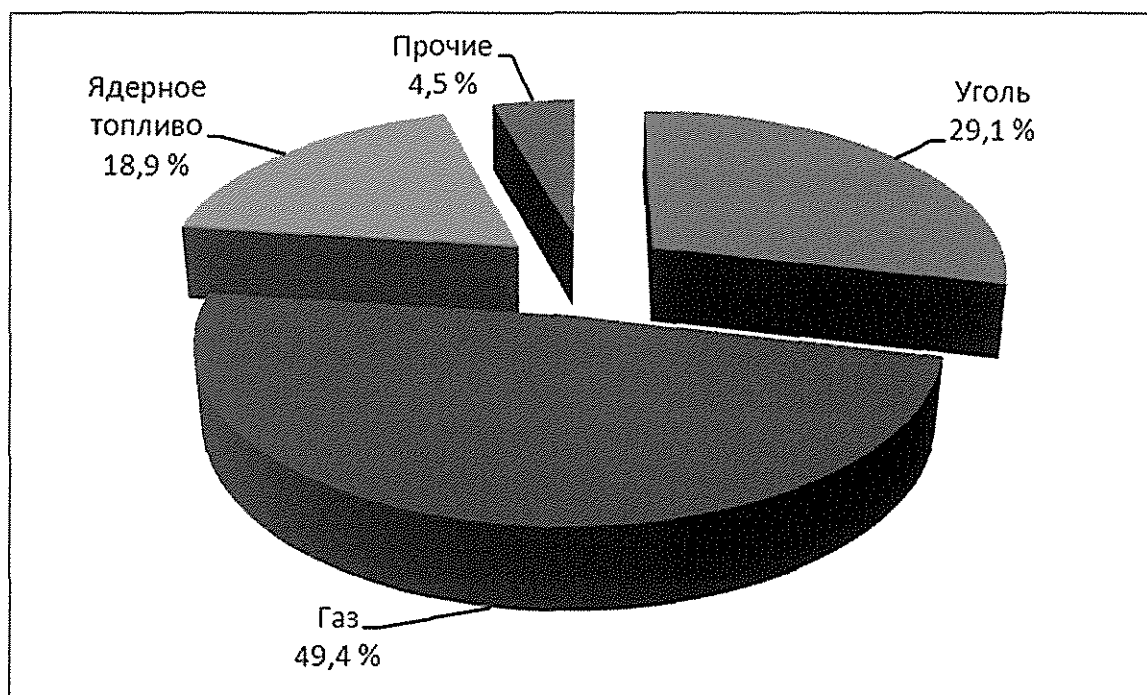


Рис. 38. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2024 году

Глава 34. Энергообеспечение удалённых территорий и предложения по развитию малой энергетики в Свердловской области

В регионе имеется ряд населённых пунктов, удалённых от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения. В таблице 26 представлен перечень населённых пунктов на территории Свердловской области, не охваченных на 01 января 2014 года централизованным электроснабжением, по данным администраций муниципальных образований. 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.

Таблица 26

Населённые пункты на территории Свердловской области, не охваченные на 01 января 2014 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	Муниципальное образование «Город Каменск-Уральский»	населенный пункт Монастырка

1	2	3
5	Махнёвское муниципальное образование	поселок Калач
6	Городской округ Ревда	поселок Гусевка, поселок Зеленый Бор, поселок Емелино, поселок Краснояр, поселок Крылатовский, поселок Ледянка
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:

при развитии систем автономных систем энергоснабжения появляются новые рабочие места, 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:

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

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

3) 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 города Красноуфимска имеются запасы природного газа с потенциальным ежегодным дебетом 1,5-2 млрд. куб. м. 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:

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

2) технико-экономического обоснования развития атомной энергетики Свердловской области на базе подземных атомных станций в районе городов

Лесного, Новоуральска, Североуральска и других, имеющих энергоемкие производства;

- 3) программы использования собственных ресурсов природного газа;
- 4) программы развития малой гидроэнергетики и иных возобновляемых источников энергии (помимо биомассы и торфа) на территории Свердловской области.

Стратегической целью программ необходимо установить достижение к 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:

- 1) парогазовая установка на природном газе;
- 2) завод по ожижению природного газа для транспортировки в газовозах и последующей его регазификации для использования в котельных и на ТЭС области;
- 3) газогенераторная парогазовая теплоэлектростанция на торфе;
- 4) подземная атомная станция с использованием судового реакторного оборудования;
- 5) завод по производству метанола или синтетического жидкого топлива из торфа;
- 6) технологии по использованию диметилового эфира.

Для решения задач по повышению уровня комфортного проживания населения в населённых пунктах, указанных в таблице 25, а также в иных населённых пунктах с использованием объектов малой энергетики целесообразно:

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

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

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

Глава 35. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области

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.

Средняя зарплата одного работника в крупных предприятиях электросетевого комплекса составляет от 26 до 40 тыс. рублей на человека, а средняя зарплата одного работника в крупных предприятиях генерирующего комплекса – от 45 до 55 тыс. рублей на человека.

В рамках схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2015-2019 годов и на перспективу до 2024 года проведена оценка прироста численности персонала в электросетевом комплексе (таблица 27).

Таблица 27

Численность занятых в отрасли на крупных предприятиях электроэнергетики

№ строки	Наименование организаций	Средняя численность (человек)	Прогноз прироста численности к 2018 году	Модернизировано рабочих мест*
1	2	3	4	5
1	Филиал «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»	5472	-165	0
2	Свердловский филиал ОАО «ТГК-9»	3288	-244	79
3	ГУП СО «Облкоммунэнерго»	3083	0	0
4	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС»	3117	+410	480

1	2	3	4	5
5	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»	1159	0	0
6	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	1073	-197	876
7	ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»	1058	0	0
8	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС «Урала» (Свердловская область)	1023	+24	0
9	Серовская ГРЭС – филиал ОАО «ОГК-2»	561	0	561
10	Среднеуральская ГРЭС – филиал ОАО «Энел ОГК-5»	557	0	0
11	ИТОГО	20391	-172	2553

* Уточняется.

В целом увеличения численности персонала в электросетевых компаниях и на электростанциях Свердловской области с учетом вводов новых высокопроизводительных мощностей и выводом неэффективного оборудования не предполагается. Вместе с этим вывод из эксплуатации изношенного оборудования с одновременным вводом нового будет сопровождаться модернизацией существующих рабочих мест.

В настоящее время в электро- и теплоэнергетике практически все рабочие места являются высокопроизводительными (под которыми согласно временной методике расчета показателя «Прирост высокопроизводительных рабочих мест, в процентах к предыдущему году», утвержденной приказом Росстата от 21.02.2013 № 70, относятся все занятые рабочие места предприятий (организаций), занятых в производстве и распределении электроэнергии газа и воды, в которых добавленная стоимость в расчете на одно рабочее место превышает 612 тыс. рублей в год. На предприятиях энергетики этот показатель составляет 955 тыс. рублей в год).

Однако рост производительности труда не имеет верхних ограничений, и для повышения производительности труда к 2018 году в 1,5 раза по некоторым оценкам на энергопредприятиях Свердловской области необходимо модернизировать около 3 тыс. рабочих мест, для чего необходима согласованная деятельность всех энергопредприятий в рамках специальной программы.

Глава 36. 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:

1) реконструкция стадиона на 45000 зрительских мест, 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.

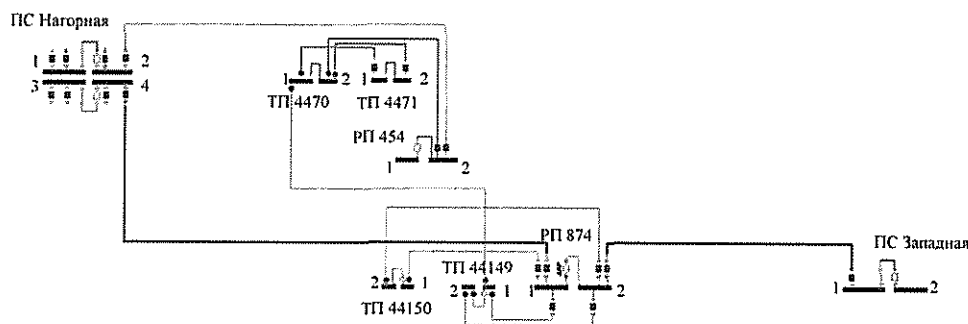


Рис. 39. Схема электроснабжения Центрального стадиона

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOaEZo>

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 – 8933,42 кВт дополнительно.

Проектом также предусмотрено сооружение четырёх 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 кВ от ТП 44149 и ТП 44150 необходимо перезавести на новые 2БКТП.

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;

2) реконструкция тренировочной площадки на стадионе «УрФУ»,

г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 29 (пункт 17).

Электроснабжение данной площадки обеспечено экспериментально-производственным комбинатом Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина.

В соответствии с письмом Министра спорта Российской Федерации от 31.01.2014 № ВМ-06-07/534 объект будет исключен из Программы подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу;

3) реконструкция тренировочной площадки муниципального учреждения «Спортивный комбинат «Урал», город Екатеринбург, ул. Коммузовская, 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 – 186,19 кВт дополнительно.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOaD3->

4) 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.

Новых заявок не поступало.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOeAJ3>

5) 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.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOiEyb>

6) строительство тренировочной площадки, город Екатеринбург, 10 км автодороги Екатеринбург-Кольцово (пункт 62).

Энергоснабжение тренировочной площадки будет предположительно осуществлено от сетей ЗАО «ГРК Евразия», гостиница «Ramada».

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 35 «Птицефабрика» и собственного энергоцентра гостинично-развлекательного комплекса.

Существующая мощность – 1200 кВт потребления и 2х755 кВА генерации.

Была подана заявка на техприсоединение без увеличения мощности с изменением схемы внешнего электроснабжения объекта.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOiSkj>

7) строительство тренировочной площадки, Свердловская область, Белоярский район, раб. пос. 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 в аэропорту Кольцово, город Екатеринбург, Свердловская область (II очередь), реконструкция пассажирского терминала, системы электрогазоснабжения аэропорта (пункт 175).

Электроснабжение данных объектов будет осуществлено от внутренних

сетей ОАО «Аэропорт Кольцово».

Для этой цели ОАО «Аэропорт Кольцово» подало заявку от 31.01.2013 № 593 на технологическое присоединение с увеличением максимальной мощности. На основании заявки разработаны и утверждены технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ЕЭСК» от 31.01.2013 № 218-315-65-2013, в которых обязательным требованием подключения энергопринимающих устройств ОАО «Аэропорт Кольцово» является строительство и ввод в эксплуатацию ПС 220 кВ Надежда.

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

Существующая мощность – 6228,73 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию аэропорта – 6000 кВт дополнительно.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOmGPb>

Подпрограмма «Подготовка инфраструктуры здравоохранения»

В рамках реализации подпрограммы предполагается:

1) капитальный ремонт городского бюджетного учреждения здравоохранения Свердловской области «Свердловская областная клиническая больница № 1», город 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.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOq0mV>

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 – 147 кВт.

Заявленная мощность – 158,1 кВт дополнительно.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOq6OX>

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.

Расположение:

<http://maps.yandex.ru/-/CVfOqNJn>

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, раб. пос. 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.

Кроме того, в схеме и программе развития Единой энергетической системы Российской Федерации с целью повышения надежности электроснабжения города Екатеринбурга предусмотрено строительство ПС 220 кВ Надежда. Необходимость сооружения ПС 220 кВ Надежда подтверждается расчетами, выполненными в главе 18 «Узкие места» энергосистемы Свердловской области» и в приложениях № 7, 8, 9, 10.

Сооружение ПС 220 кВ Надежда с шлейфовым заходом ВЛ 220 кВ Южная-Ново-Свердловская ТЭЦ и заходами ВЛ 110 кВ необходимо для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, в том числе присоединения центров питания, необходимых для надежного электроснабжения объектов, задействованных при проведении ЧМ-2018 (подпрограмма «Строительство и реконструкция транспортной инфраструктуры»).

Предварительный объем капиталовложений на сооружение ПС 220 кВ Надежда составляет 2813 млн. рублей.

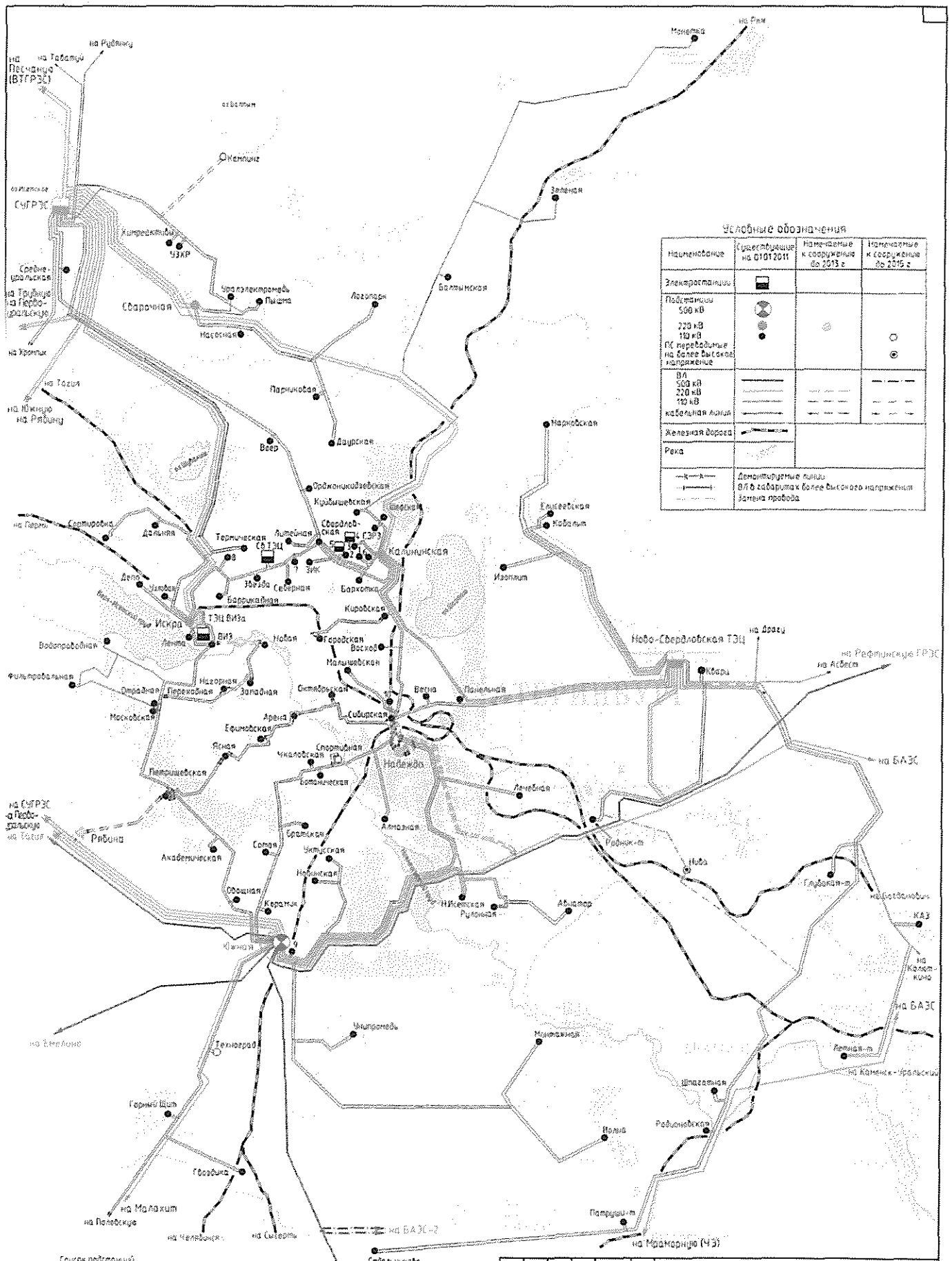
Сводная таблица основных электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, приведена в приложении № 16. Анализ загрузки центров питания, задействованных в проведении ЧМ-2018, приведен в приложении № 17.

Перечни объектов электроэнергетической инфраструктуры, задействованных в проведении ЧМ-2018, с указанием этапности ввода мощности, общим объемом финансирования и распределением по источникам финансирования приведены в приложениях № 18 и 19.

Существующая и перспективная схема потокораспределения в электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2013-2014 годы и 2018 год в зимний и летний

максимум нагрузок Екатеринбургского энергоузла приведена в приложении № 20.

Существующая карта-схема энергорайона с перспективой представлена на рисунке 40.



* В настоящее время введены в эксплуатацию ПС 220 кВ «Рябина», ПС 110 кВ «Спортивная», ВЛ 110 кВ ПС «Рябина» - ПС 110 кВ «Петрищевская».

Раздел 6. Основные показатели и результаты реализации программы развития электроэнергетического комплекса Свердловской области

Выполнение мероприятий и рекомендаций, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года, позволит обеспечить надежное функционирование электроэнергетики Свердловской области в долгосрочной перспективе.

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года на период до 2019 года предусматривают:

ввод 2800 МВт и дополнительно 138 МВт генерирующих мощностей;
вывод 653 МВт и дополнительно 794 МВт генерирующих мощностей;
строительство новых и реконструкцию ВЛ и КЛ 110-220-500 кВ общей протяженностью более 510 км;
строительство 8 ПС 110-220-500 кВ с установкой более 2500 МВА новых трансформаторных мощностей.

Объем капитальных вложений по схеме и программе развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года на период до 2019 года составит около 310 млрд. рублей.

В настоящее время ведется разработка методики оценки последствий реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2015-2019 годы и на перспективу до 2024 года для социально-экономического развития Свердловской области. Некоторые последствия реализации мероприятий можно отметить уже сегодня:

к 2019 году произойдет обновление генерирующих мощностей почти на 25 процентов;

существенно изменится топливная структура энергетики Свердловской области;

повысится энергетическая эффективность производства электроэнергии;

увеличится избыток в балансах электрической энергии и мощности;
снизится отрицательное экологическое воздействие на окружающую среду.

Приложение № 1
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

**Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области
по состоянию на 01 января 2014 года (МВт*)**

Наименование энергообъекта	Всего	до 1960 года	1961-1970 годы	1971-1980 годы	1981-1990 годы	1991-2000 годы	2001-2010 годы	2011-2013 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Верхотурская ГЭС	7	7						
1 D 62 437		2,25						
2 D 62 437		2,25						
3 Д-123-ВВ-100		2,5						
Белоярская АЭС	600			600				
5 К-200-130				200				
6 К-200-130				200				
7 К-200-130				200				
Верхнетагильская ГРЭС	1497	552	945					
1 Т-88/100-90/2,5	88	88						
2 Т-88/100-90/2,5	88	88						
3 Т-88/100-90/2,5	88	88						
4 Т-88/100-90/2,5	88	88						
5 К-100-90	100	100						
6 К-100-90	100	100						
7 К-165-130	165		165					
8 К-165-130	165		165					
9 К-205-130	205		205					
10 К-205-130	205		205					
11 К-205-130	205		205					
Рефтинская ГРЭС	3800		300	3500				
1 К-300-240	300		300					
2 К-300-240	300			300				
3 К-300-240	300			300				
4 К-300-240	300			300				
5 К-300-240	300			300				
6 К-300-240	300			300				
7 К-500-240	500			500				
8 К-500-240	500			500				
9 К-500-240	500			500				
10 К-500-240	500			500				
Серовская ГРЭС	538	538						
1 К-50-90	50	50						
2 К-50-90	50	50						
4 К-50-90	50	50						
5 К-100-90М	88	88						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6 К-100-90	100	100						
7 К-100-90	100	100						
8 К-100-90	100	100						
Среднеуральская ГРЭС	1656,5	78	1148				11,5	419
1 Р-16-29/8,5	16	16						
2 ПР-46-29/8,5/0,25	46	46						
5 Р-16-29/1,2	16	16						
6 Т-100-130	100		100					
7 Т-100-130	100		100					
8 Р-38-130/34	38		38					
9 К-310-240	310		310					
10 Т-300-240	300		300					
11 Т-300-240	300		300					
12 ПГУ	419							419
ТГУ-11,5	11,5						11,5	
Нижнетуринская ГРЭС	279	279						
4 Р-15-111/21	15	15						
8 Т-88-90/2,5	88	88						
9 Т-88-90/2,5	88	88						
10 Т-88-90/2,5	88	88						
Качканарская ТЭЦ	50		50					
1 ПР-25-90/10/1,2	25		25					
2 ПР-25-90/10/0,9	25		25					
Первоуральская ТЭЦ	36	12	24					
1 ПР-12-35/8,0/1,2	12	12						
2 Р-6-35/10	6		6					
3 Р-6-35/3	6		6					
4 Р-6-35/10	6		6					
5 ПР-6-35/10/1,2	6		6					
Свердловская ТЭЦ	36	24				12		
1 ПР-12-34/10/1	12					12		
2 ПР-12-29/11/1,2	12	12						
5 ПР-12-35/11/1,2	12	12						
Красногорская ТЭЦ	121	121						
5 Р-14-29/1,2	14	14						
2 Р-17-29/8	17	17						
9 Р-17-29/8	14	14						
1 Р-14-29/1,2	14	14						
4 Р-14-29/1,2	25	25						
6 Т-25-29/1,2	17	17						
10 Р-20-29/8	20	20						
Богословская ТЭЦ	135,5	135,5						
1 Р-20-29/7	20	20						
2 Р-20-29/7	20	20						
3 Р-10-29/7	10	10						
6 Т-33-31,5	33	33						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7 P-41-31,5/1,7	41	41						
8 P-6-31,5/7	6	6						
10 P-5,5-31,5/7	5,5	5,5						
Ново-Свердловская ТЭЦ	557				557			
1 Т-110/120-130-4	110				110			
2 Т-110/120-130-4	110				110			
3 ТР-110-130	110				110			
4 Т-110/120-130-5	110				110			
5 Т-117/120-130-5	117				117			
ТЭЦ НТМК	149,9		12				137,9	
1 ПТ-29/35-2,9/1,0	29						29	
2а P-6,7-2,9/1,4	6,7						6,7	
2б P-6,7-2,9/1,4	6,7						6,7	
3 ПТ-30/40-2,9/1,0	30						30	
4 P-11,5-2,9/0,7	11,5						11,5	
5а P-12-8,9/1,0	12		12					
5б P-12-8,9/1,0	12						12	
6 ПТ-30/40-8,9/1,0	30						30	
7 ПТ-12/13-2,9/1,0	12						12	
ТЭЦ УВЗ	128	64	12		22		30	
1 ПТ-30/35-90/10-5	30						30	
2 АТ-20(25)-2	20	20						
3 АТ-20(25)-2	20	20						
4 АП-25-1	24	24						
5 P-12-90/33	12		12					
6 ПР-25/30-90/10/0,9	22				22			
ТЭЦ ТМЗ	24	12	12					
1 ПТ-12-35/10М	12	12						
2 P-6-35/5	6		6					
3 P-6-35/3	6		6					
ТЭЦ ВИЗа	70,5			70,5				
1 ПТ-25-90/10М	23,5			23,5				
2 ПР-25-90/10/0,9	23,5			23,5				
3 ПР-25-90/10/0,9	23,5			23,5				
4 К-25-90	25						25 (консер- вация)	
ГТ ТЭЦ (город Реж)	18					18		
1 ГТ-009	9					9		
2 ГТ-009	9					9		
ГТ ТЭЦ город Екатеринбург	18						18	
1 ГТ-009М	9						9	
2 ГТ-009М	9						9	
ТЭЦ РТИ	6						6	
1 ПР-6-35/10/1,2М-1	6						6	
Синарская ТЭЦ	24			24				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Р-12-35/5М	12			12				
Р-12-35/5М	12			12				
ЦЭС МЗ им. А.К. Серова	18	18						
П-6-16/2	6	6						
П-6-16/2	6	6						
П-6-16/2	6	6						
Свердловская область	9769,4	1840,5	2503	4194,5	579	30	203,4	419
АЭС	600			600				
ГЭС	7	7						
ТЭС	9162,4	1833,5	2503	3594,5	579	30	203,4	419
Доля, процентов	100	18,8	25,6	42,9	5,9	0,3	2,1	4,3

* С учетом перемаркировки.

Приложение № 2
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Характеристика сетевого комплекса по классам напряжения на 01 января 2014 года

Наименование энергообъекта	Единица измерения	ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»	ОАО «ЕЭСК»	ГУП СО «Облкоммунэнерго»	ОАО «Региональная сетевая компания»	ЗАО «Тагилэнерго-сети»	ОАО «РЖД»
ПС 500 кВ	штук	4	0	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ		22	2	2	0	0	0	1
ПС 35-110 кВ		0	383	68	16	10	1	77
ТП 10-6/0,4 кВ		0	8 996	2 066	2 058	806	769	2
ВЛ 500 кВ	км	1 702	0	0	0	0	0	0
ВЛ 220 кВ		3 308	27	0	0	0	0	0
ВЛ 35-110 кВ		9	10 016	94,17	64	36	0	515
ВЛ 10-0,4 кВ		0	28 228,8	490,44	5 926	1 490	1 097	1 505
КЛ 220 кВ		0	0	0	0	0	0	0
КЛ 35-110 кВ		0	10,44	115,71	0	0	0	307
КЛ 10-0,4 кВ		0	1 199,8	1 980,14	1 396	1 265	1 150	560
Условные единицы	у.е.	37 059	213 008	70 607	39 067	19 147	15 428	*

* Объем условных единиц ОАО «РЖД» определяется совместно с остальной технологией без выделения электросетевого хозяйства.

Приложение № 3
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Характеристика средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2014 года

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Диапазон регулирования реактивной мощности	
					Q _{min} (Мвар)	Q _{max} (Мвар)
Рефтинская ГРЭС	Р ВЛ Южная	3 * РОДЦ-60000/500	ВЛ 500 кВ Южная	1	0	180
ПС 500 кВ Емелино	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	3 * РОМ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ ВотГЭС	1	0	180
ПС 500 кВ БАЗ	БСК	КС1-0,66-20-У1	1СШ 110 кВ	1	0	55,7
ПС 220 кВ Белка	БСК	КЭК1-1,05-63-1У1	1СШ 110 кВ	1	0	52
ПС 220 кВ Качканар	БСК	БК-1,05-240-У1 (КС-2-1,05-60-У1)	2СШ 110 кВ	1	0	52
ПС 220 кВ Кошай	БСК	КС2-1, 05-60-1У1	1СШ 110 кВ	1	0	52
ПС 220 кВ Ница	БСК	БКЭ-1,05-252-У1	1СШ 110 кВ	1	0	52
ПС 220 кВ Красноуфимская	БСК-1-110	БСК-110-26 УХЛ1	1СШ 110 кВ	1	0	26
	БСК-2-110	БСК-110-26 УХЛ1	2СШ 110 кВ	1	0	26
ПС 110 кВ Михайловская	БСК	КС1-0,66-20У1	2СШ 110 кВ	1	0	34,4
ПС 110 кВ Черемухово	БСК	КС1-0,66-20-1У1	1СШ 110 кВ	1	0	48,7
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	788,8

Приложение № 4
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

**Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы в 2008-2010 годах в разрезе энергорайонов,
групп потребителей и крупных потребителей**

Наименование потребителя	Электропотребление* (млн.кВт.ч)		
	2008 год	2009 год	2010 год
1	2	3	4
Свердловская энергосистема	47709	42073	44714
в том числе энергорайоны:			
Серовский	8725	6615	7386
Филиал «БАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	3731	2560	1821
ОАО «Севуралбокситруда»	521	514	497
ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»	485	380	465
ОАО «Серовский завод ферросплавов»	1251	751	1352
ОАО «Богословское рудоуправление»	97	82	90
ООО «Серовский завод малой металлургии»	49	49	49
ООО «АРГУС-СФК»	0	5	21
ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы» (НПС Сосьва, НПС Сосновка, НПС Платина)	237	245	237
Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	80	66	69
ООО «Валенторский медный карьер»	0	0	19
Всего по крупным потребителям	6451	4651	4620
Прочие потребители	1179	1071	1829

1	2	3	4
Собственные нужды электростанций	448	407	431
Потери в сетях	647	485	506
Восточный	8910	7243	7773
ОАО «Синарский трубный завод»	412	385	384
ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»	344	405	345
Филиал «УАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	2883	1540	1437
Богдановичское ОАО «Огнеупоры»	73	64	78
Комбинат «Сухоложскцемент»	260	238	238
ОАО «Сухоложский завод вторичных цветных металлов»	92	67	67
ОАО Сухоложский огнеупорный завод	37	27	37
ОАО «Ураласбест»	563	468	595
Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	762	665	690
«Концерн «Росэнергоатом» филиал «Белоярская АЭС» (строительство)	0	0	84
Всего по крупным потребителям	5426	3858	3954
Прочие потребители	1295	1378	1741
Собственные нужды электростанций	1517	1502	1562
Потери в сетях	673	505	516
Западный (вместе с муниципальным образованием «город Екатеринбург»)	15315	14721	15378
Западный (без муниципального образования «город Екатеринбург»)	9315	8563	8872
ОАО «Северский трубный завод»	439	680	715
ЗАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод»	81	74	172
ОАО «Уральская фольга»	80	74	85
ОАО «Уралэлектромедь « (Верхняя Пышма»)	358	335	335
ОАО «Первоуральский новотрубный завод»	439	340	633
ОАО «Первоуральский динасовый завод»	78	78	90

1	2	3	4
ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»	536	502	435
ЗАО «Ревдинский метизно-металлургический завод»	1259	1162	1200
ООО «Березовское рудоуправление»			
ЗАО «Березовский электрометаллургический завод»	15	68	127
ЗАО «Уральский завод прецизионных сплавов»	35	38	42
Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	820	721	737
ОАО Полевской криолитовый завод»	66	78	78
ОАО «Ключевской завод ферросплавов»	63	63	63
ЗАО СП «Катур-Инвест»	23	19	20
Всего по крупным потребителям	4291	4232	4730
Прочие потребители	3868	3195	3002
Собственные нужды электростанций	589	584	575
Потери в сетях	567	551	565
МО «город Екатеринбург»	6000	6158	6506
ООО «ВИЗ-сталь»	585	398	480
ОАО «Уральский завод тяжелого машиностроения»	124	114	117
ОАО «Уральский завод резиновых технических изделий»	46	41	41
ОАО «Уралэлектротяжмаш»	41	32	32
ОАО «Свердловский шинный завод»	37	28	28
ЗАО «Уралпластик»	19	18	19
ТУ МЭС Урала (ОАО «Мегафон»)	0	0	112
Всего по крупным потребителям	852	630	828
Прочие потребители	4436	4767	4914

1	2	3	4
Собственные нужды электростанций	346	364	349
Потери в сетях	366	396	414
Нижнетагильский	12437	10999	12012
Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»)	1552	1300	1300
ОАО «Высокогорский ГОК»	338	295	282
ОАО «ЕВРАЗ Качканарский ГОК «Ванадий»	1753	1850	1850
ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»	678	567	597
ОАО «Кировградский завод твёрдых сплавов»	77	51	60
ОАО «Невьянский цементный завод»	130	140	171
ОАО «Уралэлектромедь» филиалы	146	152	153
ОАО «Святогор»	232	236	237
ОАО «НПК «Уралвагонзавод»	418	418	368
ОАО «Уральский электрохимический комбинат»	1275	1275	1275
ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	120	125	125
ОАО «Промко Российский металл»	0	0	3
ОАО «Ревдинский завод ОЦМ»	50	45	57
ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы» (НПС Арбатская)	79	82	79
ООО «Невьянский машиностроительный завод»	41	36	36
ОАО «Уральская химическая компания» (УРАЛХИМПЛАСТ)	49	47	47
ОАО «Тизол»	15	14	18
ООО «Водоканал», город Нижний Тагил	83	76	74
ОАО «Котельно-радиаторный завод»	36	37	38
ОАО «Свердловская железная дорога»	318	272	272

1	2	3	4
ЗАО «Кушвинский завод прокатных валков»	27	26	35
ОАО Нижнетуринский машиностроительный завод «Вента»	8	7	7
МУП «Тагилэнерго»	43	39	40
Всего по крупным потребителям	7469	7089	7123
Прочие потребители	3268	2426	3097
Собственные нужды электростанций	1108	918	1196
Потери в сетях	591	565	596
Артёмовский и Талицкий	2323	2495	2165
ОАО «Режникель»	49	29	52
ОАО «Уралэлектромедь» филиал «Сафьяновская медь»	10	9	8
ОАО «Свердловская железная дорога»	30	26	26
Всего по крупным потребителям	89	64	85
Прочие потребители	1725	1928	1597
Потери в сетях	509	504	483

* Отчетные данные за период 2011-2013 годов отсутствуют.

Приложение № 5
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 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 № 6
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 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 теплоснабжающей организации	Суммарный объем инвестиций в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения на период 2012-2014 годов и далее на перспективу до 2020 годов и до 2027 годов (тыс. рублей)	
						2012-2014 годы	2012-2020, 2027 годы
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Арамильский городской округ	да, 12.12.2013, глава Арамильского городского округа	ООО НПП «Элеком»	01.12.2013, 798,00 тыс.рублей	МУП «Арамиль-Тепло»	9,140,00	63,940,00
2	Артемовский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, схема разработана, проходит согласования и публичные слушания	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.12.2013, схема теплоснабжения разработана, 5000,00 тыс.рублей	ГУП СО «Облкоммун-энерго»	0,00	53,000,00
3	Артгинский городской округ	нет*, планируемый срок утверждения 30.04.2014 *схемы на бумажном носителе утверждены постановлением Администрации Артгинского городского округа от 30.12.2011 № 1141 «Об утверждении схем теплоснабжения населенных пунктов Артгинского городского округа Свердловской области»	ООО «Центр повышения энергетической эффективности» г.Ульяновск	16.04.2013, муниципальный контракт от 16.12.2013 №53. 300,00 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена
4	Асбестовский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	проводятся конкурсные процедуры	01.03.2014, 4700,00 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Ачитский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 31.03.2014, схема разработана, проходит согласования и публичные слушания	ЗАО «Комэнергоресурс»	01.03.2014, 300,00 тыс. рублей	МУП ЖКХ «Ачитского городского округа»	11,032,00	53,250,00
6	Баженовское сельское поселение, входящее в состав Байкаловского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
7	Байкаловский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
8	Байкаловское сельское поселение, входящее в состав Байкаловского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
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, планируемый срок утверждения 30.06.2014	ООО «Центр энергетической эффективности», г. Ульяновск	31.12.2013, муниципальный контракт от 13.09.2013 №74, 825,73 тыс. рублей	не определена	не определена	не определена
11	Бисертский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, схема разработана, проходит согласования и публичные слушания	ООО «Инженерные технологии», г. Киров	31.12.2013, 594,72 тыс. рублей	ЗАО «Регионгаз-инвест»	не определена	не определена
12	Верхнесалдинский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	ООО «Политерм», г. Санкт-Петербург	01.12.2013, внебюджетные источники	МУП «Городское управление ЖКХ»	не определена	не определена
13	Верхотурский городской округ	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

1	2	3	4	5	6	7	8
14	Волчанский городской округ	да, 09.12.2013, Глава Волчанского городского округа	ООО «Энвайпо»	15.12.2013, 335,00 тыс.рублей	статус ЕТО присваивается на основании поданных заявок	0,00	731,111,00
15	Муниципальное образование «Восточное сельское поселение», входящее в состав Камышловского муниципального района	да, 05.09.2013, Глава Восточного сельского поселения	ООО ПП «Энергосбережение», г. Сухой Лог	01.08.2013, 81,00 тыс.рублей	МУП «Восточное коммунальное хозяйство»	2,160,00	3,280,00
16	Муниципальное образование «Галкинское сельское поселение», входящее в состав Камышловского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
17	Гаринский городской округ	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
18	Городской округ ЗАТО Свободный	да, 26.06.2013, Дума городского округа ЗАТО Свободный	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.06.2013, 200,00 тыс.рублей	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 30.06.2014	ОАО ВНИПИэнергопром	30.06.2014, внебюджетные источники	не определена	не определена	не определена
21	Городское поселение Верхние Серги, входящее в состав Нижнесергинского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014, схема находится на согласовании в РЭК СО, объявлены публичные слушания	ООО «Инженерная компания-Т», г. Киров	03.11.2013, 290,00 тыс.рублей, муниципальный контракт от 03.06.2013 № 5П/2013	не определена	не определена	не определена
22	Городской округ Верхняя Пышма	нет, планируемый срок утверждения 31.05.2014, в соответствии с графиком	ООО «ТЕГУР»	01.12.2013, 1301,78 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
23	Городской округ «Город Лесной»	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, схема разработана, проходит согласования и публичные слушания	ООО «Гарант-экспресс»	31.10.2013, 400,00 тыс.рублей, 05.12.2013 подписан акт приемки выполненных работ	не определена	не определена	не определена
24	Городской округ Богданович	нет, планируемый срок утверждения 31.05.2014, схема разработана, проходит согласования и публичные слушания	ООО «Центр повышения энергетической эффективности», г.Ульяновск	05.11.2013, 163,24 тыс.рублей, муниципальный контракт от 05.08.2013 №01623000105130 00089005904501	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 тыс.рублей, 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 тыс.рублей	ГУП СО «Облкоммунэнерго»	230,000,00	160,000,00
27	Городской округ Верхний Тагил	нет, планируемый срок утверждения 31.03.2014	договоренность с ОАО Верхнетагильская ГРЭС - филиалом ОАО «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 тыс.рублей	ООО «Новая Энергетика»	20,000,00	94,852,40
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

1	2	3	4	5	6	7	8
30	Городской округ Заречный	да, 05.07.2013, 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 тыс.рублей	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 тыс.рублей	ОАО «ТГК-9»	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 тыс.рублей	МУП «Красноуральская теплосетевая компания»	0,00	144,170,00
34	Городской округ Красноуфимск	да, 31.12.2013, Глава Администрации городского округа Красноуральск	ООО «Институт развития энергоэффективных технологий», г. Тверь	31.12.2013, 1000,00 тыс.рублей	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 тыс.рублей	филиал ОАО «ЕВРАЗ НТМК» - НСМЗ, ФГУП НИИМаш	858,600,00	1,383,750,00
36	Городской округ Пелым	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
37	Городской округ Первоуральск	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	ООО «Джи Динамика», г. Санкт-Петербург	01.10.2013, 3000,00 тыс.рублей	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 тыс.рублей	ООО «Теплоснабжающая компания»	2,299,70	1,817,200,00
39	Городской округ Рефтинский	нет, планируемый срок утверждения 01.05.2014	ООО «Джи-Динамика», г. Санкт Петербург	договор от 19.12.2013 №423, срок исполнения работ 30.03.2014, 880,00 тыс.рублей	МУ ОП «Рефтинское» городского округа Рефтинский	497,442,00	490,844,85

1	2	3	4	5	6	7	8
40	Городской округ Среднеуральск	да, в 2007 году, актуализация и утверждение планируются в срок до 30.06.2014	ОАО «Объединение ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»	01.12.2013, не определена	ОАО «Теплопрогресс»	0,00	5,000,00
41	Городской округ Староуткинск	да, Дума городского округа Староуткинск, в разделе Генерального плана городского округа Староуткинск до 2030, в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении» (население менее десяти тысяч человек)	ПИИ «ГЕО», г. Екатеринбург	01.12.2012, 500,00 тыс.рублей	МУП «ЖКХ ГО Староуткинск»	0,00	2,000,00
42	Городской округ Сухой Лог	да, 20.01.2014, Глава городского округа Сухой Лог	ООО «Энергосбережение»	01.12.2012, 2000,0 тыс.рублей	МУП «Жилкомсервис»	96,621,00	114,500,00
43	Дружининское городское поселение, входящее в состав Нижнесергинского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 400,00 тыс.рублей	МУП «ЖКХ» Дружининского городского поселения	32,000,00	70,000,00
44	Муниципальное образование «Зареченское сельское поселение», входящее в состав Камышловского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 176,00 тыс.рублей	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 тыс.рублей ЗАО «Уралсевергаз»)	МУП «Теплокомплекс»	34,395,00	44,058,39
46	Ирбитское муниципальное образование	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.12.2013, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	не определена	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
47	Муниципальное образование «Калиновское сельское поселение», входящее в состав Камышловского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
48	Каменский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	не определена	не определена	не определена
49	Камышловский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО «НПО Карат»	01.09.2013, 1200,00 тыс.рублей	МУП «Камышловское теплоснабжающее предприятие»	не определена	не определена
50	Муниципальное образование Камышловский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
51	Качканарский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	проводятся конкурсные процедуры	01.10.2013, 4000,0 тыс.рублей	ООО «Качканарская теплоснабжающая компания»	не определена	не определена
52	Кировградский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 31.04.2014, схема разработана и находится на стадии согласования	ООО НПП «Элеком»	19.10.2013, 1776,5 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена
53	Кленовское сельское поселение, входящее в состав Нижнесергинского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
54	Краснополянское сельское поселение, входящее в состав Байкаловского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					

1	2	3	4	5	6	7	8
55	Кузнецовское сельское поселение, входящее в состав Таборинского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
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 тыс.рублей	ООО «Теплосервис», ГУП СО «Облкоммун-энерго»	0,00	150,000,00
57	Малышевский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 31.12.2013, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ИП Собецкая М.В.	01.10.2013, 930,00 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена
58	Махневское муниципальное образование	нет, планируемый срок утверждения 2014 год	проводятся конкурсные процедуры	750,00 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена
59	Михайловское муниципальное образование, входящее в состав Нижнесергинского муниципального района	да, 26.09.2011, Администрация Михайловского муниципального образования	ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»	26.09.2011, 200,00 тыс.рублей	ООО «Департамент ЖКХ»	149,800,00	239,900,00
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 - 30237,00 тыс.рублей	45 ЕТО в 89 зонах действия, в том числе: ОАО «ТГК-9», МУП «Екатеринбург-энерго» и другие	0,00	85,286,000,00
61	Муниципальное образование «посёлок Уральский»	да, 25.11.2013, Администрация муниципального образования «поселок Уральский»	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.09.2013, 300,00 тыс.рублей	ОАО «РЭУ»	0,00	143,488,00

1	2	3	4	5	6	7	8
62	Муниципальное образование Алапаевское	нет, планируемый срок утверждения 31.05.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО НПП «Элеком»	30.04.2014, 500,00 тыс.рублей	ЗАО «Фанком»	не определена	не определена
63	Муниципальное образование «Город Каменск-Уральский»	нет, планируемый срок утверждения IV квартал 2014 года	ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»	01.10.2014, согласно графику 3 этапа разработки, 2 этапа выполнены, 5500,00 тыс.рублей	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 дней; цена контракта - 2001,50 тыс.рублей	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 тыс.рублей	ЗАО «Регионгаз-инвест»	340,080,00	546,988,00
66	Муниципальное образование Красноуфимский округ	да, 20.12.2013, Глава Муниципального образования Красноуфимский округ	ООО НПП «Элеком»	01.12.2013, 1409,40 тыс.рублей	МУП «Энергосервис»	0,00	46,300,00
67	Муниципальное образование рабочий поселок Атиг, входящее в состав Нижнесергинского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	не определена	01.12.2013, не определена	не определена	не определена	не определена
68	Невьянский городской округ	да, 29.10.2013, Администрация Невьянского городского округа	ФГУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» учебный научный центр «Энергетика»	01.09.2013, 686,00 тыс.рублей	ЗАО «Регионгаз-инвест», МУП «Территория», ОАО «Свердловск-автодор филиал Невьянское ДРСУ»	0,00	122,664,00

1	2	3	4	5	6	7	8
69	Нижнесергинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
70	Нижнесергинское городское поселение, входящее в состав Нижнесергинского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО НПП «Элеко»	01.04.2014, 396,65 тыс.рублей	МУП «Тепловые сети»	344,780,00	637,610,00
71	Нижнетуринский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	ООО «Энерго-Инжиниринг», г. Москва	01.03.2014, 3500,0 тыс.рублей	ОАО «ТГК-9»	не определена	не определена
72	Ницинское сельское поселение, входящее в состав Слободо-Туринского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО «ГарантЭнерго Проект»	01.12.2013, 1 этап - 90,0 тыс.рублей; 2 этап - 90,0 тыс.рублей	МУП «Ницинское ЖКХ»	не определена	не определена
73	Новолялинский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на повторные публичные слушания	ООО «Арбус»	20.12.2013, 396,70 тыс.рублей	г. Новая Ляля: МУП «Газовое хозяйство»	6,200,00	112,600,00
74	Новоуральский городской округ	да, 03.11.2010, Администрация Новоуральского городского округа, проводится корректировка в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении»	ООО «РЭСТ»	01.12.2013, 1400,0 тыс. рублей	не определена	0,00	10,000,00
75	Муниципальное образование «Обуховское сельское поселение», входящее в состав Муниципального образования Камышловский муниципальный район	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	ООО ПП «Энергосбережение», г. Сухой Лог	01.10.2013, 155,00 тыс.рублей	ООО «Комфорт»	не определена	не определена
76	Полевской городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014	ООО «Джи Динамика», г. Санкт-Петербург	31.10.2013, 1100,0 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
77	Пышминский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 25.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО «Диагностика и энергоэффективность»	22.12.2013, 637,5 тыс.рублей	МУП «Аварийно-восстановительная служба»	4,300,00	253,900,00
78	Режевской городской округ	да, 10.12.2013, Администрация Режевского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	30.06.2013, 3499,0 тыс. рублей	ООО «РТСК»	0,00	527,081,00
79	Североуральский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета (2700,0 тыс.рублей)	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 тыс.рублей	ООО «Вертикаль»	120,000,00	600,000,00
81	Сладковское сельское поселение, входящее в состав Слободо-Туринского муниципального района	да, 14.11.2013, Глава Сладковского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.02.2014, 90,2 тыс. рублей	МУП «Сладковское ЖКХ»	2,572,93	16,800,00
82	Слободо-Туринский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
83	Слободо-Туринское сельское поселение, входящее в состав Слободо-Туринского муниципального района	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО НПП «Элеком»	31.12.13, 499,00 тыс.рублей	МУП «Слободо-Туринское ЖКХ»	не определена	не определена
84	Сосьвинский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 2014 год	проводятся конкурсные процедуры	30.06.2014, в местном бюджете на 2014 год запланировано 939,0 тыс.рублей	не определена	не определена	не определена
85	Сысертский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.06.2014	проводятся конкурсные процедуры	30.04.2014, не определена	не определена	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
86	Таборинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
87	Таборинское сельское поселение, входящее в состав Таборинского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
88	Тавдинский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 31.03.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	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	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ГБУ СО «Институт энергосбережения» разработчик ООО «Энергобаланс»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета (2857,0 тыс.рублей)	МУП «Теплосетевая компания»	0,00	231,593,00
90	Тугулымский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 30.04.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО НПП «Элеком»	60 дней с момента заключения муниципального контракта, 1900,0 тыс. рублей	ГУП СО «Облкоммун-энерго»	не определена	не определена
91	Туринский городской округ	да, 17.10.2013, Глава Туринского городского округа	ФГУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» учебный научный центр «Энергетика»	25.10.2013, 1250,0 тыс.рублей	ЗАО «Регионгаз-инвест» МУП ЖКХ «Телозэнергоцех №1»	242,680,00	692,681,20
92	Унже-Павинское сельское поселение, входящее в состав Таборинского муниципального района	не требуется в связи с отсутствием систем теплоснабжения					
93	Усть-Ницинское сельское поселение, входящее в состав Слободо-Туринского	да, 20.11.2013, Администрация Усть-Ницинского сельского поселения	ООО «Проектное бюро «Регион»	01.11.2013, 99,00 тыс.рублей	МУП «Жилкомсервис»	0,00	0,00

1	2	3	4	5	6	7	8
	муниципального района						
94	Шалинский городской округ	нет, планируемый срок утверждения 31.03.2014, проект схемы теплоснабжения разработан и вынесен на публичные слушания	ООО «Энергетическая комплексная организация»	01.03.2014, 174,00 тыс.рублей	не определена	0,00	181,570,00
95	ИТОГО						
96	ОМС схема разработана			36			
97	не требуется разработка			16			
98	работа не начата			1			
99	проводится конкурс			5			
100	сроки и организация разработчик определены, работы ведутся			36			

Приложение № 7
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

«Узкие места» энергосистемы Свердловской области

1. Полевской энергоузел

1.1. Характеристика энергоузла

Границы энергоузла

Полевской энергоузел включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Малахит, ПС 110 кВ Полевская, ПС 110 кВ Гвоздика.

Энергоузел ограничивается следующими элементами электрической сети:

ВЛ 220 кВ Малахит-Южная;

ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная с отпайкой на ПС Горный щит;

ВЛ 110 кВ Полевская-Южная с отпайками на ПС Диорит, ПС Горный щит;

ВЛ 110кВ Дегтярка – Первоуральская 1 с отпайками на ПС Ноябрьская, ПС РММЗ, ПС ДОЗ, ПС Мирная;

ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 2 с отпайками на ПС Габбровая, ПС Ноябрьская, ПС РММЗ;

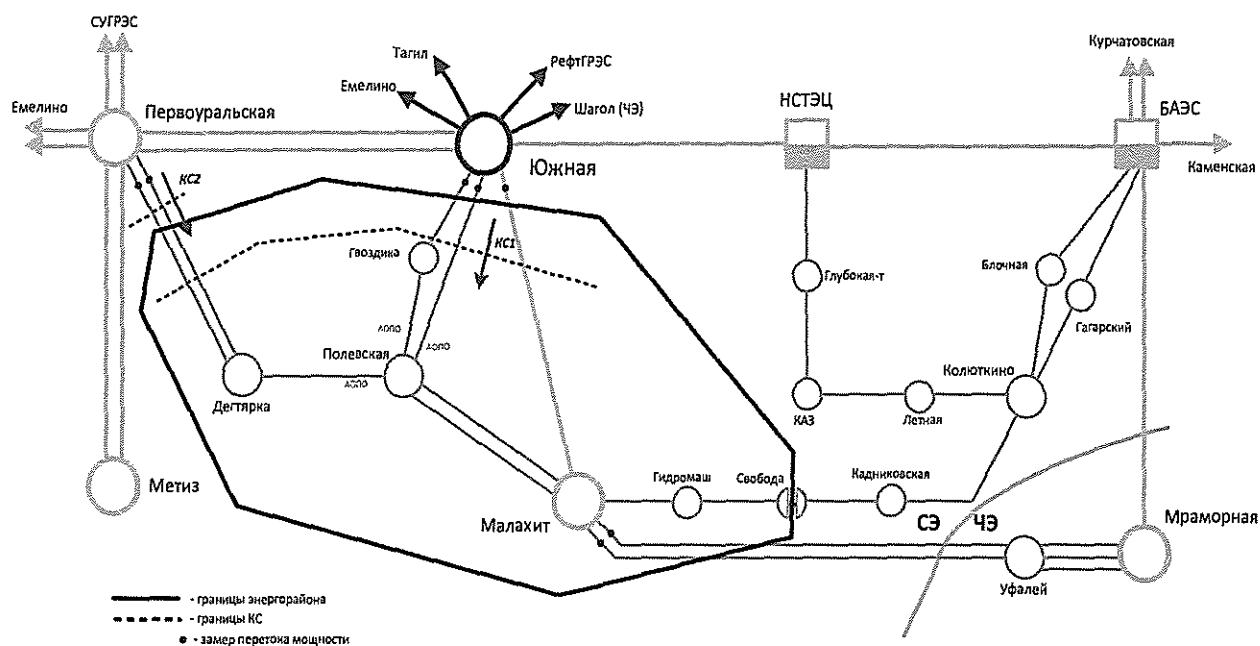
ВЛ 110 кВ Уфалей-Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская;

ВЛ 110 кВ Уфалей-Малахит II цепь с отпайками на ПС Ново-Ивановская, ПС Полдневая;

СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода.

Схема Полевского энергоузла приведена на рисунке 1.

Потребление Полевского энергоузла определяется такими крупными потребителями, как ОАО «Полевской криолитовый завод»; ОАО «Ревдинский метизно-металлургический завод»; ОАО «Северский трубный завод»; ЗАО «Энергомаш (Сысерть) – Уралгидромаш». В энергоузле есть потребители с тяговой нагрузкой.



КС1 - КС «Полевской энергоузел»; КС2 - КС «Первоуральская-Дегтярка».

Рис.1. Полевской энергоузел

Баланс мощности

Баланс мощности Полевского энергоузла на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в таблице 1. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 1

Баланс мощности Полевского энергоузла

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Потребление (МВт)	225 (212)	170 (141)	273	219	275	221	279	225	280	225	283	225	283	229
Генерация (МВт)	0(0)	0(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дефицит (-)/избыток(+), (МВт)	-225 (-212)	-170 (-141)	-273	-219	-275	-221	-279	-225	-280	-225	-283	-225	-283	-229

Примечание: В скобках справочно указаны генерация и потребление района по результатам контрольного замера за соответствующий период.

Контролируемые сечения

При ведении режимов в Полевском энергоузле существенное значение имеет переток по ВЛ 110 кВ Уфалей-Малахит I, II цепи с отпайками, зависящий в свою очередь от схемно-режимной ситуации в прилегающей сети 110-220 кВ Челябинской энергосистемы, поэтому МДП в контролируемом сечении «Полевской энергоузел» (далее – КС «Полевской энергоузел» или КС1) зависит от перетока по ВЛ 110 кВ Уфалей-Малахит I, II цепи с отпайками.

КС «Полевской энергоузел» ограничивают следующие сетевые элементы:

ВЛ 220 кВ Малахит-Южная (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 500 кВ Южная; положительное направление от СШ 220 кВ ПС 500 кВ Южная);

ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная с отпайкой на ПС Горный щит (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная);

ВЛ 110 кВ Полевская-Южная с отпайками на ПС Диорит, ПС Горный щит (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная);

ВЛ 110кВ Дегтярка – Первоуральская 1 с отпайками на ПС Ноябрьская, ПС РММЗ, ПС ДОЗ, ПС Мирная (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 2 с отпайками на ПС Габбровая, ПС Ноябрьская, ПС РММЗ (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская).

МДП и АДП в КС «Полевской энергоузел» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «Полевской энергоузел» защищено АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская с отпайкой на ПС Диорит; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-

Полевская с отпайками, установленными на ПС 110 кВ Полевская и действующими без контроля перетока:

1 ступень: на сигнал;

2 ступень: на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Полевская;

3 ступень: на отключение перегружаемого элемента.

В Полевском энергоузле также контролируется сечение «Первоуральская-Дегтярка» (далее – КС «Первоуральская-Дегтярка» или КС2), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110кВ Дегтярка – Первоуральская 1 с отпайками на ПС Ноябрьская, ПС РММЗ, ПС ДОЗ, ПС Мирная (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 2 с отпайками на ПС Габровая, ПС Ноябрьская, ПС РММЗ (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская).

МДП и АДП в КС «Первоуральская-Дегтярка» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «Первоуральская-Дегтярка» не защищено устройствами ПА.

Схема Полевского энергоузла с указанием контролируемых сечений показана на рисунке 1.

1.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС, является аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит – Южная из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Малахит – Южная произойдет перегрузка КС «Полевской энергоузел» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ

Полевская-Южная в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная) и КС «Первоуральская-Дегтярка» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 2). Переток в КС «Полевской энергоузел» составит 235 МВт, МДП – 223 МВт. Переток в КС «Первоуральская-Дегтярка» составит 107 МВт, МДП – 100 МВт.

Для разгрузки указанных сечений в ПАР требуется замыкание СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода. Эффективность: разгружает сечение КС «Полевской энергоузел» на 20-30 МВт; повышает МДП в КС «Полевской энергоузел» на 3-5 МВт; разгружает КС «Первоуральская-Дегтярка» на 10-12 МВт. После выполнения мероприятия переток в КС «Полевской энергоузел» составит 210 МВт, МДП – 227 МВт; переток в КС «Первоуральская-Дегтярка» составит 98 МВт, МДП – 100 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 1-3.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС и необходимости ввода ГВО, является наложение аварийного отключения ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная (ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная) на ремонт ВЛ 220 кВ Малахит- Южная.

При наложении аварийного отключения ВЛ 110 кВ Гвоздика- Южная на ремонт ВЛ 220 кВ Малахит-Южная, с учетом выполненных в ремонтной схеме мероприятий (замыкание СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода), произойдет перегрузка КС «Полевской энергоузел» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная) и КС «Первоуральская-Дегтярка» (МДП определяется АДТН Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР при отключении Дегтярка – Первоуральская 2). Переток в КС «Полевской энергоузел» составит 149 МВт, МДП – 102 МВт. Переток в КС «Первоуральская-Дегтярка» составит 87 МВт, МДП – 75 МВт.

Для разгрузки КС «Полевской энергоузел» в ПАР требуются следующие мероприятия:

отключение В 110 кВ ВЛ Уфалей 1 и 2 на ПС 220 кВ Малахит. Эффективность: приводит к снижению перетока по сечению КС «Полевской энергоузел» до величины 133 МВт и повышению МДП в КС «Полевской энергоузел» до величины 120 МВт; снижает ГВО в Полевском энергоузле на 45 МВт;

ввод 15 МВт ГВО в Полевском энергоузле. Эффективность: ввод 5-6 МВт ГВО разгружает сечение на 5 МВт.

После выполнения мероприятий переток в КС «Полевской энергоузел» составит 120 МВт, МДП – 120 МВт; переток в КС «Первоуральская-Дегтярка» составит 73 МВт, МДП – 75 МВт.

Мероприятие по размыканию транзита 110 кВ Малахит-Уфалей выполняется по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ и определяется режимом работы сети 110-220 кВ Северного энергоузла Челябинской энергосистемы (выполнение мероприятия на практике не применяется). При невозможности отключения В 110 кВ ВЛ Уфалей 1 и 2 на ПС 220 кВ Малахит потребуются выполнить ввод 60 МВт ГВО в Полевском энергоузле (эффективность: ввод 6-8 МВт ГВО разгружает сечение на 5 МВт). После ввода ГВО переток в КС «Полевской энергоузел» составит 102 МВт, МДП – 102 МВт; переток в КС «Первоуральская-Дегтярка» составит 60 МВт, МДП – 75 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 4-9.

Объем ГВО в Полевском энергоузле в значительной степени определяется не только величиной потребления самого узла, но и величиной перетока по ВЛ 110 кВ Уфалей-Малахит I, II цепи (при замкнутом транзите 110 кВ Малахит-Уфалей-Мраморная). При выполнении расчетов суммарный переток по ВЛ 110 кВ Уфалей-Малахит I, II цепи принимался максимальным и составлял 37 МВт для зимнего периода и 45 МВт для летнего периода (в нормальной схеме).

К необходимости ввода ГВО в ПАР также приводят следующие СРС, возникающие в Полевском энергоузле: аварийное отключение ВЛ 110 кВ Полевская-Южная при ремонте ВЛ 220 кВ Малахит – Южная или ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная, с учетом замыкания СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода в ремонтной схеме, приводит к необходимости ввода 14 МВт ГВО (без учета размыкания транзита 110 кВ Малахит-Уфалей).

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО:

замыкание СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода (транзит 110 кВ Колюткино – Малахит). Мероприятие снижает ГВО на 45 МВт. Мероприятие выполняется в ремонтных схемах, при ремонте: ВЛ 220 кВ Южная-Малахит; ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная; ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная; ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская; ВЛ 110 кВ Полевская-Южная; ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская. ПС 110 кВ Свобода обслуживается персоналом ОВБ Сысертского РЭС, время прибытия ОВБ – 15 минут. Выполнение мероприятия по замыканию транзита 110 кВ Колюткино – Малахит невозможно при ремонтах ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Колюткино и ВЛ транзита 110 кВ Колюткино – Малахит;

перенос нагрузки ПС 110 кВ РММЗ на питание от ВЛ 110 кВ Первоуральская-РММЗ. Мероприятие применяется для разгрузки сечения КС «Первоуральская-Дегтярка» в ПАР. ПС 110 кВ РММЗ обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РММЗ». Выполнение мероприятия невозможно при ремонте ВЛ 110 кВ Первоуральская-РММЗ и оборудования ПС 110 кВ РММЗ, кроме того, мероприятие существенно снижает надежность потребителей ПС 110 кВ РММЗ;

размыкание транзита 110 кВ Малахит-Уфалей-Мраморная путем отключения В 110 кВ ВЛ Уфалей 1, 2 на ПС 220 кВ Малахит. Мероприятие снижает ГВО на 45 МВт. Мероприятие необходимо выполнять в ПАР при отключениях электросетевых элементов в ремонтной схеме. ПС 220 кВ Малахит обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» -

СПМЭС. Мероприятие выполняется по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, допустимость выполнения мероприятия определяется режимом работы сети 110-220 кВ Северного энергоузла Челябинской энергосистемы.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом энергоузле.

Ограничивающими элементами в Полевском энергоузле являются:

ошиновка ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная, выполненная проводом АС-95 (ограничивает МДП в КС «Полевской энергоузел»);

провод ВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская, марки АС-95 (ограничивает МДП в КС «Полевской энергоузел» при условии замены токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ Полевская – Южная);

ошиновка ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская на ПС 110 кВ Дегтярка, выполненная проводом АС-95 (ограничивает МДП в КС «Полевской энергоузел» при условии замены токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ Полевская – Южная);

ВЧ заградитель ВЛ 110 кВ Гвоздика – Южная на ПС 500 кВ Южная, номинальным током 500 А (ограничивает МДП в КС «Полевской энергоузел» при условии замены токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ Полевская – Южная и ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская);

ВЧ заградители ВЛ 110 кВ Полевская – Южная, Гвоздика – Полевская на ПС 110 кВ Полевская, номинальным током 500 А (ограничивают МДП в КС «Полевской энергоузел» при условии замены токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ Полевская – Южная и ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 2.

1.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 3 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ЦАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

1.4. Свод описания Полевского энергоузла с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

Таблица 2

Допустимые токовые нагрузки ВЛ, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в КС и вводу ГВО

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки (минуты) (Ампер)				Длительно допустимый ток ЛЭП при температуре (градусы С) (Ампер)										Ограничивающий элемент при длительно допустимом токе при аварийно допустимом токе
								Аварийно допустимый ток ЛЭП (Ампер) при температуре (градусы С)/длительность (минут)										
								температура окружающей среды (градусы С)										
ВЛ	Ошиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Трансформатор тока	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40			
1.	ВЛ 110 кВ Гвоздика – Полевская с отпайкой на ПС 110 кВ Диорит	АС 150/24	АС-150/24	1000	630	600	600 /630, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	ПС Гвоздика – провода ВЛ, ОШ ПС Полевская – ВЧЗ, провода ВЛ
			М-240	1000	600	500	600 /630, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	
2.	ВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками на ПС 110 кВ Верхние Серги, ПС 110 кВ Макарецво, ПС 110 кВ Рудник, ПС 110 кВ ПКЗ	АС 95/16	АС-95/16	1000	1000	500	600 /630, 20	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267	ПС Дегтярка – ОШ, провода ВЛ ПС Полевская – ОШ, провода ВЛ
			АС-95/16	600	1000	500	600 /630, 20	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267	
3.	ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками на ПС 110 кВ Диорит, ПС 110 кВ Горный Щит	АС 150/24	М-240	600	600	500	600 /630, 20	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267	ПС Южная – ОШ
			АС-95/27	3150	1250	1000	1000 /1000, 20	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267	
4.	ВЛ 110 кВ Гвоздика – Полевская с отпайкой на ПС 110 кВ Диорит	АС 150/24	АС-150/24	1000	630	600	600 /630, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	ПС Гвоздика – провода ВЛ, ОШ ПС Полевская – ВЧЗ, провода ВЛ
			М-240	1000	600	500	600 /630, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	
5.	ВЛ 110 кВ Гвоздика – Южная с отпайкой на ПС 110 кВ Горный Щит	АС 150/24	АС-150/24	1000	630	600	600 /630, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	ПС Гвоздика – провода ВЛ, ОШ ПС Южная – ВЧЗ, провода ВЛ, ОШ
			АС-150/24	3150	1250	500	1000	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	

Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узких мест» в Полевском энергоузле

№ п/п	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода)	Наличие в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики (срок ввода: месяц, год)	Эффективность мероприятия (МВт)
1.	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная, выполненной проводом АС-95, на провод АС-150 или аналогичный по ДДТН	1. Предложено в титуле «ОАО «Северский трубный завод» Комплексная реконструкция трубопрокатного производства в ТПЦ-1 с установкой непрерывного стана. Реконструкция ГПП-4» со сроком реализации в 2014 году. 2. Предложено в титуле «ПС 110 кВ Техноград» с реализацией в 2015 году	Включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 годы с реализацией в 2015 году	45
2.	Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская с отпайкой на ПС Диорит; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-Полевская с отпайками, установленными на ПС 110 кВ Полевская на 15 МВт	Предложено в титуле «ОАО «Северский трубный завод» Комплексная реконструкция трубопрокатного производства в ТПЦ-1 с установкой непрерывного стана. Реконструкция ГПП-4» со сроком реализации в 2014 году	-	15
3.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная с отпайкой на ПС Диорит и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская	Предложено в титуле «ПС 110 кВ Техноград» с реализацией в 2015 году	-	15

2. Район ПС 220 кВ Первоуральская

2.1. Характеристика района

Границы района

Район ПС 220 кВ Первоуральская включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Первоуральская; ПС 110 кВ Хромпик; ПС 110 кВ Кузино; ПС 110 кВ Шаля.

Границы района определяются следующими элементами электрической сети:

АТГ1 на ПС 220 кВ Первоуральская;

АТ2, 3 на ПС 220 кВ Первоуральская;

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 2 с отпайками;

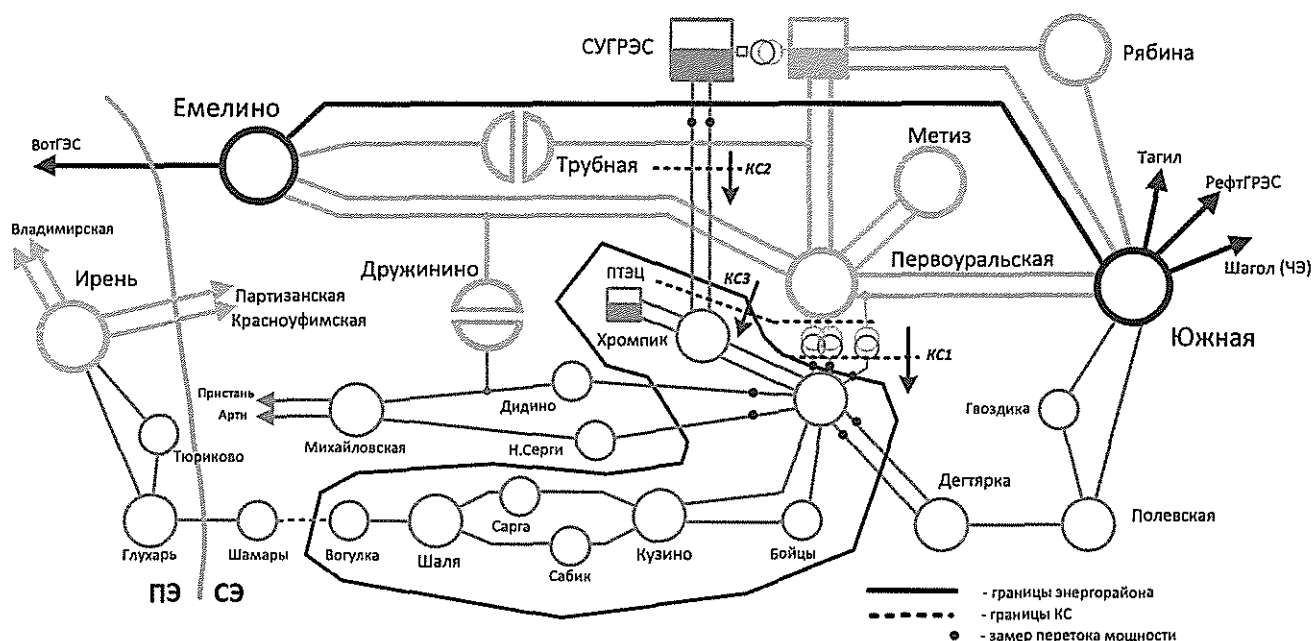
ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская;

ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками;

ВЛ 110 кВ Вогулка-Глухарь с заходом на ПС Шамары.

Схема района ПС 220 кВ Первоуральская приведена на рисунке 2.

Потребление района ПС 220 кВ Первоуральская определяется такими крупными потребителями, как ОАО «Первоуральский новотрубный завод», ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод», ОАО «Ревдинский метизно-металлургический завод», ОАО «Первоуральский динасовый завод», ОАО «Ревдинский завод по обработке цветных металлов». В районе есть потребители с тяговой нагрузкой.



КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская»; КС2 - КС «СУГРЭС-Хромпик»; КС3 – «Район ПС Первоуральская».

Рис. 2. Район ПС 220 кВ Первоуральская

Баланс мощности

Баланс мощности района ПС 220 кВ Первоуральская на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в таблице 4. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 4

Баланс мощности района ПС 220 кВ Первоуральская

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	
Потребление (МВт)	402	339	404	341	402	340	403	341	404	342	404	342	405	342	
Генерация (МВт)	36	9,6	36	9,1	36	9,1	36	9,1	36	9,1	36	9,1	9,6	36	
в том числе															
ПТЭС (МВт)	36	9,6	36	9,1	36	9,1	36	9,1	36	9,1	36	9,1	9,6	36	
Дефицит(-)/Избыток(+)(МВт)	-366	-329,4	-368	-332	-366	-331	-367	-332	-368	-333	-368	-333	-395	-306	

Контролируемые сечения

В районе ПС 220 кВ Первоуральская контролируется сечение «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» (далее – КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» или КС1), состоящее из следующих сетевых элементов:

АТГ1 на ПС 220 кВ Первоуральская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

АТ2, 3 на ПС 220 кВ Первоуральская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская).

МДП и АДП в КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» не защищено устройствами ПА. В нормальной схеме переток в сечении «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» не контролируется, переток в КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» контролируется в ремонтных схемах или после аварийного отключения следующего оборудования:

АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская;

АТ2, 3 ПС 220 кВ Первоуральская.

При выполнении расчетов электрических режимов также контролировалось сечение «СУГРЭС-Хромпик» (далее – КС «СУГРЭС-Хромпик» или КС2), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I цепь с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ СУГРЭС; положительное направление от СШ 110 кВ СУГРЭС);

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик II цепь с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ СУГРЭС; положительное направление от СШ 110 кВ СУГРЭС).

МДП и АДП в КС «СУГРЭС-Хромпик» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «СУГРЭС-Хромпик» не защищено устройствами ПА. Сечение контролируется в нормальной схеме и при

отключениях: одного из АТ 2(3) ПС 220 кВ Первоуральская; АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.

При отключении 2-х АТ(АТГ) на ПС 220 кВ Первоуральская или ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 1(2) контролировалось сечение «Район ПС Первоуральская» (далее – КС «Район ПС Первоуральская» или КС3), состоящее из следующих сетевых элементов:

АТГ1 на ПС 220 кВ Первоуральская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

АТ2, 3 на ПС 220 кВ Первоуральская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I цепь с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ СУГРЭС; положительное направление от СШ 110 кВ СУГРЭС);

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик II цепь с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ СУГРЭС; положительное направление от СШ 110 кВ СУГРЭС);

МДП и АДП в КС «Район ПС Первоуральская» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «Район ПС Первоуральская» не защищено устройствами ПА.

Схема района ПС 220 кВ Первоуральская с указанием контролируемых сечений показана на рисунке 2.

2.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС, является аварийное отключение АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская произойдет перегрузка КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» (МДП определяется АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская) и КС «СУГРЭС-Хромпик» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1)). Переток в КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» составит 350 МВт, МДП – 315 МВт, переток в КС «СУГРЭС-Хромпик» составит 137 МВт; МДП – 134 МВт.

Для разгрузки КС в ПАР потребуется:

размыкание транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская на ПС 110 кВ Михайловская (отключение В 110 кВ ВЛ Пристань и В 110 кВ ВЛ Арти на ПС 110 кВ Михайловская). Эффективность: разгружает КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» на 9-11 МВт; КС «СУГРЭС-Хромпик» на 1-3 МВт;

перенос точки разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Кузино-Ирень на ПС 110 кВ Кузино (отключение В 110 кВ ВЛ Сабик и В 110 кВ ВЛ Сагра на ПС 220 кВ Кузино). Эффективность: разгружает КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» на 20-25 МВт; КС «СУГРЭС-Хромпик» – на 4-5 МВт.

После выполнения мероприятий переток в КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» составит 315 МВт, МДП – 315 МВт, переток в КС «СУГРЭС-Хромпик» составит 130 МВт; МДП – 134 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 10-12.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение АТ3(2) ПС 220 кВ Первоуральская при ремонте АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская.

Для обеспечения в ремонтной схеме МДП в сечении «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» (МДП определяется АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3(2) ПС 220 кВ Первоуральская или ВЛ 220 кВ

Первоуральская-Южная 2 с отпайкой на АТЗ) до начала ремонта АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская (превентивно) выполняются следующие мероприятия:

размыкание транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская на ПС 110 кВ Михайловская (отключение В 110 кВ ВЛ Дидино и В 110 кВ ВЛ Н.Серги на ПС 110 кВ Михайловская). Эффективность: разгружает КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» на 12-17 МВт;

перенос точки разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Кузино-Ирень на ПС 110 кВ Кузино (отключение В 110 кВ ВЛ Сабик и В 110 кВ ВЛ Сагра на ПС 220 кВ Кузино). Эффективность: разгружает КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» на 15-20 МВт.

После выполнения мероприятий в ремонтной схеме переток в КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» составит 285 МВт, МДП – 285 МВт, переток в КС «СУГРЭС-Хромпик» составит 72 МВт; МДП – 96 МВт.

При наложении аварийного отключения АТЗ ПС 220 кВ Первоуральская на ремонт АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская произойдет перегрузка АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская на 20 процентов (допустимо 20 минут при температуре +25°C), при этом контролируемым станет сечение «Район ПС Первоуральская» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская). Переток в КС «Район ПС Первоуральская» составит 333 МВт, МДП – 200 МВт.

Для разгрузки КС и АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР потребуется перенос нагрузки 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 110 кВ Дидино – Михайловская, на 1 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 (на ПС 220 кВ Дружинино 1, 2 С 110 кВ работают отдельно). Эффективность: разгружает КС «Район ПС Первоуральская» на 3-5 МВт; АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская – на 1-2 процента.

После выполнения мероприятия переток в КС «Район ПС Первоуральская» составляет 330 МВт, МДП – 200 МВт. Для дальнейшей

разгрузки КС потребуется ввод 155 МВт ГВО в Юго-Западном энергорайоне (эффективность: ввод 10 МВт ГВО разгружает сечение на 8-9 МВт).

После выполнения мероприятия и ввода ГВО переток в КС «Район ПС Первоуральская» составит 200 МВт, МДП – 200 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении 8 на рисунках 13-18.

К необходимости ввода ГВО в ПАР также приводят следующие СРС, возникающие в районе ПС 220 кВ Первоуральская:

аварийное отключение АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская при ремонте АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская или ВЛ 220 кВ Южная-Первоуральская 2. Величина ГВО с учетом схемно-режимных мероприятий составляет 155 МВт;

аварийное отключение АТГ1 или АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская при ремонте ВЛ 110 кВ СГРЭС-Хромпик 1(2). Величина ГВО с учетом схемно-режимных мероприятий составляет 30 МВт.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО:

размыкание транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская на ПС 110 кВ Михайловская. Мероприятие снижает ГВО на 15 МВт. Мероприятие выполняется в ремонтных схемах при ремонте АТГ1, АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская. Место разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская определяется в зависимости от его потребления. ПС 110 кВ Михайловская обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго». Выполнение мероприятия по размыканию транзита невозможно при ремонте ВЛ транзита 110 Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская, АТ3(4) ПС 220 кВ Красноуфимская, ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Ирень, ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Продольная, ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная;

перенос точки разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Кузино-Ирень с ПС 110 кВ Вогулка на ПС 110 кВ Кузино. Мероприятие снижает ГВО на 17 МВт. Мероприятие выполняется в ремонтных схемах при ремонте АТГ1,

АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская. Место разрыва транзита определяется в зависимости от потребления данного транзита и ограничивается ДДТН ВЛ 110 кВ Вогулка-Глухарь. ПС 110 кВ Кузино и ПС 110 кВ Вогулка обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РЖД»;

перенос нагрузки 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 110 кВ Дидино – Михайловская, на 1 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 (на ПС 220 кВ Дружинино 1, 2 С 110 кВ работают отдельно). Мероприятие снижает ГВО на 5 МВт. ПС 220 кВ Дружинино обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РЖД». Параллельная работа 1, 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино с образованием транзита мощности через АТ1 ПС 220 кВ Дружинино из сети 220 кВ в сеть 110 кВ Юго-Западного энергорайона невозможна по надежности питания потребителей ПС 220 кВ Дружинино в связи с отсутствием секционного выключателя 110 кВ, а также по условиям релейной защиты в связи с отсутствием линейных защит на ПС 220 кВ Дружинино. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте оборудования на ПС 220 кВ Дружинино, а также при ремонте ВЛ 220 кВ Емелино-Первоуральская;

перевод ПБВ АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская (превентивно) в крайнее 1 положение (перевод РПН АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская). Перевод ПБВ на одно положение в сторону уменьшения коэффициента трансформации приводит к снижению ГВО на 15-17 МВт. В расчетном режиме ПБВ АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская находился в первом (крайнем) положении, в связи с этим данное мероприятие не выполнялось. ПС 220 кВ Первоуральская обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС;

изменение загрузки генерирующего оборудования (ТГ СУГРЭС) в качестве режимных мероприятий, выполняемых в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО неэффективно. Загружая РГЕ 110 СУГРЭС, разгружаются АТ(АТГ) ПС 220 кВ Первоуральская, при этом загружаются ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1, 2 (и

наоборот), в связи с этим указано мероприятие не влияет на величину вводимого ГВО в районе ПС 220 кВ Первоуральская. Необходимо также отметить, что РГЕ 110 СУГРЭС имеет небольшой регулировочный диапазон по активной мощности;

включение на связь АТ7 СУГРЭС в условиях ремонта АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская при аварийном отключении АТ3(2) ПС 220 кВ Первоуральская приводит к разгрузке АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская с учетом других мероприятий до величины 102 процентов (допустимо длительное время в соответствии с ПТЭ), при этом ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1, 2 загружаются до 93 процентов. Мероприятие эффективно для разгрузки АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская (АТ3(2) ПС 220 кВ Первоуральская), однако не влияет на величину вводимого ГВО в районе ПС 220 кВ Первоуральская.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в районе ПС 220 кВ Первоуральская являются:

АТГ1 и АТ2(3) ПС 220 кВ Первоуральская номинальной мощностью 240 МВА и 250(250) МВА соответственно (ограничивает МДП в сечении «АТ ПС 220 кВ Первоуральская»);

провод ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 1 марки АС-150 и АС-120 (ограничивает МДП в сечении «СУГРЭС-Хромпик» и «Район ПС Первоуральская»);

провод ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 2 марки АС-150 (ограничивает МДП в сечении «СУГРЭС-Хромпик» и «Район ПС Первоуральская»);

ВЧ заградитель ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС номинальным током 500 А (ограничивает МДП в сечении «СУГРЭС-Хромпик»)

и «Район ПС Первоуральская» после замены провода ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 1 и 2);

ВЧ заградитель ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1, 2 на ПС 110 кВ Хромпик на СУГРЭС номинальным током 500 А (ограничивает МДП в сечении «СУГРЭС-Хромпик» и «Район ПС Первоуральская» после замены провода ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 1 и 2);

провод ВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская, марки АС-95 (ограничивает МДП в «Район ПС Первоуральская» при условии замены токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 1 и 2);

ошиновка ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская на ПС 110 кВ Дегтярка, выполненная проводом АС-95 (ограничивает МДП в «Район ПС Первоуральская» при условии замены токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ СУРЭС-Хромпик 1 и 2).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблицах 5 и 6.

2.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 7 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

2.4. Свод описания района ПС 220 кВ Первоуральская с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

Таблица 5

Допустимые токовые нагрузки АТ(Г), пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в КС и вводу ГВО

Наименование ПС	Диспетчерское наименование АТ	Год выпуска	Система охлаждения	Номинальная мощность (МВА)	Номинальное напряжение обмоток (кВ)			Номинальная токовая нагрузка (Ампер)				Длительность перегрузки, (часов)	Величина аварийной перегрузки при температуре окружающей среды							Основание																
					ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	Общая обмотка		-25	-20	-10	0	10	20	25		30	40														
ПС 220 кВ Первоуральская	АТГ1	1961	Д	3*80	230	121	11	630	1145	1818	515	20 сек.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7												
												1 мин.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7									
												5 мин.	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5								
												10 мин.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4								
												20 мин.	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
												0,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0								
												1	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0								
												2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0								
												4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0								
												8	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0								
												24	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0								
													АТ2	1993	ДЦ	250	230	121	10,5	628	1192	6873	565	20 сек.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
																								1 мин.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
5 мин.	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7													1,7	1,7	1,7	1,7	1,7								
10 мин.	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5													1,5	1,5	1,5	1,5	1,5								
20 мин.	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,37	1,35	1,3	1,3	1,3													1,3	1,3	1,3	1,3	1,3								
0,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2													1,2	1,2	1,2	1,2	1,2								
1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2													1,2	1,2	1,2	1,2	1,2								
2	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2													1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2													1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2													1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
24	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2													1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
	АТ3	1983	ДЦ	250	230	121	10,5	628	1193	6870	565													20 сек.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
																								1 мин.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
												5 мин.	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7								
												10 мин.	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5								
												20 мин.	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,37	1,35	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3								
												0,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2								
												1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2								
												2	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
												4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
												8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								
												24	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1								

Письмо СП МЭС от 03.12.2012 № М4/П1/2/1746

Таблица 6

Допустимые токовые нагрузки ВЛ, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДШ в КС и вводу ГВО

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки (минут) (Ампер)				Длительно допустимый ток ЛЭП при температуре (градусы С) (Ампер)											Ограничивающий элемент при длительно допустимом токе при аварийно допустимом токе
								Аварийно допустимый ток ЛЭП (Ампер) при температуре (градусы С)/длительность (минут)											
								температура окружающей среды (градусы С)											
ВЛ	Осшиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Тр-тор тока	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40				
1	ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Хромлик 1 с отпайками на ПС 110 кВ Хрустальная, ПС 110 кВ Решеты, ПС 110 кВ Гологорка, ПС 110 кВ ГПП-2 ПХЗ	АС 120/19	2*АС-300/48	2000	1600	500	1000 /1000, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС СУГРЭС – провода ВЛ	
			2*АС-150	1000	1500	500	600 /630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308		
2	ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Хромлик 2 с отпайками на ПС 110 кВ Хрустальная, ПС 110 кВ Гологорка, ПС 110 кВ ГПП-2 ПХЗ	АС 150/24	2*АС-300/48	2000	1600	500	1000 /1000, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365	ПС СУГРЭС – провода ВЛ, ВЗ	
			2*АС-150	1000	1500	500	600 /630, 20	500	500	500	500	500	473	450	423	396	365		
3	ВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками на ПС 110 кВ Верхние Серьги, ПС 110 кВ Макарецево, ПС 110 кВ Рудник, ПС 110 кВ ПКЗ	АС 95/16	АС-95/16	1000	1000	500	600 /630, 20	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267	ПС Дегтярка – ОШ, провода ВЛ ПС Полевская – ОШ, провода ВЛ	
			АС-95/16	600	1000	500	600 /630, 20	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267		

Таблица 7

Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узких мест» в районе ПС 220 кВ Первоуральская

№	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода: месяц, год)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Эффективность мероприятия (МВт)
1	Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 марки АС-150 и АС-120 на провод марки не менее АС-240 или аналогичный по ДТН	-	предложено Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ для включения в ИП ОАО «МРСК Урала» (от 14.11.2013 № Р50-62-VI-19-2965)	35
2	Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2 марки АС-150 на провод марки не менее АС-240 или аналогичный по ДТН	-	предложено Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ для включения в ИП ОАО «МРСК Урала» (от 14.11.2013 № Р50-62-VI-19-2965)	
3	Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС номинальным током 500 А на ВЧ заградители с номинальным током не менее 600 А	-	-	
4	Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на ПС 110 кВ Хромпик номинальным током 500 А на ВЧ заградители с номинальным током не менее 600 А	-	предложено Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ для включения в ИП ОАО «МРСК Урала» (от 14.11.2013 № Р50-62-VI-19-2965)	
5	Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Хромпик	-	-	60
6	Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская на ОН в районе ПС 220 кВ Первоуральская до 60 МВт	-	включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 гг. с реализацией в 2017 году	60
7	Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН до 60 МВт в районе ПС 220 кВ Первоуральская до 60 МВт	-	включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 гг. с реализацией в 2017 году	60

3. Юго-Западный энергорайон

3.1. Характеристика района

Границы района

Район ПС 220 кВ Первоуральская включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Красноуфимская, ПС 110 кВ Михайловская, ПС 110 кВ Н.Серги, ПС 110 кВ Дидино, ПС 110 кВ Манчаж, ПС 110 кВ Крылово.

Границы района определяются следующими элементами электрической сети:

ВЛ 220 кВ Емелино – Продольная;

ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень;

ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка I цепь;

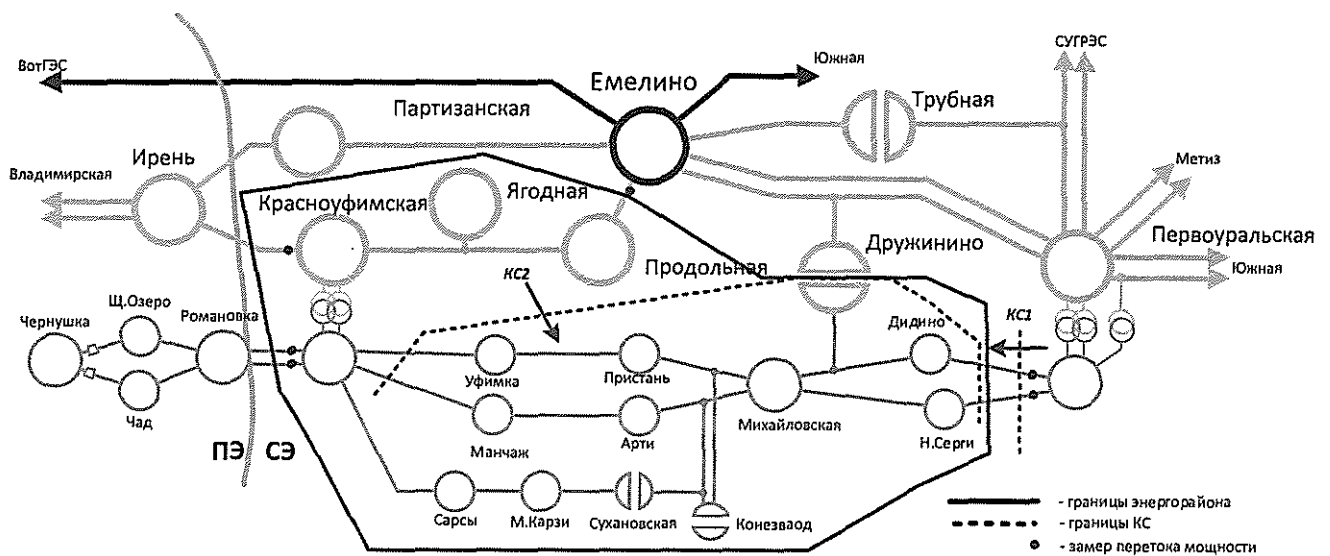
ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка II цепь;

ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская;

ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками.

Схема района Юго-Западного района приведена на рисунке 3.

Потребление Юго-Западного района определяется такими крупными потребителями, как ОАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод», ЗАО «Уральский завод эластомерных уплотнений», а также предприятиями сельского хозяйства и жилищно-коммунального сектора. В районе отсутствуют потребители с тяговой нагрузкой.



КС1 – «Красноуфимская-Михайловская-Первоуральская» (КС «КСМ»); КС2 – «Транзиты 110 кВ Красноуфимская-Михайловская-Первоуральская» (КС «Транзиты 110 кВ КМП»).

Рис. 3. Юго-Западный энергорайон

Баланс мощности

Баланс мощности Юго-Западного энергорайона на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в Таблице 8. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 8

Баланс мощности Юго-Западного энергорайона

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Потребление (МВт)	193	124	195	126	201	133	211	142	211	143	211	143	212	144
Генерация (МВт)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дефицит(-)/ Избыток(+) (МВт)	-193	-124	-195	-126	-201	-133	-211	-142	-211	-143	-211	-143	-212	-144

Контролируемые сечения

В Юго-Западном энергорайоне контролируется сечение «Красноуфимская-Михайловская-Первоуральская» (далее – КС «КМП» или КС1), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская).

МДП и АДП в КС «КМП» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «КМП» не защищено устройствами ПА.

При ремонтах ВЛ транзита 110 кВ Красноуфимская-Уфимка-Михайловская или ВЛ транзита 110 кВ Красноуфимская-Манчаж-

Михайловская или ВЛ транзита 110 кВ Первоуральская-Дидино-Михайловская или ВЛ транзита 110 кВ Первоуральская-Н.Серги-Михайловская при аварийном отключении одного из сетевых элементов на одном из перечисленных транзитов, ВЛ которого не находятся в ремонте, контролируется сечение «Транзиты 110 кВ Красноуфимская-Михайловская-Первоуральская» (далее – КС «Транзиты 110 кВ КМП» или КС2), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская);

ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Уфимка с заходом на ПС Крылово (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Красноуфимская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Красноуфимская);

ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Манчаж с отпайкой на ПС Натальинская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Красноуфимская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Красноуфимская).

МДП в КС «Транзиты 110 кВ КМП» определяется АДТН сетевых элементов, входящих в сечение в ПАР. АДП в КС «Транзиты 110 кВ КМП» определяется допустимым напряжением в узлах нагрузки в ремонтной схеме (ПС 110 кВ Н.Серги, ПС 110 кВ Дидино). КС «Транзиты 110 кВ КМП» не защищено устройствами ПА.

3.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «КМП», является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская из нормальной схемы сети произойдет перегрузка КС «КМП» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная). Переток в КС «КМП» составит – 76 МВт, МДП – 65 МВт.

Для разгрузки КС в ПАР потребуется:

замыкание транзита 110 кВ Красноуфимская-Романовка-Чернушка на ПС 110 кВ Чернушка (ПЭ). Мероприятие повышает МДП в КС «КМП» на 7 МВт.

После выполнения мероприятия переток в КС «КМП» составит 65 МВт, МДП – 72 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении 8 на рисунках 19-21.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «КМП» и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная при ремонте ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская.

При наложении аварийного отключения ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная на ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская произойдет перегрузка КС «КМП» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская с отпайками в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Ирень). Переток в КС «КМП» составит 48 МВт, МДП – 5 МВт.

Для разгрузки КС «КМП» требуется:

замыкание транзита 110 кВ Красноуфимская-Романовка-Чернушка на ПС 110 кВ Чернушка (ПЭ). Мероприятие повышает МДП в КС «КМП» на 25 МВт;

перевод нагрузки 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 110 кВ Дидино – Михайловская, на 1 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 (на ПС 220 кВ Дружинино 1, 2 С 110 кВ работают отдельно). Эффективность мероприятия: разгружает КС «КМП» на 2-4 МВт;

перевод нагрузки ПС 110 кВ Атиг (отпаечная ПС от ВЛ 110 кВ Первоуральская-Н.Серги) на питание по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Верхние Серги (Полевской энергоузел). Эффективность мероприятия: разгружает КС «КМП» на 0,5-1 МВт;

перевод нагрузки Т1 ПС 110 кВ Уфимка на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Партизанская. Эффективность мероприятия: разгружает КС «КМП» на 0,5-1 МВт.

После выполнения мероприятий переток в КС «КМП» составляет 42 МВт, МДП – 30 МВт. Для дальнейшей разгрузки КС потребуется ввод 21 МВт ГВО в Юго-Западном энергорайоне (эффективность: ввод 10 МВт ГВО разгружает КС «КМП» на 5-7 МВт).

После выполнения мероприятий и ввода ГВО переток в КС «КМП» составляет 29 МВт, МДП – 30 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении 8 на рисунках 22-28.

К необходимости ввода ГВО в ПАР также приводят следующие СРС, возникающие в Юго-Западном энергорайоне:

наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ Емелино – Продольная (ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Продольная) на ремонт ВЛ 220 кВ Ирень – Красноуфимская приводит к необходимости ввода 21 МВт ГВО;

наложение аварийного отключения АТЗ(4) на ремонт АТ4(3) на ПС 220 кВ Красноуфимская приводит к необходимости ввода 16 МВт ГВО;

наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ Ирень – Красноуфимская на ремонт 2С 220 кВ на ПС 500 кВ Емелино приводит к необходимости ввода 21 МВт ГВО.

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «Транзиты 110 кВ КМП» и необходимости ввода ГВО,

является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская при ремонте ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская.

При наложении аварийного отключения ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская произойдет перегрузка КС «Транзиты 110 кВ КМП» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Манчаж в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Уфимка). Переток в КС «Транзиты 110 кВ КМП» составит 81 МВт, МДП – 63 МВт.

Для разгрузки КС «Транзиты 110 кВ КМП» требуется:

включение БСК на ПС 110 кВ Михайловская. Мероприятие повышает МДП в КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 13 МВт (в расчетном режиме БСК на ПС 110 кВ Михайловская включен);

перевод нагрузки 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 110 кВ Дидино – Михайловская, на 1 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 (на ПС 220 кВ Дружинино 1, 2 С 110 кВ работают отдельно). Эффективность мероприятия: разгружает КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 5-7 МВт;

перевод нагрузки ПС 110 кВ Атиг (отпаечная ПС от ВЛ 110 кВ Первоуральская-Н.Серги) на питание по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Верхние Серги (Полевской энергоузел). Эффективность мероприятия: разгружает КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 0,5-1 МВт;

перевод нагрузки Т1 ПС 110 кВ Уфимка на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Партизанская. Эффективность мероприятия: разгружает КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 0,5-1 МВт;

перевод нагрузки Т2 ПС 110 кВ Уфимка на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Красноуфимская. Эффективность мероприятия: разгружает КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 1-2 МВт;

перевод нагрузки ПС 110 кВ Ачит (питается от ПС 110 кВ Уфимка) на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Красноуфимская. Эффективность мероприятия: разгружает КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 1-2 МВт.

После выполнения мероприятий переток в КС «Транзиты 110 кВ КМП» составляет 68 МВт, МДП – 63 МВт. Для дальнейшей разгрузки КС потребуется ввод 5 МВт ГВО в Юго-Западном энергорайоне (эффективность: ввод 5 МВт ГВО разгружает КС «Транзиты 110 кВ КМП» на 4-5 МВт).

После выполнения мероприятий и ввода ГВО переток в КС «КМП» составляет 63 МВт, МДП – 63 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении 8 на рисунках 22-28.

При ремонтах ВЛ транзита 110 кВ Красноуфимская-Уфимка-Михайловская или ВЛ транзита 110 кВ Красноуфимская-Манчаж-Михайловская или ВЛ транзита 110 кВ Первоуральская-Дидино-Михайловская или ВЛ транзита 110 кВ Первоуральская-Н.Серги-Михайловская при аварийном отключении одного из сетевых элементов на одном из перечисленных транзитов, ВЛ которого не находятся в ремонте, также возникает необходимость ввода ГВО в границах сечения «Транзиты 110 кВ КМП».

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО

Мероприятия для разгрузки КС «КМП»

Замыкание транзита 110 кВ Красноуфимская-Романовка-Чернушка на ПС 110 кВ Чернушка (ПЭ). Мероприятие снижает объем ГВО на 40-50 МВт. Мероприятие может выполняться в ремонтных схемах, а также в послеаварийных режимах при: отключении ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Ирень, ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная, ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Продольная, АТЗ(4) ПС 220 кВ Красноуфимская, ВЛ 110 кВ Дидино-Перовуральская, ВЛ 110 кВ Дидино-Михайловская, ВЛ 110 кВ Первоуральская-Н.Серги, ВЛ 110 кВ Михайловская-Н.Серги. Мероприятие выполняется по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ и не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Республики Башкортостан.

Перевод нагрузки 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 110 кВ Дидино – Михайловская, на 1 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 (на ПС 220 кВ Дружинино 1, 2 С 110 кВ работают отдельно). Мероприятие снижает объем ГВО на 5 МВт. ПС 220 кВ Дружинино обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РЖД». Параллельная работа 1, 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино с образованием транзита мощности через АТ1 ПС 220 кВ Дружинино из сети 220 кВ в сеть 110 кВ Юго-Западного энергорайона невозможна по надежности питания потребителей ПС 220 кВ Дружинино в связи с отсутствием секционного выключателя 110 кВ, а также по условиям релейной защиты в связи с отсутствием линейных защит на ПС 220 кВ Дружинино. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте оборудования на ПС 220 кВ Дружинино, а также при ремонте ВЛ 220 кВ Емелино-Первоуральская.

Перевод нагрузки ПС 110 кВ Атиг (отпаечная ПС от ВЛ 110 кВ Первоуральская-Н.Серги) на питание по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Верхние Серги (Полевской энергоузел). Мероприятие снижает объем ГВО на 1 МВт. Мероприятие выполняется превентивно (перед выводом оборудования в ремонт). ПС 110 кВ Атиг обслуживается ОВБ Михайловского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго») время прибытия ОВБ составляет 50 минут. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте в сети 35 кВ.

Перевод нагрузки Т1 ПС 110 кВ Уфимка на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Партизанская. Мероприятие снижает объем ГВО на 1 МВт. Мероприятие выполняется превентивно (перед выводом оборудования в ремонт). ПС 110 кВ Уфимка обслуживается ОВБ Центрального участка и Ачитского участка Красноуфимского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго») время прибытия ОВБ составляет 20-50 минут. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте в сети 35 кВ.

Мероприятия для разгрузки КС «Транзиты 110 кВ КМП»

Включение БСК на ПС 110 кВ Михайловская. Мероприятие снижает объем ГВО на 13 МВт. ПС 110 кВ Михайловская обслуживается постоянным дежурным персоналом Михайловского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»). Выполнение мероприятия невозможно при ремонте БСК на ПС 110 кВ Михайловская.

Перевод нагрузки 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 110 кВ Дидино – Михайловская, на 1 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино, запитанной от ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 (на ПС 220 кВ Дружинино 1, 2 С 110 кВ работают отдельно). Мероприятие снижает объем ГВО на 6 МВт. ПС 220 кВ Дружинино обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РЖД». Параллельная работа 1, 2 С 110 кВ ПС 220 кВ Дружинино с образованием транзита мощности через АТ1 ПС 220 кВ Дружинино из сети 220 кВ в сеть 110 кВ Юго-Западного энергорайона невозможна по надежности питания потребителей ПС 220 кВ Дружинино в связи с отсутствием секционного выключателя 110 кВ, а также по условиям релейной защиты в связи с отсутствием линейных защит на ПС 220 кВ Дружинино. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте оборудования на ПС 220 кВ Дружинино, а также при ремонте ВЛ 220 кВ Емелино-Первоуральская.

Перевод нагрузки ПС 110 кВ Атиг (отпаечная ПС от ВЛ 110 кВ Первоуральская-Н.Серги) на питание по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Верхние Серги (Полевской энергоузел). Мероприятие снижает объем ГВО на 1 МВт. Мероприятие выполняется превентивно (перед выводом оборудования в ремонт). ПС 110 кВ Атиг обслуживается ОВБ Михайловского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»), время прибытия ОВБ составляет 50 минут. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте в сети 35 кВ.

Перевод нагрузки Т1 ПС 110 кВ Уфимка на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Партизанская. Мероприятие снижает объем ГВО на 1 МВт. Мероприятие выполняется превентивно (перед выводом оборудования в ремонт). ПС 110 кВ Уфимка обслуживается ОВБ Центрального участка и Ачитского участка Красноуфимского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» -

«Свердловэнерго»), время прибытия ОВБ составляет 20-50 минут. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте в сети 35 кВ.

Перевод нагрузки Т2 ПС 110 кВ Уфимка на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Красноуфимская. Мероприятие снижает объем ГВО на 2 МВт. Мероприятие выполняется превентивно (перед выводом оборудования в ремонт). ПС 110 кВ Уфимка обслуживается ОВБ Центрального участка и Ачитского участка Красноуфимского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»), время прибытия ОВБ составляет 20-50 минут. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте в сети 35 кВ.

Перевод нагрузки ПС 110 кВ Ачит (питается от ПС 110 кВ Уфимка) на питание по сети 35 кВ от ПС 220 кВ Красноуфимская. Мероприятие снижает объем ГВО на 2 МВт. Мероприятие выполняется превентивно (перед выводом оборудования в ремонт). ПС 110 кВ Ачит обслуживается ОВБ Ачитского участка Красноуфимского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»), время прибытия ОВБ составляет 25 минут. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте в сети 35 кВ.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в Юго-Западном энергорайоне являются:

ошиновка ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская на ПС 110 кВ Н.Серги, выполненная проводом АС-95 (ограничивает МДП в сечении «КМП» и «Транзиты 110 кВ КМП»);

ошиновка ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская на ПС 110 кВ Н.Серги, выполненная проводом АС-95 (ограничивает МДП в сечении «КМП» и «Транзиты 110 кВ КМП»);

трансформатор тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти номинальным током 320 А (ограничивает МДП в сечении «Транзиты 110 кВ КМП»).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 9.

3.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 10 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

3.4. Свод описания Юго-Западного энергорайона с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

Таблица 10

Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе для ликвидации «узких мест» в Юго-Западном энергорайоне

№	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода: месяц, год)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Эффективность мероприятия (МВт)
1.	установка АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН 21 МВт в районе ПС 110 кВ Михайловская	-	включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 годы с реализацией в 2017 году	21
2.	установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН 5 МВт в районе ПС 110 кВ Михайловская	-	включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 годы с реализацией в 2017 году	5
3.	замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти номинальным током 320 А, на трансформатор тока с номинальным током 600 А	-	-	3-5
4.	установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН на новых ПС 110 кВ Звездная и ПС 110 кВ Известь	-	-	3-5

4. Качканарский энергоузел

4.1. Характеристика энергоузла

Границы энергоузла

Качканарский энергоузел включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Качканар, Нижнетуринская ГРЭС, ПС 220 кВ Янтарь, Качканарская ТЭЦ, ПС 110 кВ Уральская, ПС 110 кВ В.Тура, ПС 110 кВ Красноуральск.

Энергоузел ограничивается следующими элементами электрической сети:

ВЛ 220 кВ Цемент-Качканар;

ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС-Тагил I цепь с отпайкой на ПС Острая;

ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС-Тагил II цепь;

ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС-Сосьва;

ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС-Сопка с отпайкой на ПС Платина;

ВЛ 110 кВ Выя-НТГРЭС;

ВЛ 110 кВ В.Тура-Тагил 1 с отпайками на ПС Обжиговая, ПС Гороблагодатская, ПС Орбита, ПС Баранча, ПС Волковская, ПС Свинокомплекс;

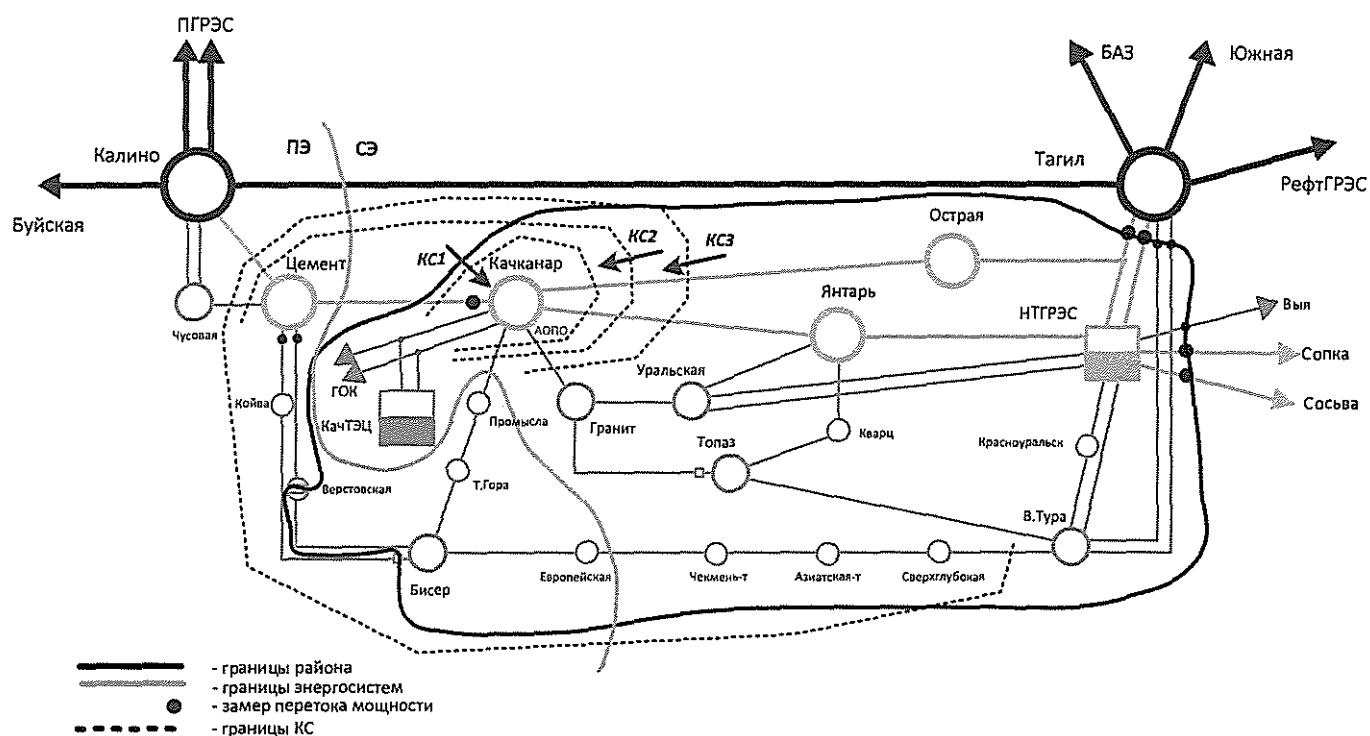
ВЛ 110 кВ В.Тура-Тагил 2 с отпайками на ПС Обжиговая, ПС Гороблагодатская, ПС Орбита, ПС Баранча, ПС Волковская, ПС Пятачок, ПС Лая;

СВ 110 кВ ПС 110 кВ Верстовская;

ВЛ 110 кВ Бисер-Койва.

Схема Качканарского энергоузла приведена на рисунке 4.

Потребление Качканарского энергорайона на 60-70 процентов определяется потреблением ПС 110 кВ Качканарского ГОК. В районе есть потребители с тяговой нагрузкой.



КС1 - КС «КачЭУ № 1»; КС2 - КС «КачЭУ № 2»; КС3 - КС «КачЭУ № 3»;

Рис. 4. Качканарский энергоузел

Баланс мощности

Баланс мощности Качканарского энергоузла на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в таблице 11. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 11

Баланс мощности Качканарского энергоузла

Показатель	ОЗП 13-14	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	год (факт)	(факт)		зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Потребление (МВт)	507	442	528	464	525	461	525	461	527	462	527	463	528	464	
Генерация (МВт)	192	75	277	202	199	145	47	0	507	460	507	460	507	460	
в том числе															
НТГРЭС (МВт)	192	75	230	202	152	145	0	0	460	460	460	460	460	460	
КачТЭЦ (МВт)	48	0	47	0	47	0	47	0	47	0	47	0	47	0	
Дефицит(-)/Избыток(+), (МВт)	-267	-367	-251	-262	-326	-316	-478	-461	-20	-2	-20	-3	-21	-4	

При составлении баланса мощности учтены следующие вводы и выводы генерирующего оборудования:

вывод из эксплуатации ТГ4, 8 НТГРЭС с 01.05.2016 в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России;

вывод из эксплуатации ТГ9 НТГРЭС с 01.01.2015 в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России;

вывод из эксплуатации ТГ10 НТГРЭС с 01.01.2016 в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России;

ввод двух ПГУ 230 на НТГРЭС с 30.12.2016 в соответствии с ДПМ и письмом ЗАО «ЦФР» от 22.08.2012 №1-5471.

Контролируемые сечения

В Качканарском энергоузле контролируется сечение «**Качканарский энергоузел**» (далее – КС «КачЭУ»). В зависимости от схемы сети контролируются:

сечение № 1 (далее – КС «КачЭУ № 1»), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Цемент – Качканар (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 220 кВ Качканар – Янтарь (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 220 кВ Качканар – Острая (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ Гранит – Качканар с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар);

сечение № 2 (далее – КС «КачЭУ № 2»), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Калино-Цемент (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Цемент; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Цемент);

ВЛ 220 кВ Качканар – Янтарь (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 220 кВ Качканар – Острая (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ Гранит – Качканар с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ Чусовая – Цемент 2 (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Цемент; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Цемент);

сечение № 3 (далее – КС «КачЭУ №3»), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Калино-Цемент (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Цемент; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Цемент);

ВЛ 220 кВ Качканар – Янтарь (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 220 кВ Качканар – Острая (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ Гранит – Качканар с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар);

ВЛ 110 кВ В.Тура – Сверхглубокая с отпайкой на ПС 110 кВ Ролик (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ В.Тура; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ В.Тура);

ВЛ 110 кВ Чусовая – Цемент 2 (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Цемент; положительное направление к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Цемент).

МДП и АДП в КС «КачЭУ» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «КачЭУ» защищено АОПО ВЛ 110 кВ Гранит-Качканар с отпайками, установленной на ПС 220 кВ Качканар и действующей без контроля перетока:

- 1 степень: на сигнал;
- 2 степень: на отключение В 110 кВ ГОК 3, 6;
- 3 степень: на отключение В 110 кВ ГОК 4;
- 4 степень: на отключение В 110 кВ ГОК 1, 10.

КС «КачЭУ» также защищено АОПО ВЛ 110 кВ Качканар-Промысла с отпайками, установленной на ПС 220 кВ Качканар и действующей с контролем перетока в направлении СШ 110 кВ ПС 220 кВ Качканар:

- 1 степень: на сигнал;
- 2 степень: на отключение В 110 кВ ГОК 3, 6;
- 3 степень: на отключение В 110 кВ ГОК 4;
- 4 степень: на отключение В 110 кВ ГОК 1, 10.

4.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «КачЭУ», является аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент (ВЛ находится в ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ) из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Калино-Цемент из нормальной схемы сети произойдет перегрузка ВЛ 110 кВ Чусовая-Цемент (ВЛ находится в ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ), вследствие чего отработает АПП на ПС 110 кВ Чусовая с действием отключения В 110 кВ ВЛ Цемент 2 на ПС 110 кВ Чусовая с запретом АПВ. В результате аварийного отключения и работы АПП на ПС 110 кВ Чусовая переток в КС «КачЭУ № 3» составит 299 МВт, МДП – 300 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 29-30.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «КачЭУ» и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение ВЛ 220 кВ Качканар-Острая при ремонте ВЛ 220 кВ Калино-Цемент (ВЛ находится в ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ).

Для обеспечения в ремонтной схеме МДП в сечении «КачЭУ № 3» (МДП определяется АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая) до начала ремонта ВЛ 220 кВ Калино-Цемент превентивно выполняются следующие мероприятия:

отключение ВЛ 110 кВ Чусовая-Цемент 2 (ВЛ находится в ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ) для исключения перегрузки ВЛ транзитными перетоками;

замыкание нормально разомкнутых транзитов 110 кВ Цемент-Бисер (ВЛ находятся в ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ) для обеспечения надежности питания потребителей в районе ПС 220 Цемент при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Цемент-Качканар;

включение БСК на ПС 220 кВ Качканар. Мероприятие увеличивает МДП в КС «КачЭУ № 3» на 14 МВт;

отключение В 110 кВ АТ1(2) на ПС 220 кВ Качканар. Эффективность: увеличивает МДП в КС «КачЭУ № 3» на 4-5 МВт;

перевод ВДТ АТ2(1) и АТГ3 ПС 220 кВ Качканар из 8 в 13 положение в сторону снижения коэффициента трансформации. Мероприятие увеличивает МДП в КС «КачЭУ № 3» на 4 МВт (эффективность: перевод ВДТ на одно положение в сторону снижения коэффициента трансформации приводит к увеличению МДП на 0,5-1 МВт).

После выполнения мероприятий переток в КС «КачЭУ № 3» составит 308 МВт, МДП – 308 МВт.

При наложении аварийного отключения ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ремонт ВЛ 220 кВ Калино-Цемент произойдет перегрузка ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь до 110 процентов (соответствует АДТН ВЛ, равной 660 А, допустимой на время не более 20 минут). Также произойдет перегрузка КС «КачЭУ № 3» (МДП определяется АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Гранит-Качканар). Переток в КС «КачЭУ №3» составит 306 МВт, МДП – 267 МВт.

Для разгрузки ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь и КС «КачЭУ №3» в ПАР требуется:

ввод 45 МВт ГВО на ПС 110 кВ Качканарского ГОК (эффективность: ввод 10 МВт ГВО разгружает КС «КачЭУ № 3» на 9-10 МВт).

После выполнения мероприятий переток в КС «КачЭУ № 3» составляет 267 МВт, МДП – 267 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении 8 на рисунках 31-36.

К необходимости ввода ГВО в ПАР также приводят следующие СРС, возникающие в Качканарском энергоузле:

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гранит-Качканар (ВЛ 110 кВ Гранит-Уральская) при ремонте ВЛ 220 кВ Калино-Цемент приведет к перегрузке КС «КачЭУ №3» (МДП определяется АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР

при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая). Для разгрузки КС с учетом схемно-режимных мероприятий потребуется ввод 45 МВт ГВО;

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь при ремонте ВЛ 220 кВ Калино-Цемент приведет к перегрузке КС «КачЭУ №3» (МДП определяется АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Острая в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Гранит-Качканар). Для разгрузки КС с учетом схемно-режимных мероприятий потребуется ввод 35 МВт ГВО.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО

ключение БСК на ПС 220 кВ Качканар. Мероприятие снижает объем ГВО на 10-15 МВт. ПС 220 кВ Качканар обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС.

Отключение В 110 кВ АТ1(2) ПС 220 кВ Качканар. Мероприятие снижает объем ГВО на 5 МВт. ПС 220 кВ Качканар обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС.

Перевод ВДТ АТ2(1) и АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Эффективность: снижает объем ГВО на 1-5 МВт. Выполнение мероприятия должно выполняться превентивно, до начала ремонта. ПС 220 кВ Качканар обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС.

Загрузка генераторов Качканарской ТЭЦ до верхней границы регулировочного диапазона по реактивной мощности. Загрузка генераторов на 10 Мвар по реактивной мощности приводит к снижению ГВО на 0,5-1,5 МВт. Выполнение мероприятия невозможно в летний период в связи с тем, что генерация Качканарской ТЭЦ летом составляет 0 МВт.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена

указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в Качканарском энергоузле являются:

трансформаторы тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь (ограничивает МДП в сечении «КачЭУ»);

трансформаторы тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь (ограничивает МДП в сечении «КачЭУ» после замены трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь);

трансформаторы тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая (ограничивает МДП в сечении «КачЭУ» после замены трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь и ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь);

трансформаторы тока ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ПС 220 кВ Острая (ограничивает МДП в сечении «КачЭУ» после замены трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь и ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 12.

4.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 13 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

**Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации
«узких мест» в Качканарском энергоузле**

Таблица 13

№ п/п	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода: месяц, год)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Эффектив- ность мероприя- тия (МВт)
1.	Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь, номиналом 600 А на трансформаторы тока номиналом не менее 1000 А	1. Предложено в титуле «Реконструкция ПС 220 кВ ЕНЭС для технологического присоединения ПГУ Нижнетуринской ГРЭС». 2. Предложено во внестадийной работе «Схема выдачи мощности реконструируемой Нижнетуринской ГРЭС»	-	45
2.	Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь, номиналом 600 А на трансформаторы тока номиналом не менее 1000 А	1. Предложено в титуле «Реконструкция ПС 220 кВ ЕНЭС для технологического присоединения ПГУ Нижнетуринской ГРЭС». 2. Предложено во внестадийной работе «Схема выдачи мощности реконструируемой Нижнетуринской ГРЭС»	-	
3.	Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая, номиналом 600 А на трансформаторы тока номиналом не менее 1000 А	1. Предложено в титуле «Реконструкция ПС 220 кВ ЕНЭС для технологического присоединения ПГУ Нижнетуринской ГРЭС». 2. Предложено во внестадийной работе «Схема выдачи мощности реконструируемой Нижнетуринской ГРЭС»	предложено Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ для включения в программу реновации ОАО «ФСК ЕЭС» со сроком реализации в 2014 году (от 26.07.2013 № Р50-62-VI-19-1821)	
4.	Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ПС 220 кВ Острая, номиналом 600 А на трансформаторы тока номиналом не менее 1000 А	1. Предложено в титуле «Реконструкция ПС 220 кВ ЕНЭС для технологического присоединения ПГУ Нижнетуринской ГРЭС». 2. Предложено во внестадийной работе «Схема выдачи мощности реконструируемой Нижнетуринской ГРЭС»	предложено Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ для включения в программу реновации ОАО «ФСК ЕЭС» со сроком реализации в 2014 году (от 26.07.2013 № Р50-62-VI-19-1821)	

4.4. Свод описания Качканарского энергоузла с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

5. Район ПС 220 кВ Салда

5.1. Характеристика энергоузла

Границы района

Район ПС 220 кВ Салда включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Салда, ПС 110 кВ Алапаевск, ПС 110 кВ Пятилетка; ПС 110 кВ Салка, ПС 110 кВ Ясашная, ПС 110 кВ Мечта.

Район ПС 220 кВ Салда ограничивается следующими элементами электрической сети:

АТ1, 2 ПС 220 кВ Салда;

ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 с отпайками;

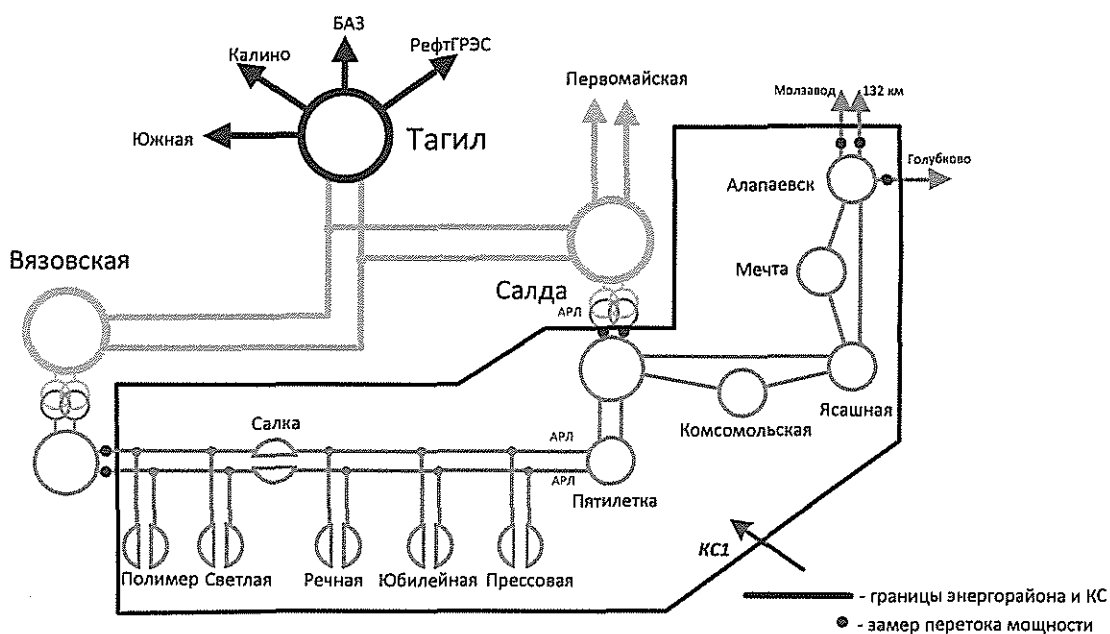
ВЛ 110 кВ Алапаевск – Голубково с заходами;

ВЛ 110 кВ 132 км – Алапаевск с отпайкой на ПС Деевская;

ВЛ 110 кВ Алапаевск-Молзавод.

Схема района ПС 220 кВ Салда приведена на рисунке 5.

Потребление района ПС 220 кВ Салда определяется такими крупными потребителями, как ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», ОАО «Уралхимпласт», ОАО «НПК «Уралвагонзавод». В районе есть потребители с тяговой нагрузкой.



КС «Алапаевск-Салка-Вязовская» (КС «АСВ»)

Рис. 5. Район ПС 220 кВ Салда

Баланс мощности

Баланс мощности района ПС 220 кВ Салда на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в таблице 14. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 14

Баланс мощности района ПС 220 кВ Салда

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Потребление (МВт)	219	175	233	189	231	187	231	188	231	188	232	188	232	188
Генерация (МВт)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дефицит (-)/ Избыток(+) (МВт)	-219	-175	-233	-189	-231	-187	-231	-188	-231	-188	-232	-188	-232	-188

Контролируемые сечения

При выполнении расчетов электрических режимов в послеаварийных режимах и в ремонтных схемах контролировалось сечение «Алапаевск-Салда-Вязовская» (далее – КС «АСВ» или КС1), состоящее из следующих сетевых элементов:

АТ1, 2 ПС 220 кВ Салда (контроль со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Салда; положительное направление перетока – к СШ 110 кВ ПС 220 кВ Салда);

ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 с отпайками (контроль со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Вязовская; положительное направление перетока – от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Вязовская);

ВЛ 110 кВ Алапаевск – Голубково с заходами (контроль со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск; положительное направление перетока – к СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск);

ВЛ 110 кВ 132 км – Алапаевск с отпайкой на ПС Деевская (контроль со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск; положительное направление перетока – к СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск);

ВЛ Алапаевск-Молзавод (контроль со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск; положительное направление перетока – к СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск).

МДП и АДП в КС «АСВ» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. Сечение контролируется в ремонтных схемах и при отключениях одного из АТ 2(3) ПС 220 кВ Салда, ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1(2).

КС «АСВ» защищено АРЛ на ПС 220 кВ Салда, действующей при отключении двух АТ на ПС 220 кВ Салда с контролем перетока по ВЛ 110 кВ Пятилетка-Салда 1, 2 в направлении СШ 110 кВ ПС 220 кВ Салда, на:

пуск 3 сигнала АКА 305 кГц ВЛ 110 кВ Пятилетка-Салда 1(2), действующего на ОН на ПС 110 кВ Пятилетка;

отключение с запретом АПВ ВМ 110 кВ ВЛ Апрельская1, 2, ВЛ Парковая 1.

5.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период является аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении АТ1(2) ПС 220 кВ Салда из нормальной схемы сети переток в КС «АСВ» составит 217 МВт, МДП – 286 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1(2) в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда), напряжение в контрольных пунктах в допустимых пределах (на СШ 110 кВ ПС 220 кВ Салда 113 кВ). Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 37-38.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «АСВ» и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда при ремонте АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.

При наложении аварийного отключения АТ1(2) ПС 220 кВ Салда на ремонт АТ2(1) ПС 220 кВ Салда по факту отключения двух АТ на ПС 220 кВ Салда сработает АРЛ на ПС 220 кВ Салда с действием на отключение нагрузки в объеме 80 МВт в районе ПС 220 кВ Салда. После работы автоматики переток в КС «АСВ» составит 91 МВт, МДП – 91 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1)), напряжение в контрольных пунктах в допустимых пределах (на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Алапаевск 110,5 кВ).

Для обеспечения возможности включения части потребителей, отключенных от АРЛ на ПС 220 кВ Салда, необходимо выполнить следующие схемно-режимные мероприятия:

перевод РПН АТ1, 2 ПС 220 кВ Вязовская из 8 в 3 положение в сторону снижения коэффициента трансформации. Мероприятие снижает переток в КС «АСВ» на 2 МВт и увеличивает МДП в КС «АСВ» на 3 МВт (эффективность: перевод РПН на одно положение в сторону снижения коэффициента трансформации приводит к увеличению МДП в КС на 0,3-0,8 МВт);

отключение В 110 кВ ВЛ Молзавод на ПС 110 кВ Алапаевск. Мероприятие увеличивает МДП в КС «АСВ» на 1 МВт.

После выполнения мероприятий переток в КС «АСВ» составит 89 МВт, МДП – 96 МВт, возможно обратное частичное включение 7 МВт потребителей (эффективность: обратное включение 10 МВт потребителей увеличивает переток в сечении на 9-10 МВт). После включения потребителей переток в КС «АСВ» составит 96 МВт, МДП – 96 МВт. Остальных потребителей, отключенных от АРЛ на ПС 220 кВ Салда, необходимо заменить вводом 73 МВт ГВО. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 39-43.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО

Отключение В 110 кВ ВЛ Молзавод на ПС 110 кВ Алапаевск. Мероприятие снижает объем ГВО на 1-2 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах. ПС 110 кВ Алапаевск обслуживается постоянным дежурным персоналом Алапаевского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»). Выполнение мероприятия невозможно при ремонтах ВЛ 220 кВ Кошай-Салда, ВЛ транзита 110 кВ Кошай-Тычкино-Молзавод-Алапаевск; ВЛ транзитов 110 кВ, питающих район ПС 220 кВ Кошай.

Перевод РПН АТ1 и 2 ПС 220 кВ Вязовская в сторону снижения коэффициента трансформации. Эффективность: снижает объем ГВО на 4-5 МВт. Выполнение мероприятия должно выполняться превентивно до начала ремонта. ПС 220 кВ Вязовская обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в районе ПС 220 кВ Салда являются:

ошиновка ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская, выполненная проводом марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «АСВ»);

провод ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2, марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «АСВ»);

ошиновка ВЛ 110 кВ Пятилетка-Салка 1, 2 на ПС 110 кВ Салка, выполненная проводом марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «АСВ»)

после замены токоограничивающего оборудования на ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2);

провод ВЛ 110 кВ Пятилетка-Салка 1, 2, марки АС-120 и М-70 (ограничивает МДП в сечении «АСВ» после замены токоограничивающего оборудования на ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 15.

5.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 16 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

Таблица 15

**Допустимые токовые нагрузки ВЛ, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины
МДП в КС и вводу ГВО**

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки (минут) (Ампер)				Длительно допустимый ток ЛЭП при температуре (градусы С) (Ампер)										Ограничивающий элемент при длительно допустимом токе при аварийно допустимом токе
								Аварийно допустимый ток ЛЭП (Ампер) при температуре (градусы С)/длительность (минут)										
		ВЛ	Ошиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Тр-тор тока	температура окружающей среды (градусы С)										
-5 и ниже	0							5	10	15	20	25	30	35	40			
1.	ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 с отпайками на ПС 110 кВ Полномер, ПС 110 кВ Светлая	АС 120/19	АС-120/19	2000	2000	630	1000	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС Вязовская – провода ВЛ, ОШ ПС Салка – провода ВЛ, ОШ
			АС-120/19	600	630	600	600/630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	
2.	ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 2 с отпайками на ПС 110 кВ Полномер, ПС 110 кВ Светлая	АС 120/19	АС-120/19	2000	2000	630	1000	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС Вязовская – провода ВЛ, ОШ ПС Салка – провода ВЛ, ОШ
			АС-120/19	600	630	600	600/630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	
3.	ВЛ 110 кВ Пятилетка – Салка 1 с отпайками на ПС 110 кВ Прессовая, ПС 110 кВ Юбилейная, ПС 110 кВ Речная	АС 120/19	АС-185/29	1000	1250	600	1000	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС Пятилетка – провода ВЛ ПС Салка – провода ВЛ, ОШ
			АС-120/19	600	630	600	600/630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	
4.	ВЛ 110 кВ Пятилетка – Салка 2 с отпайками на ПС 110 кВ Прессовая, ПС 110 кВ Юбилейная, ПС 110 кВ Речная	М 70	АС-185/29	1000	1000	600	1000	439	422	408	391	377	357	340	320	299	275	ПС Пятилетка – провода ВЛ ПС Салка – провода ВЛ
			АС-120/19	600	630	600	600/630, 20	439	422	408	391	377	357	340	320	299	275	

Таблица 16

Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узких мест» в районе ПС 220 кВ Салда

№	Мероприятие	Наличие в СиПР, СиПРЭ (срок ввода)	Наличие в проектных работах (срок ввода: месяц, год)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Определенный при выполнении анализа СРС крайний срок ввода (год)	Эффективность мероприятия (МВт)
Приоритетные мероприятия						
1.	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская, выполненной проводом марки АС-120, на провод АС-150 или аналогичный по ДТН	-	-	включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 годы с реализацией в 2017 году	2015	15
2.	Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 марки АС-120, на провод АС-150 или аналогичный по ДТН	-	-	предложено Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ для включения в ИП ОАО «МРСК Урала» (от 14.11.2013 № Р50-62-VI-19-2965).	2015	
3.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 220 кВ Салда (возможно подключение нагрузки, отключаемой от АРЛ ПС 220 кВ Салда)	-	предложено в титуле «Разработка дополнительного варианта схемы внешнего электроснабжения ОЭЗ ППТ «Титановая долина» и дополнительных мероприятий в соответствии с требованиями согласующих организаций к схемам внешнего электроснабжения»	-	2015	58

5.4. Свод описания района ПС 220 кВ Салда с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

6. Район ПС 220 кВ Искра

6.1. Характеристика района

Границы района

Район ПС 220 кВ Искра включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Искра, Свердловскую ТЭЦ, ТЭЦ ВИЗа, ПС 110 кВ ВИЗ, ПС 110 кВ Петрищевская.

Район ПС 220 кВ Искра ограничивается следующими элементами электрической сети:

ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1, 2;

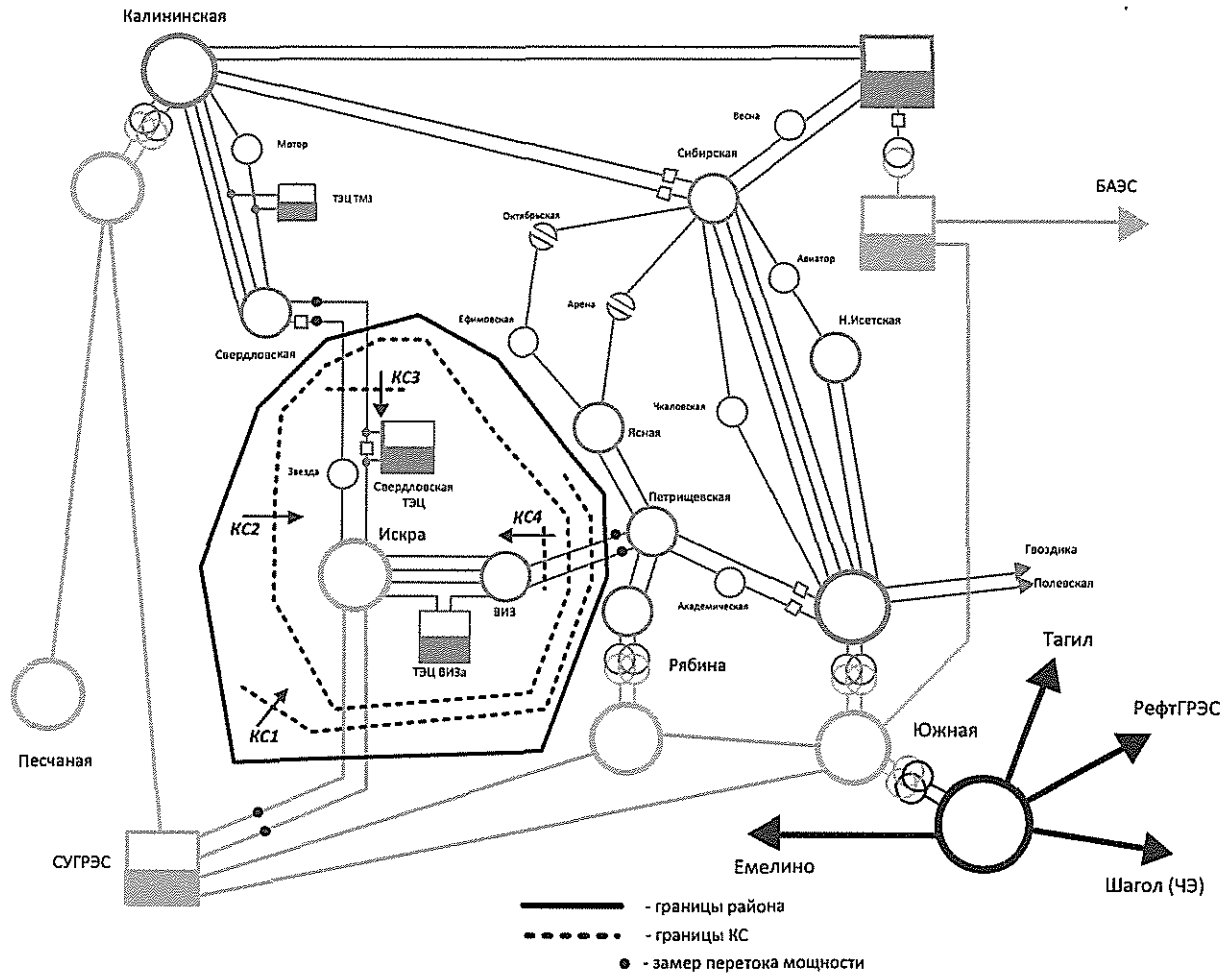
ВЛ 110 кВ Звезда – Свердловская с отпайками;

ВЛ 110 кВ Свердловская – СвТЭЦ с отпайками;

ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 с отпайками.

Схема района ПС 220 кВ Искра приведена на рисунке 6.

Энергорайон ПС 220 кВ Искра входит в состав Екатеринбургского энергоузла. Потребление района ПС 220 кВ Искра определяется такими крупными потребителями, как ООО «ВИЗ-Сталь», ОАО «Уралмашзавод». Основную часть потребления района составляют потребители коммунально-бытового сектора. В районе есть потребители с тяговой нагрузкой.



КС1 - «Искра-ВИЗ-Петрищевская №1» (КС «ИВП №1»); КС2 - «Искра-ВИЗ-Петрищевская №2» (КС «ИВП №2»); КС3 - «Искра-ВИЗ-Петрищевская №3» (КС «ИВП №3»); КС4 - «Искра-ВИЗ-Петрищевская №4» (КС «ИВП №4»).

Рис. 6. Район ПС 220 кВ Искра

Баланс мощности

Баланс мощности района ПС 220 кВ Искра на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в таблице 17. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 17

Баланс мощности района ПС 220 кВ Искра

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	
Потребление (МВт)	462	330	519	388	549	419	556	426	558	428	561	431	562	431	
Генерация (МВт)	93	34	105	33	105	33	105	33	105	33	105	33	104	33	
в том числе															
ТЭЦ ВИЗа (МВт)	60	17	68,3	17,2	68,3	17,2	68,3	17,2	68,3	17,2	68,3	17,2	68,3	17,2	
СвТЭЦ (МВт)	33	17	36,2	15,9	36,2	15,9	36,2	15,9	36,2	15,9	36,2	15,9	36,2	15,9	
Дефицит(-)/ Избыток(+) (МВт)	-369	-296	-415	-355	-445	-386	-452	-393	-454	-395	-457	-398	-458	-398	

Контролируемые сечения

В районе ПС 220 кВ Искра контролируется сечение «Искра-ВИЗ-Петрищевская» (далее – КС «ИВП»). В зависимости от схемы сети контролируются:

сечение № 1 (далее – КС «ИВП № 1»), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1, 2 (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ СУГРЭС; положительное направление от СШ 220 кВ СУГРЭС);

ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская);

сечение № 2 (далее – КС «ИВП № 2»), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1, 2 (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ СУГРЭС; положительное направление от СШ 220 кВ СУГРЭС);

ВЛ 110 кВ Звезда – Свердловская с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская);

ВЛ 110 кВ Свердловская – СвТЭЦ с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская);

ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская);

сечение № 3 (далее – **КС «ИВП № 3»**), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Звезда – Свердловская с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская);

ВЛ 110 кВ Свердловская – СвТЭЦ с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Свердловская);

сечение № 4 (далее – **КС «ИВП № 4»**), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Петрищевская).

МДП и АДП в КС «ИВП» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «ИВП» защищено ДАР (дополнительная автоматическая разгрузка), установленной на ПС 220 кВ Искра и действующей по факту исчезновения тока на стороне 220 кВ АТ1 и АТ2 ПС 220 кВ Искра на отключение: В 110 кВ ВЛ Сортировка 1, 2; В 110 кВ ВЛ Депо 1, 2; В 110 кВ ВЛ Звезда; В 110 кВ ВЛ СвТЭЦ; В 10 кВ яч. 1, 7, 10, 11, 13, 14, 15, 18, 22, 24, 25, 27, 31, 33, 35, 36, 41, 42, 44, 48 на ПС 220 кВ Искра.

6.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «ИВП» и необходимости ввода ГВО, является аварийное одновременное отключение ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2 из нормальной

схемы сети (согласно «Методическим указаниям по устойчивости энергосистем») является нормативным возмущением III группы).

При аварийном одновременном отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2 на ПС 220 кВ Искра отработает дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) с действием на отключение: В 110 кВ Сортировка 1, 2; В 110 кВ Депо 1, 2; В 10 кВ яч. 1, 7, 10, 11, 13, 14, 15, 18, 22, 24, 25, 27, 31, 33, 35, 36, 41, 42, 44, 48 (ОН до 64 МВт); В 110 кВ СвТЭЦ и В 110 кВ Звезда на ПС 220 кВ Искра. В результате отключения В 110 кВ СвТЭЦ и В 110 кВ Звезда на ПС 220 кВ Искра, на Свердловской ТЭЦ и ПС 110 кВ Свердловская сработает АВР с действием на включение нормально отключенных СВ 110 кВ Свердловской ТЭЦ и В 110 кВ ВЛ Звезда на ПС 110 кВ Свердловская.

После действия ДАР и работы АВР произойдет перегрузка КС «ИВП № 4» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1) или соответствующих СШ 1(2) 110 кВ на ПС 110 кВ Петрищевская). Переток в КС «ИВП № 4» составит 176 МВт, МДП – 170 МВт.

Для разгрузки КС «ИВП № 4» в ПАР потребуется:

Ввод ГВО в районе ПС 220 кВ Искра в объеме 6 МВт (эффективность: ввод 10 МВт ГВО разгружает КС «ИВП № 4» на 9-10 МВт).

В ПАР также необходимо выполнить замыкание транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская (для исключения возможности выделения района при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Петрищевская-Рябина 1(2) с учетом работы АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская по ВЛ 110 кВ Петрищевская-Рябина 2(1) на её отключение). Замыкание транзита в ПАР допустимо по условиям ТКЗ.

Замыкание транзита 110 кВ Искра-Свердловская в ПАР в зимний период не используется, так как это приведёт к необходимости увеличения объема ГВО в рассматриваемом режиме. При замкнутом транзите 110 кВ Искра-Свердловская при отключенных ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2 наиболее тяжелым возмущением становится отключение ВЛ 110 кВ Свердловская-

Свердловская ТЭЦ. Для исключения перегруза ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в указанном КС потребуется увеличение объемов ГВО на 40 МВт.

После выполнения мероприятий переток в КС «ИВП № 4» составляет 170 МВт, МДП – 170 МВт. Обратное включение потребителей, отключенных ДАР, невозможно. Отключенных потребителей (64 МВт) необходимо заменить вводом ГВО. Суммарный объем ГВО составит 70 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 44-46.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «ИВП» и необходимости ввода ГВО, является аварийное одновременное отключение ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2 из нормальной схемы сети (согласно «Методическим указаниям по устойчивости энергосистем» является нормативным возмущением III группы).

При аварийном одновременном отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2 на ПС 220 кВ Искра отработает дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР), с действием на отключение: В 110 кВ Сортировка 1, 2; В 110 кВ Депо 1, 2; В 10 кВ яч. 1, 7, 10, 11, 13, 14, 15, 18, 22, 24, 25, 27, 31, 33, 35, 36, 41, 42, 44, 48 (ОН до 60 МВт); В 110 кВ СвТЭЦ и В 110 кВ Звезда на ПС 220 кВ Искра. В результате отключения В 110 кВ СвТЭЦ и В 110 кВ Звезда на ПС 220 кВ Искра, на Свердловской ТЭЦ и ПС 110 кВ Свердловская сработает АВР с действием на включение нормально отключенных СВ 110 кВ Свердловской ТЭЦ и В 110 кВ ВЛ Звезда на ПС 110 кВ Свердловская.

После действия ДАР и работы АВР произойдет перегрузка КС «ИВП № 4» (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1) или соответствующих СШ 1(2) 110 кВ на ПС 110 кВ Петрищевская). Переток в КС «ИВП № 4» составит 162 МВт, МДП – 126 МВт.

Для разгрузки КС «ИВП № 4» потребуется ввести ГВО в районе ПС 220 кВ Искра в объеме 36 МВт, для снижения объема ГВО возможно замыкание транзита 110 кВ Искра-Свердловская.

При замыкании транзита 110 кВ Искра-Свердловская будут контролироваться КС «ИВП № 3» и КС «ИВП № 4». Загрузка КС «ИВП № 4» составит 89 МВт, МДП – 140 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1) или соответствующих 1(2) СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Петрищевская), нагрузка КС «ИВП № 3» составит 134 МВт, МДП – 101 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Звезда – Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская – СвТЭЦ). Для разгрузки КС «ИВП № 3» необходимо выполнить следующее мероприятие:

Замыкание транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская. Включение В 110 кВ ВЛ Академическая на ПС 500 кВ Южная (В 110 кВ ВЛ Петрищевская на ПС 500 кВ Южная) приводит к разгрузке КС «ИВП № 3» на 3-5 МВт и нагрузке КС «ИВП № 4» на 3-5 МВт. Включение В 110 кВ ВЛ Академическая на ПС 500 кВ Южная и (В 110 кВ ВЛ Петрищевская на ПС 500 кВ Южная) приводит к разгрузке КС «ИВП № 3» на 7-10 МВт и нагрузке КС «ИВП № 4» на 7-10 МВт.

При недостаточности указанного мероприятия, для разгрузки (нагрузки) КС дополнительно применяются:

отключение В 110 кВ АТ1 на ПС 220 кВ Калининская. Эффективность: разгружает КС «ИВП № 3» на 30-40 МВт и нагружает КС «ИВП № 4» на 30-40 МВт;

нагрузка ТГ, работающих на шины 110 кВ НСТЭЦ. Эффективность: нагружает КС «ИВП № 3» на 0,5-1,5 МВт и разгружает КС «ИВП № 4» на 0,5-1,5 МВт;

разгрузка ТГ, работающих на шины 110 кВ НСТЭЦ. Эффективность: разгружает КС «ИВП № 3» на 0,5-1,5 МВт и нагружает КС «ИВП № 4» на 0,5-1,5 МВт.

После выполнения мероприятия по замыканию транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская нагрузка КС «ИВП № 3» составит 98 МВт, МДП – 101 МВт, нагрузка КС «ИВП № 4» составит 134 МВт, МДП – 140 МВт. Обратное включение потребителей, отключенных ДАР на ПС 220 кВ Искра

невозможно. Отключенных потребителей следует заменить вводом ГВО (60 МВт). Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 47-52.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО

Замыкание транзита 110 кВ Искра-Свердловская в летний период, путем включения В 110 кВ ВЛ СвТЭЦ и ВЛ Звезда на ПС 220 кВ Искра. Мероприятие снижает объем ГВО на 38 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах при отключениях ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2. ПС 220 кВ Искра обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «ЕЭСК». Выполнение мероприятия невозможно при ремонте на транзитах 110 кВ СУГРЭС-Свердловская и Калининская-Свердловская.

Замыкание транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская путем включения В 110 кВ ВЛ Академическая и ВЛ Петрищевская на ПС 500 кВ Южная. Мероприятие снижает объем ГВО на 8 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах при отключениях ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2. ПС 500 кВ Южная обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте на транзите 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская.

Отключение В 110 кВ АТ1(2) на ПС 220 кВ Калининская. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах при отключениях ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2. ПС 220 кВ Калининская обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС.

Загрузка (разгрузка) ТГ, работающих на шины 110 кВ НСТЭЦ. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах при отключениях ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в районе ПС 220 кВ Искра являются:

выключатель ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская 1, 2 на ПС 110 кВ ВИЗ номинальным током 600 А (ограничивает МДП в сечении «ИВП»);

ВЧ заградитель ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская 1, 2 на ПС 110 кВ ВИЗ, номинальным током 630 А (ограничивает МДП в сечении «ИВП»);

выключатель ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская на ПС 110 кВ Свердловская номинальным током 600 А (ограничивает МДП в сечении «ИВП»);

выключатель ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ на ПС 110 кВ Свердловская номинальным током 600 А (ограничивает МДП в сечении «ИВП»);

трансформатор тока ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ на ПС 110 кВ Свердловская номинальным током 600 А (ограничивает МДП в сечении «ИВП»).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 17.

6.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 18 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

6.4. Свод описания района ПС 220 кВ Искра с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

Таблица 17

Допустимые токовые нагрузки ВЛ, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в КС и вводу ГВО

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки (минут) (Ампер)				Длительно допустимый ток ЛЭП при температуре (градусы С) (Ампер)										Ограничивающий элемент при длительно допустимом токе при аварийно допустимом токе
								Аварийно допустимый ток ЛЭП (Ампер) при температуре (градусы С)/длительность (минут)										
		ВЛ	Опиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Тр-тор тока	температура окружающей среды (градусы ⁰ С)										
								-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40	
1	ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1 с отпайками на ПС 110 кВ Переходная, ПС 110 кВ Фильтровальная, ПС 110 кВ Отрадная, ПС 110 кВ Московская	АС 300/39	АС-240	600	1250	630	1000	600	600	600	600	600	600	600	573	537	494	ПС Виз – В, ТТ, ОШ ПС Петрищевская 2 - провода ВЛ
			-	2000	2000	1250	1000 /1000, 20	600	600	600	600	600	600	600	573	537	494	
2	ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2 с отпайками на ПС 110 кВ Переходная, ПС 110 кВ Фильтровальная, ПС 110 кВ Отрадная, ПС 110 кВ Московская	АС 300/39	АС-240	600	1250	630	1000	600	600	600	600	600	600	600	573	537	494	ПС Виз – В, ТТ, ОШ ПС Петрищевская 2 - провода ВЛ
			-	2000	2000	1250	1000 /1000, 20	600	600	600	600	600	600	600	573	537	494	
3	ВЛ 110 кВ Свердловская - СвТЭЦ с отпайками на ПС 110 кВ Космическая, ПС 110 кВ Северная	АС 185/29	АС-185/29	600	1500	1250	600 /630, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	ПС СвТЭЦ – провода ВЛ, ОШ
			АС-150/24	1250	600	630	800 /800, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	
4	ВЛ 110 кВ Звезда – Свердловская с отпайками на ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Космическая	АС 185/29	АС-185/43	1250	600	630	600 /630, 20	600	600	600	587	566	536	510	479	449	413	ПС Звезда – провода ВЛ, Р, ТТ ПС Свердловская - В
				600	1500	1250	1250 /1250, 20	600	600	600	587	566	536	510	479	449	413	

Таблица 18

**Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации
«узких мест» в районе ПС 220 кВ Искра**

№	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода: месяц, год)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Эффективность мероприятия (МВт)
1.	Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская 1 и 2 с действием по каналам УПАСК на ОН до 70 МВт в районе ПС 220 кВ Искра	предложено в титуле «Реконструкция ПС 110 кВ ВИЗ»	включено в проект ИП ОАО «ЕЭСК» на 2014-2018 годы с реализацией в 2014 году.	70
2.	Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием по каналам УПАСК на ОН 15 МВт	-	-	15

7. Район ПС 110 кВ Сибирская

7.1. Характеристика района

Границы района

Район ПС 110 кВ Сибирская включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 110 кВ Сибирская, ПС 110 кВ Весна, ПС 110 кВ Чкаловская, ПС 110 кВ Нижнеисетская, ПС 110 кВ Авиатор.

Границы района определяются следующими элементами электрической сети:

ВЛ 110 кВ Весна – НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная;

ВЛ 110 кВ НСТЭЦ – Сибирская;

ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 1, 2 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Н.Исетская – Южная 1, 2 с отпайками;

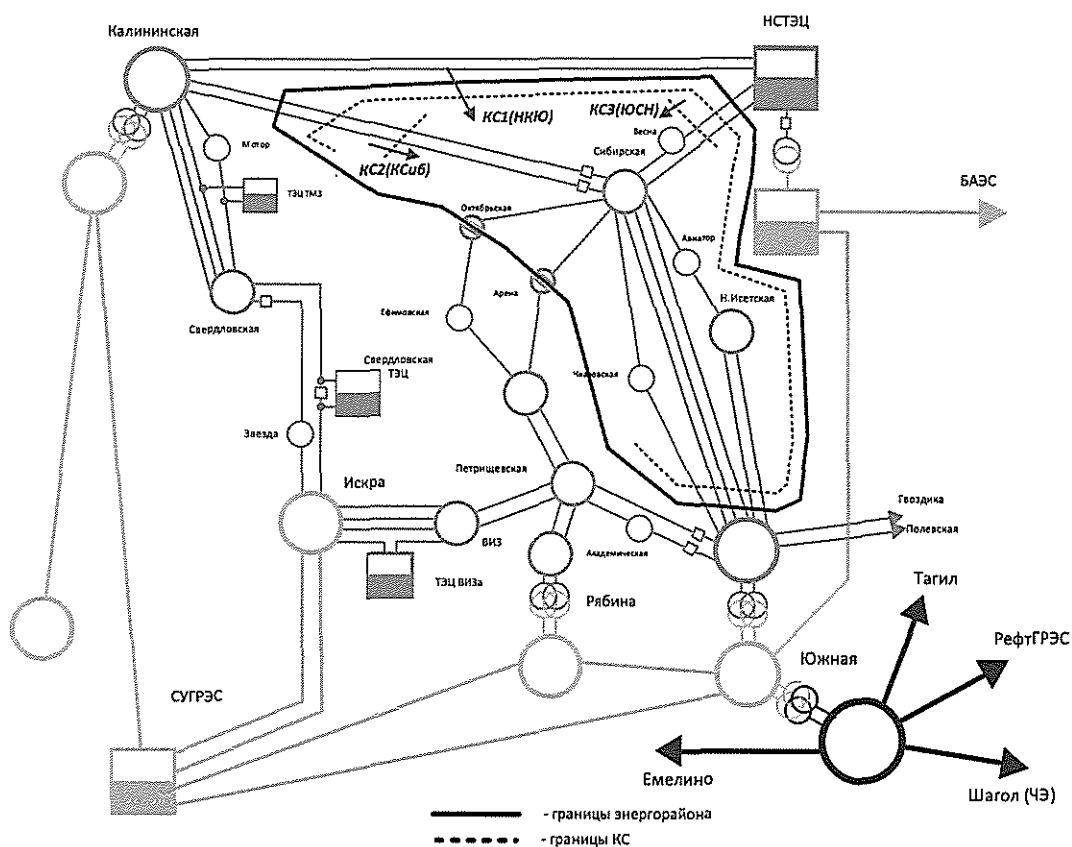
ВЛ 110 кВ Сибирская – Южная 1, 2, 3 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Чкаловская – Южная с отпайками;

СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Арена;

СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Октябрьская.

Схема района ПС 110 кВ Сибирская приведена на рисунке 7.



КС1 – КС «Район НСТЭЦ-Калининская-Южная» (КС «НКЮ»); КС2 – КС «Калининская-Сибирская» (КС «КСиб»); КС3- КС «Южная-Сибирская-НСТЭЦ» (КС «ЮСН»).

Рис. 7. Район ПС 110 кВ Сибирская

Потребление района ПС 110 кВ Сибирская определяется такими крупными потребителями, как ОАО «Завод керамических изделий», ОАО «Уральский завод резиновых технических изделий», ОАО «Уральский завод химического машиностроения». Основную часть потребления района составляют потребители коммунально-бытового сектора. В районе отсутствуют потребители с тяговой нагрузкой.

Баланс мощности

Баланс мощности района ПС 110 кВ Сибирская на основании фактических замеров за 2013-2014 годы и на перспективу до 2019 года приведен в таблице 19. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 19

Баланс мощности района ПС 110 кВ Сибирская

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Потребление (МВт)	479	343	532	397	593	459	629	495	637	503	640	506	640	506
Генерация (МВт)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дефицит(-)/ Избыток(+) (МВт)	-479	-343	-532	-397	-593	-459	-629	-495	-637	-503	-640	-506	-640	-506

Контролируемые сечения

В районе ПС 110 кВ Сибирская контролируется сечение «**Район НСТЭЦ-Калининская-Южная**» (далее – КС «НКЮ» или КС1), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Весна – НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ НСТЭЦ; положительное направление от СШ 110 кВ НСТЭЦ);

ВЛ 110 кВ НСТЭЦ – Сибирская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ НСТЭЦ; положительное направление от СШ 110 кВ НСТЭЦ);

ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 1, 2 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Калининская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Калининская);

ВЛ 110 кВ Н.Исетская – Южная 1, 2 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная);

ВЛ 110 кВ Сибирская – Южная 1, 2, 3 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная);

ВЛ 110 кВ Чкаловская – Южная с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная).

МДП и АДП в КС «НКЮ» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «НКЮ» защищено: АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-

НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная на ПС 110 кВ Весна; АРЛ ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1 и 2 с отпайками на ПС 110 кВ Сибирская; АРЛ ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская; АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская. КС «НКЮ» контролируется при отключении АТ1(2) ПС 500 кВ Южная. КС «НКЮ» не контролируется при отключении АТ1 и 2 ПС 500 кВ Южная.

В районе ПС 110 кВ Сибирская также контролируется сечение «Калининская-Сибирская» (далее – КС «КСиб» или КС2), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 1, 2 с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Калининская; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Калининская).

МДП и АДП в КС «КСиб» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «КСиб» защищено: АРЛ ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1 и 2 с отпайками на ПС 110 кВ Сибирская. КС «КСиб» контролируется при замкнутом транзите 110 кВ Калининская-Сибирская.

В районе ПС 110 кВ Сибирская также контролируется сечение «Южная-Сибирская-НСТЭЦ» (далее – КС «ЮСН» или КС3), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Весна – НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ НСТЭЦ; положительное направление от СШ 110 кВ НСТЭЦ);

ВЛ 110 кВ НСТЭЦ – Сибирская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ НСТЭЦ; положительное направление от СШ 110 кВ НСТЭЦ).

МДП и АДП в КС «ЮСН» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «ЮСН» защищено: АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная на ПС 110 кВ Весна; АРЛ ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская; АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская.

АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ с отпайкой на ПС Панельная на ПС 110 кВ Весна действует:

- 1 ступень с выдержкой времени 10 секунд: сигнал;
- 2 ступень с выдержкой времени 35 секунд: отключение ф. 6 и 10 кВ, подключенных под АЧР.

АРЛ ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1 и 2 с отпайками на ПС 110 кВ Сибирская действует:

- 1 ступень с выдержкой времени 9 секунд: сигнал;
- 2 ступень с выдержкой времени 20 секунд: отключение В 110 кВ Арена;
- 3 ступень с выдержкой времени 30 секунд: отключение В 110 кВ Октябрьская;
- 4 ступень с выдержкой времени 35 секунд: пуск сигнала на отключение ф. 10 кВ на ПС 110 кВ Авиатор, подключенных под АЧР;
- 5 ступень с выдержкой времени 40 секунд: отключение ф. 6 и 10 кВ, подключенных под АЧР;
- 6 ступень с выдержкой времени 45 секунд: отключение В 110 кВ Калининская 1 с запретом АПВ.

АРЛ ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская и АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская действуют:

- 1 ступень с выдержкой времени 9 секунд: сигнал;
- 2 ступень с выдержкой времени 15 секунд: включение В 110 кВ Калининская 1, 2;
- 3 ступень с выдержкой времени 20 секунд: отключение В 110 кВ Арена;
- 4 ступень с выдержкой времени 25 секунд: отключение В 110 кВ Октябрьская;
- 5 ступень с выдержкой времени 30 секунд: пуск сигнала на отключение ф. 10 кВ на ПС 110 кВ Авиатор, подключенных под АЧР;
- 6 ступень с выдержкой времени 35 секунд: отключение ф. 6 и 10 кВ, подключенных под АЧР.

7.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС, является аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная.

При аварийном отключении 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная в зимний период произойдет перегрузка ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская, вследствие чего на ПС 110 кВ Сибирская отработает 2 ступень АРЛ указанных ВЛ с действием на включение В 110 кВ Калининская 1, 2 на ПС 110 кВ Сибирская. После работы АРЛ загрузка ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская составит 79 и 75 процентов соответственно. В результате аварийного отключения 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная и работы АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская:

переток в КС «НКЮ» составит 476 МВт, МДП – 450 МВт (МДП определяется АДТН транзита 110 кВ Южная-Сибирская или ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 500 кВ Южная);

переток в КС «КСиб» составит 167 МВт, МДП – 138 МВт (МДП определяется АДТН транзита 110 кВ Южная-Сибирская или ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2 (1) ПС 500 кВ Южная);

переток в КС «ЮСН» составит 167 МВт, МДП – 195 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская).

Для разгрузки КС «НКЮ» и «КСиб» потребуется выполнить следующие мероприятия:

замыкание транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская путем включения В 110 кВ Академическая (Петрищевская) на ПС 500 кВ Южная. Эффективность: снижает переток в КС «КСиб» на 10-15 МВт; в КС «ЮСН» на 5-9 МВт. После выполнения мероприятия переток в КС «НКЮ» составит

476 МВт, МДП – 450 МВт; в КС «КСиб» – 156 МВт, МДП – 138 МВт; в КС «ЮСН» – 161 МВт, МДП – 195 МВт.

перенос точек разрыва транзита 110 кВ Сибирская-Петрищевская, путем включения СВ 110 кВ ПС 110 кВ Октябрьская и отключения В 110 кВ ВЛ Октябрьская на ПС 110 кВ Сибирская; включения 110 кВ ПС 110 кВ Арена и отключения В 110 кВ ВЛ Арена на ПС 110 кВ Сибирская. Эффективность: снижает переток в КС «НКЮ» на 30-35 МВт; в КС «КСиб» – на 9-15 МВт; в КС «ЮСН» на – 3-4 МВт. После выполнения мероприятия переток в КС «НКЮ» составит 443 МВт, МДП – 450 МВт; в КС «КСиб» – 143 МВт, МДП – 138 МВт; в КС «ЮСН» – 157 МВт, МДП – 195 МВт.

для разгрузки КС «КСиб» необходимо отключить В 110 кВ ВЛ Калининская на ПС 110 кВ Сибирская. Мероприятие снимает с контроля КС «КСиб», увеличивает переток в КС «ЮСН» на 40-50 МВт. После выполнения мероприятия переток в КС «НКЮ» составит 443 МВт, МДП – 450 МВт; в КС «КСиб» – 85 МВт, МДП – 9999 МВт; в КС «ЮСН» – 195 МВт, МДП – 195 МВт. Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 53-55.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение АТ2(1) ПС 500 кВ Южная при ремонте АТ1(2) ПС 500 кВ Южная.

До начала ремонта АТ1(2) ПС 500 кВ Южная выполняются следующие мероприятия:

1. Замыкание транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская путем включения В 110 кВ Академическая и Петрищевская на ПС 500 кВ Южная. Замыкание выполняется:

для исключения излишней работы АРЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭС-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская в ремонтной схеме, действующей на замыкание транзита 110 кВ Калининская-Сибирская (токовая загрузка указанных ВЛ близка к уставке срабатывания ПА);

для исключения излишней работы АРЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭС-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 500 кВ Южная, действующей на отключение потребителей.

2. Для исключения возможной перегрузки ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Петрищевская при выполнении переноса разрыва транзита на ПС 110 кВ Сибирская (выполняется с кратковременным замыканием транзита) в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 500 кВ Южная, перенос разрыва транзита 110 кВ Сибирская-Петрищевская на ПС 110 кВ Сибирская также выполняется заранее, до начала ремонта.

3. Разгрузка ТГ НСТЭЦ, работающих на шины 110 кВ для обеспечения МДП по сечению «ЮСН» (МДП определяется ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская). Эффективность: разгрузка генераторов НСТЭЦ на 10 МВт приводит к разгрузке КС на 4-5 МВт.

При аварийном отключении АТ2(1) ПС 500 кВ Южная в летний период произойдет перегрузка ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭС-Сибирская, вследствие чего на ПС 110 кВ Сибирская отработает 2 ступень АРЛ указанных ВЛ с действием на включение В 110 кВ Калининская 1, 2 на ПС 110 кВ Сибирская. После работы АРЛ загрузка ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭС-Сибирская составит 87 и 85 процентов соответственно. В результате аварийного отключения АТ2(1) ПС 500 кВ Южная и работы АРЛ ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ и ВЛ 110 кВ НСТЭС-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская:

переток в КС «КСиб» составит 140 МВт, МДП – 97 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 2(1));

переток в КС «ЮСН» составит 110 МВт, МДП – 155 МВт (МДП определяется ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская).

Для разгрузки КС «КСиб» потребуется выполнить следующие мероприятия:

загрузка ТГ НСТЭЦ, работающих на шины 110 кВ, до верхней границы регулировочного диапазона по активной мощности (эффективность: загрузка ТГ на 20 МВт снижает переток в КС «КСиб» на 0,5-1,0 МВт) с контролем

загрузки ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ, ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. В расчётном режиме нагрузка ТГ будет ограничиваться МДП в КС «ЮСН»;

отключение В 110 кВ АТ1 на ПС 220 кВ Калининская. Эффективность: приводит к разгрузке КС «КСиб» на 20-40 МВт.

После выполнения мероприятий: переток в КС «КСиб» составит 106 МВт, МДП – 97 МВт; переток в КС «ЮСН» составит 155 МВт, МДП – 155 МВт (МДП определяется ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская).

Для дальнейшей разгрузки КС потребуется **ввод ГВО в границах КС «НКЮ» на величину до 17 МВт** (эффективность: ввод 10 МВт ГВО приводит к разгрузке КС «КСиб» на 3-6 МВт).

После выполнения мероприятий и ввода ГВО:

переток в КС «КСиб» составит 97 МВт, МДП – 97 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 2(1));

переток в КС «ЮСН» составит 103 МВт, МДП – 155 МВт (МДП определяется ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская).

Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 56-61.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО

Загрузка (разгрузка) ТГ НСТЭЦ, работающих на шины 110 кВ, до верхней границы регулировочного диапазона по активной мощности. Мероприятие снижает объем ГВО до 5 МВт.

Замыкание транзита 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская путем включения В 110 кВ Академическая (Петрищевская) на ПС 500 кВ Южная. Мероприятие снижает объем ГВО на величину до 20 МВт. Транзит замыкается: в ремонтных схемах (непосредственно перед выводом сетевого элемента в ремонт), в послеаварийном режиме сразу после аварийного отключения одного из сетевых элементов в сечении «Район НСТЭЦ-Калининская-Южная». ПС 500

кВ Южная обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС. Выполнение мероприятия невозможно при ремонтах на транзите 110 кВ Южная-Академическая-Петрищевская. Замыкание транзита в послеаварийной схеме допустимо по условиям ТКЗ.

Перенос точек разрыва транзита 110 кВ Сибирская-Петрищевская путем включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Арена, отключения В 110 кВ Октябрьская и Арена на ПС 110 кВ Сибирская (перевод нагрузки и снижение ГВО от 15 до 30 МВт). Мероприятие снижает объем ГВО на величину до 30 МВт. Замыкание транзита 110 кВ Сибирская-Петрищевская невозможно для исключения неселективной работы релейной защиты в Екатеринбургском энергоузле. Перенос точек разрыва выполняется: в ремонтных схемах (непосредственно перед выводом сетевого элемента в ремонт), в послеаварийном режиме сразу после аварийного отключения одного из сетевых элементов в сечении «Район НСТЭЦ-Калининская-Южная».

Отключение В 110 кВ АТ1(2) на ПС 220 кВ Калининская. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах. Эффективность: мероприятие снижает объем ГВО на величину до 30-40 МВт. ПС 220 кВ Калининская обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы Екатеринбургского энергоузла (в различных ремонтных схемах).

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в районе ПС 110 кВ Сибирская являются:
провод ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ марки АС-150 (ограничивает МДП в сечении «ЮСН» и «НКЮ»);

ошиновка ВЛ 110 кВ Весна-НСТЭЦ на ПС 110 кВ Весна марки АС-150 (ограничивает МДП в сечении «ЮСН» и «НКЮ»);

провод ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская марки АС-150 (ограничивает МДП в сечении «ЮСН» и «НКЮ»);

ошиновка ВЛ 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская на ПС 110 кВ Сибирская марки АС-150 (ограничивает МДП в сечении «ЮСН» и «НКЮ»);

провод ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1, 2 марки АС-150 (ограничивает МДП в сечении «КСиб» и «НКЮ»).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 20.

7.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 21 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

7.4. Свод описания района ПС 110 кВ Сибирская с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

Таблица 20

Допустимые токовые нагрузки ВЛ, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в КС и вводу ГВО

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки (минут) (Ампер)				Длительно допустимый ток ЛЭП при температуре (градусы С) (Ампер)									Ограничивающий элемент при длительно допустимом токе при аварийно допустимом токе	
								Аварийно допустимый ток ЛЭП (Ампер) при температуре (градусы С)/длительность (минут)										
		ВЛ	Ошиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Тр-тор тока	температура окружающей среды (градусы С)										
								-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35		40
1.	ВЛ 110 кВ Весна – НСТЭЦ с отпайкой на ПС 110 кВ Панельная	АС 150/24	АС-150/24	2000	1000	600	2000	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	ПС Весна – провода ВЛ, ОШ
			АС-185/29	2000	2000	600	1000	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	
2.	ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 1 с отпайкой на ПС 110 кВ Кировская, ПС 110 кВ Малышевская	АС 150/24	АС-150/24	2000	1000	1000	1000 /1000, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	ПС Калининская – провода ВЛ, ОШ
			АС-150	600	1250	600	1000 /1000, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	
3.	ВЛ 110 кВ Калининская – Сибирская 2 с отпайкой на ПС 110 кВ Кировская, ПС 110 кВ Малышевская ПС 110 кВ Восход	АС 150/24	АС-150/24	2000	1000	1000	1000 /1000, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	ПС Калининская – провода ВЛ, ОШ
			АС-150	600	1250	600	1000 /1000, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	
4.	ВЛ 110 кВ НСТЭЦ – Сибирская	АС 150/24	АС-185/29	2000	2000	600	1000 /1000, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	ПС НСТЭЦ – провода ВЛ
			АС-150	600	1250	600	1000 /1000, 20	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	

Таблица 21

Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узких мест» в районе ПС 110 кВ Сибирская

№ п/п	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Эффективность мероприятия (МВт)
1.	Строительство ПС 220 кВ Надежда, с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходами ВЛ 220 и 110 кВ	<p>1. «Строительство ПС 220 кВ Надежда».</p> <p>2. «Заходы ВЛ 220 кВ Южная – Ново-Свердловская ТЭЦ на ПС 220 кВ Надежда»</p> <p>3. Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития ЕЭУ.</p>	<p>включено в ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 годы с реализацией в 2015 году.</p> <p>включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2013 году.</p> <p>включено в проект ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2014-2018 годы с реализацией в 2017 году.</p> <p>включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2016 году.</p>	17

8. Восточный энергоузел

8.1. Характеристика энергоузла

Границы энергоузла

Восточный энергоузел включает в себя следующие основные энергообъекты ПС 220 кВ Сирень, ПС 110 кВ Камышлов, ПС 110 кВ Светофор, ПС 110 кВ Маян, ПС 110 кВ Юшала, ПС 110 кВ Краснополянск.

Границы узла определяются следующими элементами электрической сети:

ВЛ 220 кВ РефтГРЭС – Сирень;

ВЛ 110 кВ Краснополянск – Черново;

ВЛ 110 кВ Дубровный – Сухой Лог;

ВЛ 110 кВ Сирень – Сухой Лог 1, 2;

ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск с заходом на ПС Баженово;

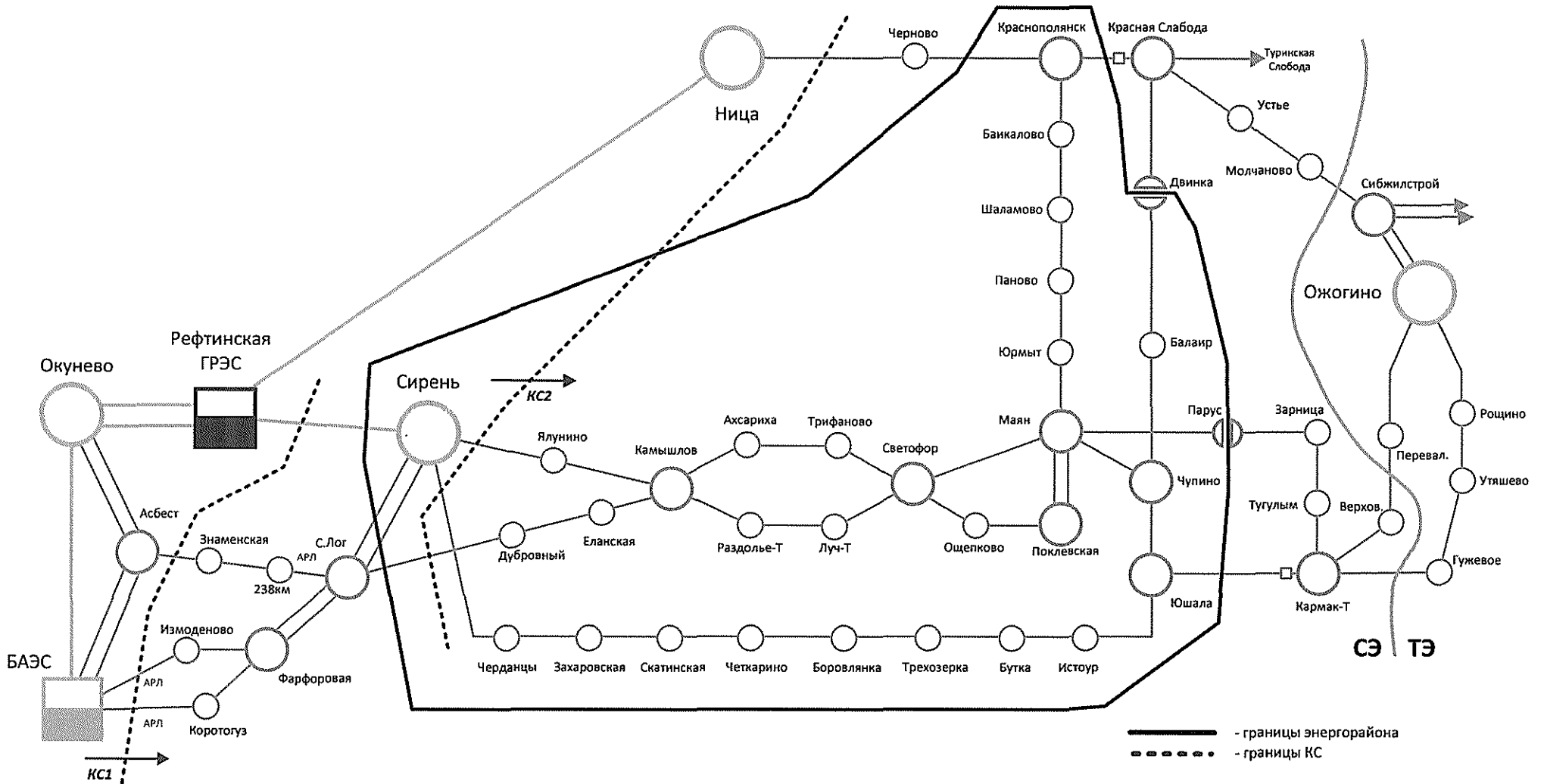
ВЛ 110 кВ Кармак – Юшала с отпайкой на ПС Линейная;

СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Двинка;

СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Парус.

Схема Восточного энергоузла приведена на рисунке 8.

Основными потребителями на территории Восточного энергоузла являются ОАО «РЖД», предприятия сельского хозяйства и пищевой промышленности.



КС1 – КС «Восточный энергоузел» (КС «ВЭУ»); КС2 – КС «Талицкий энергоузел» (КС «ТЭУ»).

Рис. 8. Восточный энергоузел

Баланс мощности

Баланс мощности Восточного энергоузла на основании фактических замеров за 2012-2013 годы и на перспективу до 2018 года приведен в таблице 22. Прогнозный баланс мощности составлен на базе фактических показателей электропотребления за последний год с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям.

Таблица 22

Баланс мощности Восточного энергоузла

Показатель	ОЗП 13-14 год (факт)	2013 год (факт)	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Потребление (МВт)	210	121	214	136	213	126	214	126	214	126	214	126	215	127
Генерация (МВт)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дефицит(-)/ Избыток(+) (МВт)	-215	-121	-214	-136	-213	-126	-214	-126	-214	-126	-214	-126	-215	-127

Контролируемые сечения

В Восточном энергоузле контролируется сечение «Восточный энергоузел» (далее – КС «ВЭУ» или КС1), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ РефтГРЭС – Сирень (контроль перетока со стороны СШ 220 кВ РефтГРЭС; положительное направление от СШ 220 кВ РефтГРЭС);

ВЛ 110 кВ Асбест-Знаменская (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Асбест; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Асбест);

ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово с отпайкой на ПС Белоречка (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ БАЭС; положительное направление от СШ 110 кВ БАЭС);

ВЛ 110 кВ БАЭС – Кортогуз с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ БАЭС; положительное направление от СШ 110 кВ БАЭС).

МДП и АДП в КС «ВЭУ» определяются АДТН и ДДТН сетевых элементов, входящих в сечение. КС «ВЭУ» защищено: АРЛ ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог на ПС 110 кВ Сухой Лог; АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС–Измоденово с отпайкой на ПС Белоречка на БАЭС; АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками на БАЭС.

АРЛ ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог на ПС 110 кВ Сухой Лог действует:

- 1 ступень с выдержкой времени 9 секунд: сигнал;
- 2 ступень с выдержкой времени 15 секунд: пуск АКПА-В-528-6 по ВЛ 110 кВ Дубровный (не используется);
- 3 ступень с выдержкой времени 25 секунд: отключение В 6 кВ Втормет 1, 2, Рудник, РП-1, ЦАМ 1, 2, Фабрика 2, Бум. Фабрика, Карьер, Алюминиевый 1, 2, Город, ДОК, Шамотный завод.;
- 4 ступень с выдержкой времени 35 секунд: пуск АКПА-В-528-4 по ВЛ 110 кВ Дубровный на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Камышлов.

АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС–Измоденово с отпайкой на ПС Белоречка на БАЭС и АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС–Кортогуз с отпайками на БАЭС действуют:

- 1 ступень с выдержкой времени 9 секунд: сигнал;
- 2 ступень с выдержкой времени 10 секунд: пуск АКПА-В-224-6 по ВЛ 110 кВ Измоденово (не используется);
- 3 ступень с выдержкой времени 15 секунд: пуск АКПА-В-224-4 по ВЛ 110 кВ Измоденово на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Сухой Лог, Камышлов;
- 4 ступень с выдержкой времени 25 секунд: пуск АКПА-В-224-3 по ВЛ 110 кВ Измоденово на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Сухой Лог, Камышлов, Фарфоровая;
- 5 ступень с выдержкой времени 35 секунд: пуск АКПА-В-224-2 по ВЛ 110 кВ Измоденово на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Сухой Лог, Камышлов, Фарфоровая.

При аварийном отключении ВЛ транзитов 110 кВ Сухой Лог-Дубровный Камышлов или Сирень-Ялунино-Камышлов или Сирень-Черданцы-Юшала

контролируется сечение «Талицкий энергоузел» (далее – КС «ТЭУ» или КС2), состоящее из следующих сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ Сирень – Черданцы с отпайкой на ПС Валовая (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Сирень; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Сирень);

ВЛ 110 кВ Сирень – Ялунино с отпайкой на ПС Валовая (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Сирень; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Сирень);

ВЛ 110 кВ Дубровный – Сухой Лог (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 110 кВ Сухой Лог; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 110 кВ Сухой Лог);

ВЛ 110 кВ Ница – Черново с отпайками (контроль перетока со стороны СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ница; положительное направление от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ница).

МДП и АДП в КС «ТЭУ» определяются АДН и МДН в узлах нагрузки Восточного энергоузла. КС «ТЭУ» не защищено устройствами ПА.

8.2. Анализ схемно-режимных ситуаций (далее – СРС), приводящих к нарушению допустимых параметров режима

Описание наиболее тяжелой СРС в зимний максимум нагрузок

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «ВЭУ» и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень вследствие перегруза ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-Сухой Лог сработает АРЛ ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог на ПС 110 кВ Сухой Лог с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Сухой Лог (7 МВт) и ПС 110 кВ Камышлов (16 МВт). После работы ПА загрузка ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-Сухой Лог не превышает 100 процентов. Переток в КС «ВЭУ» составит 243 МВт, МДП – 192 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Асбест-

Знаменская в ПАР при отключении одной из ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая).

Для разгрузки сечения КС «ВЭУ» потребуется выполнить замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области путем:

включения В 110 кВ ВЛ Юшала на ПС 110 кВ Кармак;

включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Парус;

включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Двинка;

включения В 110 кВ ВЛ Краснополянск на ПС 110 кВ Красная Слобода (в расчетном режиме не потребовалось).

После выполнения мероприятия возможно обратное включение потребителей, отключенных от ПА, в полном объеме (23 МВт), при этом переток в КС «ВЭУ» составит 189 МВт, МДП – 215 (192+ $P_{ПА}$) МВт. Возможность замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области выполняется по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области.

При невозможности замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области потребуется ввод ГВО в Сухоложском, Богдановичском РЭС и Восточном энергоузле в объеме **68 МВт** (эффективность: ввод 10 МВт ГВО приводит к разгрузке сечения на 6-8 МВт). После ввода ГВО возможно обратное включение потребителей, отключенных от ПА, в полном объеме (23 МВт), при этом переток в сечении составит 213 МВт, МДП – 215 (192+ $P_{ПА}$) МВт.

Наиболее тяжелой СРС в зимний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «ТЭУ» и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы электрической сети в зимний период загрузка КС «ТЭУ» составит 175 МВт, МДП – 92 МВт (МДП определяется АДН на ПС 110 кВ Дубровный в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровный-Сухой Лог). Для разгрузки

сечения КС «ТЭУ» потребуется выполнить замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области путем:

включения В 110 кВ ВЛ Юшала на ПС 110 кВ Кармак;

включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Парус;

включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Двинка;

включения В 110 кВ ВЛ Краснополянск на ПС 110 кВ Красная Слобода (в расчетном режиме не потребовалось).

После выполнения мероприятия переток в КС «ТЭУ» составит 79 МВт, МДП – 85 МВт (МДП определяется АДН на ПС 110 кВ Дубровный в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровный-Сухой Лог). Возможность замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области выполняется по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области.

При невозможности замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области для разгрузки КС «ТЭУ» необходимо выполнить следующие мероприятия:

включение БСК на ПС 220 кВ Ница. Эффективность: приводит к увеличению МДП на 5-6 МВт (в расчетном режиме БСК на ПС 220 кВ Ница включен);

перевод РПН АТ1, 2 на ПС 220 кВ Ница в сторону повышения напряжения из 11 в 1 (крайнее) положение. Мероприятие приводит к увеличению МДП на 7 МВт (эффективность: перевод РПН на 1 положение в сторону увеличения напряжения, приводит к увеличению МДП на 0,7-0,9 МВт).

После выполнения мероприятий потребуется ввод ГВО в Восточном энергоузле в границах КС «ТЭУ» на величину **81 МВт** (эффективность: ввод 10 МВт ГВО приводит к разгрузке сечения на 9-10 МВт). После выполнения мероприятия и ввода ГВО переток в сечении составит 99 МВт, МДП – 99 МВт.

Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 62-68.

Описание наиболее тяжелой СРС в летний максимум нагрузок

В летний период максимума нагрузок были рассмотрены СРС, возникающие при аварийном отключении сетевых элементов из нормальной схемы электрической сети. СРС в ВЭУ, возникающие в ремонтных схемах в летний период, не рассматривались, так как выполнение ремонта в ВЭУ происходит при наличии согласования Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ возможности замыкания транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области, и соответственно, не приводит к необходимости ввода ГВО в ПАР.

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «ВЭУ», является аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень переток в КС «ВЭУ» составит 167 МВт, МДП – 180 МВт (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Асбест-Знаменская в ПАР при отключении одной из ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая с учетом работы ПА). Таким образом, после отключения ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень выполнения дополнительных мероприятий не требуется.

Наиболее тяжелой СРС в летний период, приводящей к наибольшему снижению МДП в КС «ТЭУ» и необходимости ввода ГВО, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы сети.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино из нормальной схемы электрической сети загрузка КС «ТЭУ» составит 99 МВт, МДП – 86 МВт (МДП определяется АДН на ПС 110 кВ Дубровный в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровный-Сухой Лог). Для разгрузки сечения КС «ТЭУ» потребуется выполнить замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области путем:

включения В 110 кВ ВЛ Юшала на ПС 110 кВ Кармак;

включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Парус (в расчетном режиме не потребовалось);

включения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Двинка (в расчетном режиме не потребовалось);

включения В 110 кВ ВЛ Краснополянск на ПС 110 кВ Красная Слобода (в расчетном режиме не потребовалось).

После выполнения мероприятия переток в КС «ТЭУ» составит 40 МВт, МДП – 85 МВт (МДП определяется АДН на ПС 110 кВ Дубровный в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровный-Сухой Лог). Возможность замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области выполняется по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области.

При невозможности замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области для разгрузки КС «ТЭУ» необходимо выполнить следующие мероприятия:

включение БСК на ПС 220 кВ Ница. Эффективность: приводит к увеличению МДП на 5-6 МВт.

перевод РПН АТ1, 2 на ПС 220 кВ Ница в сторону повышения напряжения из 11 в 5 положение. Мероприятие приводит к увеличению МДП на 4 МВт (эффективность: перевод РПН на 1 положение в сторону увеличения напряжения приводит к увеличению МДП на 0,7-0,9 МВт). Перевод в РПН в 4 положение приведет к недопустимому повышению напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Ница.

После выполнения мероприятий потребуются ввод ГВО в Восточном энергоузле в границах КС «ТЭУ» на величину 6 МВт (эффективность: ввод 10 МВт ГВО приводит к разгрузке сечения на 9-10 МВт). После выполнения мероприятия переток в сечении составит 95 МВт, МДП – 95 МВт.

Результаты расчетов электрических режимов приведены в приложении № 8 на рисунках 69-73.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые превентивно или в оперативном порядке, для ввода режима в допустимую область и минимизации ГВО

Включение В 110 кВ ВЛ Юшала на ПС 110 кВ Кармак (замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области). Мероприятие снижает

объем ГВО на 20-30 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах и в ремонтных схемах. ПС 110 кВ Кармак обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РЖД». Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области.

Включение СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Парус (замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области). Мероприятие снижает объем ГВО на 20-30 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах и в ремонтных схемах. ПС 110 кВ Парус обслуживается оперативно-ремонтным персоналом ОАО «РЖД», время прибытия на ПС – 1 час. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области. В ремонтных схемах, для обеспечения возможности замыкания транзита в течение времени, не превышающего 20 минут, разрыв транзита переносится на ПС 110 кВ Кармак (обслуживается постоянным дежурным персоналом ОАО «РЖД»). При переносе разрыва транзита 110 кВ Кармак-Парус-Маян с ПС 110 кВ Парус на ПС 110 кВ Кармак снижается надежность питания потребителей данного транзита в связи с отсутствием на ПС 110 кВ Кармак устройства АВР.

Включение СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Двинка (замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области). Мероприятие снижает объем ГВО на 20-30 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах и в ремонтных схемах. ПС 110 кВ Двинка обслуживается ОВБ Тугулымского РЭС (филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»), время прибытия на ПС – 40 минут. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области.

Включение В 110 кВ ВЛ Краснополянск на ПС 110 кВ Красная Слобода (замыкание транзитов 110 кВ с энергосистемой Тюменской области). Мероприятие снижает объем ГВО на 10-20 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах и в ремонтных схемах. ПС 110 кВ Красная Слобода обслуживается персоналом филиала ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго», в дневное время – дежурный персонал; в ночное –

дежурство на дому, время прибытия на ПС – 30-40 минут. Выполнение мероприятия не всегда возможно по режиму работы энергосистемы Тюменской области.

Включение БСК на ПС 220 кВ Ница. Мероприятие приводит к снижению ГВО на 5-6 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах. ПС 220 кВ Ница обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте БСК.

Перевод РПН АТ1, 2 на ПС 220 кВ Ница в сторону повышения напряжения. Мероприятие приводит к снижению ГВО на 4-7 МВт. Выполнение мероприятия производится в послеаварийных режимах. ПС 220 кВ Ница обслуживается постоянным дежурным персоналом филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - СПМЭС. Выполнение мероприятия невозможно при ремонте одного из АТ на ПС 220 кВ Ница.

Ограничивающие элементы

Ниже приведены сетевые элементы, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в контролируемых сечениях и, как следствие, к необходимости ввода ГВО в ПАР. Замена указанных ограничивающих элементов приведет к снижению (исключению) ГВО в рассматриваемом районе.

Ограничивающими элементами в Восточном энергоузле являются:

провод ВЛ 110 кВ Асбест-Знаменская марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «ВЭУ»);

ошиновка ВЛ 110 кВ Асбест-Знаменская на ПС 110 кВ Знаменская марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «ВЭУ»);

провод ВЛ 110 кВ 238км-Знаменская марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «ВЭУ»);

ошиновка ВЛ 110 кВ 238км-Знаменская на ПС 110 кВ 238 км и ПС 110 кВ Знаменская марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «ВЭУ»);

провод ВЛ 110 кВ 238км-Сухой Лог марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «ВЭУ»);

ошиновка ВЛ 110 кВ 238км-Сухой Лог на ПС 110 кВ 238 км и ПС 110 кВ Сухой Лог марки АС-120 (ограничивает МДП в сечении «ВЭУ»).

Допустимые токовые нагрузки указанных сетевых элементов приведены в таблице 23.

После замены указанных ограничивающих элементов при невозможности замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области также потребуются ввод ГВО, так как в равной степени критичным в послеаварийном режиме является коэффициент запаса по напряжению.

Исключение ввода ГВО в послеаварийных режимах из нормальных схем и в ремонтных схемах при невозможности замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области возможно только после выполнения мероприятий, приведенных в таблице 24.

8.3. Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узкого места»

В таблице 24 приведены мероприятия, выполнение которых позволит исключить необходимость ввода ГВО в ПАР в рассматриваемом районе, а, следовательно, ликвидировать «узкое место».

8.4. Свод описания Восточного энергорайона с анализом результативности мероприятий для ликвидации «узкого места» в соответствии с фактическим балансом на 2013-2014 годы приведен в приложении № 9, на перспективу до 2019 года – в приложении № 10.

Таблица 23

Допустимые токовые нагрузки ВЛ, пропускная способность которых приводит к необходимости снижения величины МДП в КС и вводу ГВО

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки (минут) (Ампер)				Длительно допустимый ток ЛЭП при температуре (градусы С) (Ампер)											Ограничивающий элемент при длительно допустимом токе при аварийно допустимом токе
								Аварийно допустимый ток ЛЭП (Ампер) при температуре (градусы С)/длительность (минут)											
		ВЛ	Опиновка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Тр-тор тока	температура окружающей среды (градусы С)											
								-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40		
1	ВЛ 110 кВ Асбест - Знаменская	АС 120/19	АС-240/32	600	1250	600	600 /630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС Знаменская – провода ВЛ, ОШ	
			АС-120/19	1250	1000	600	600 /630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС Знаменская – провода ВЛ, ОШ	
2	ВЛ 110 кВ 238 км – Знаменская	АС 120/19	АС-120/19	2500	1000	600	600	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС 238 км-провода ВЛ, ОШ	
			Труба d Al 70	1250	1000	600	600 /630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС 238 км-провода ВЛ, ОШ	
3	ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог	АС 120/19	АС-120/19	2500	1000	600	600/630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС 238 км-провода ВЛ, ОШ ПС Сухой Лог – провода ВЛ, ОШ	
			АС-120/19	600	1250	600	600 /630, 20	490	471	456	437	422	399	380	357	334	308	ПС 238 км-провода ВЛ, ОШ ПС Сухой Лог – провода ВЛ, ОШ	

Перечень мероприятий, выполняемых в перспективе, для ликвидации «узких мест» в Восточном энергоузле

Таблица 24

№	Мероприятие	Наличие в проектных работах (срок ввода: месяц, год)	Наличие в ИП субъектов электроэнергетики (срок ввода)	Эффектив- ность меропри- ятия (МВт)
1	2	3	4	5
1	Замена провода ВЛ 110 кВ Асбест-Знаменская, марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	60
2	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Асбест-Знаменская на ПС 110 кВ Знаменская марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	
3	Замена провода ВЛ 110 кВ 238км-Знаменская, марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 гг с реализацией в 2017 году. включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	
4	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ 238 км-Знаменская на ПС 110 кВ 238 км марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	Включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. Включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	
5	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ 238 км-Знаменская на ПС 110 кВ Знаменская марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	Включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. Включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	60
6	Замена провода ВЛ 110 кВ 238км-Сухой Лог марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	Включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. Включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	

1	2	3	4	5
7	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ 238 км- Сухой Лог на ПС 110 кВ Сухой Лог марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	Включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. Включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	
8	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ 238 км- Сухой Лог на ПС 110 кВ 238 км марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	Схема развития электрической сети 110 кВ и выше Свердловской области на период до 2015 года с перспективой до 2020 года. Разработка схемы развития Восточного энергоузла.	Включено в ИП ОАО «МРСК Урала» на 2012-2017 годы с реализацией в 2017 году. Включено в проект ИП ОАО «МРСК Урала» на 2014-2018 годы с реализацией в 2019 году.	
9	Увеличение объемов УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Кортогуз, установленными на БАЭС	-	-	8
10	Установка АОСН на ПС ВЭУ с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ	-	-	35
11	Установка АОСН на ПС 110 кВ Юшала с действием на отключение В 110 кВ Истоур	-	-	
12	Установка АОСН на ПС 110 кВ Маян с действием на отключение В 110 кВ Юрмыт	-	-	46
13	Установка АВР на СВ 110 кВ Двинка	-	-	
14	Установка АВР на ПС 110 кВ Парус с действием на включение СВ 110 кВ при снижении напряжения на 1С 110 кВ	-	-	
15	Установка АВР на ПС 110 кВ Кармак с действием на включение В 110 кВ Юшала при снижении напряжения на ВЛ 110 кВ Кармак-Юшала	-	-	

Приложение № 8
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Расчеты электрических режимов

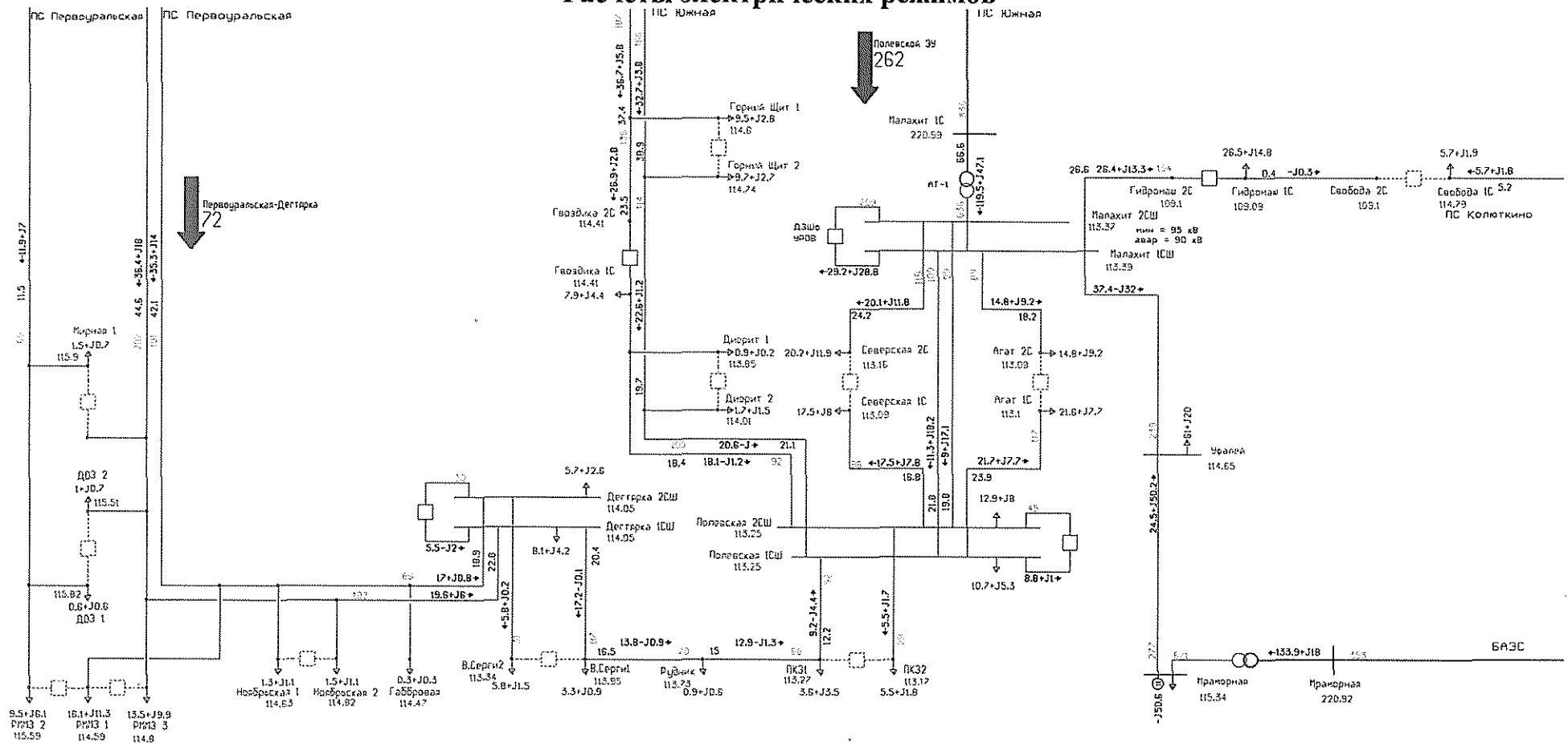


Рис. 1. Полевской энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Нормальная схема

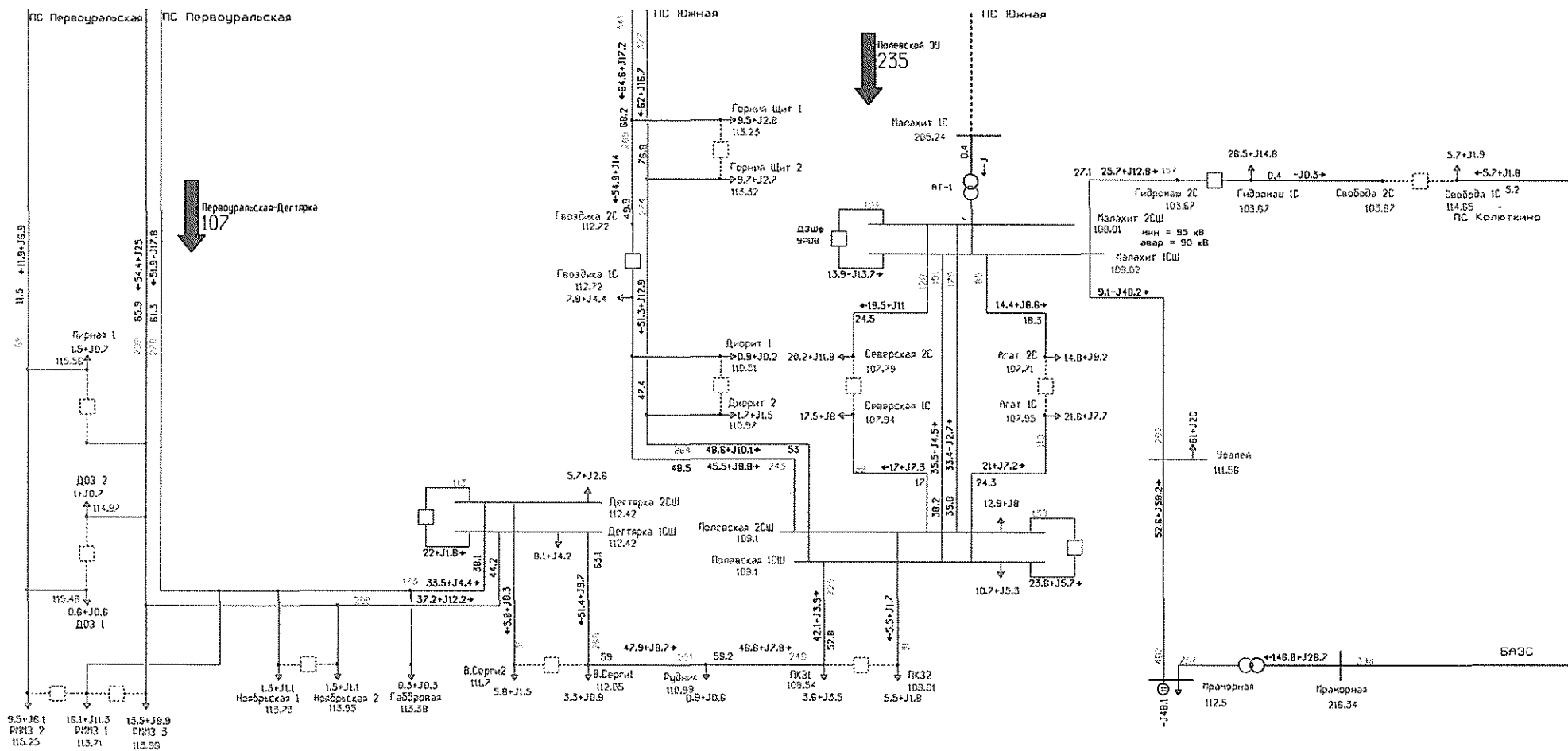


Рис. 2. Полевской энергоузел Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная

В связи с перегрузкой КС «Полевской энергоузел» и КС «Первоуральская-Дегтярка» требуется замыкание СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода.

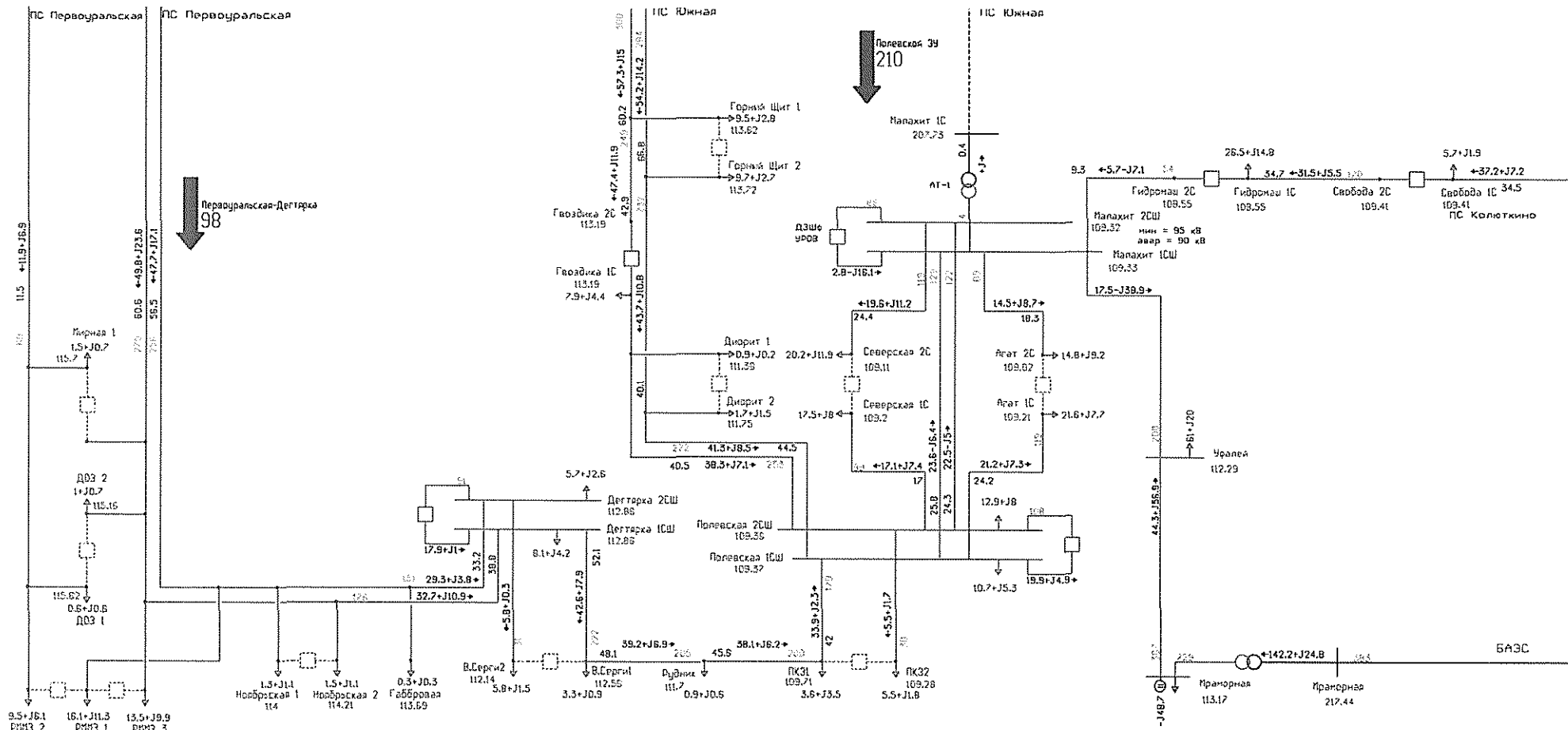


Рис. 3. Полевской энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная

Замкнут СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода.

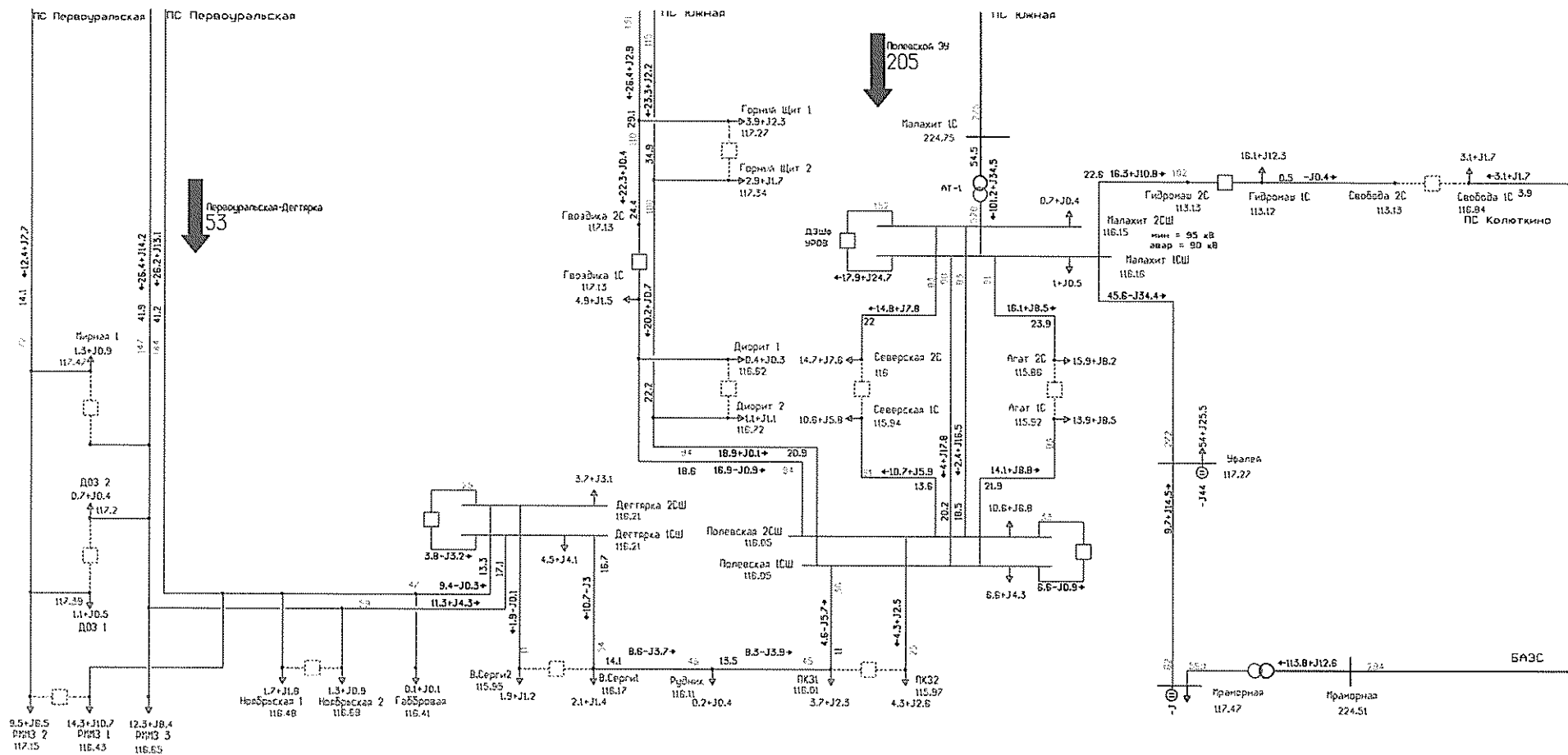


Рис. 4. Полевской энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Нормальная схема

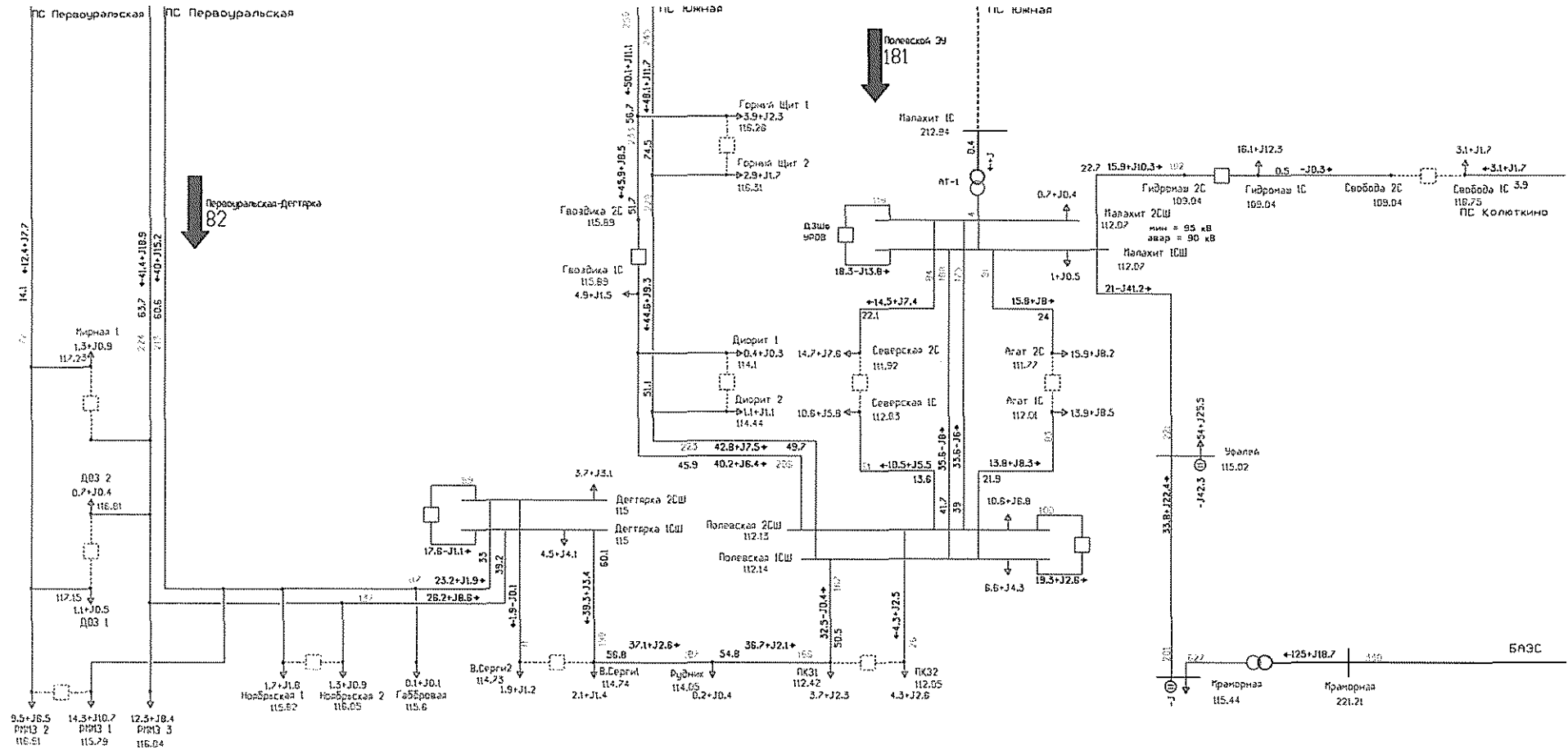


Рис. 5. Полевской энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная
 В связи с перегрузкой КС «Полевской энергоузел» и КС «Первоуральская-Дегтярка» требуется замыкание СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода.

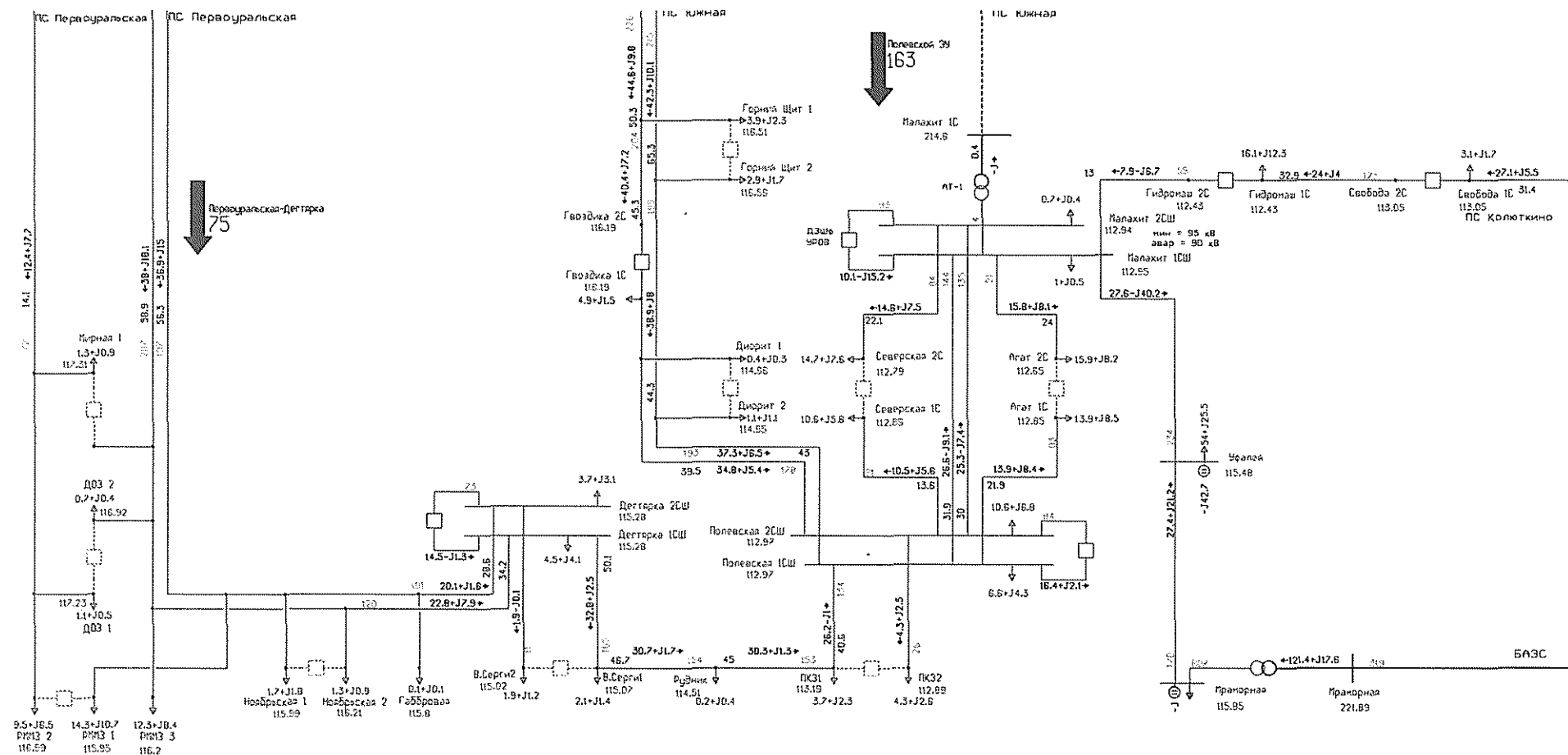


Рис. 6. Полевской энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная (замкнут СВ на ПС 110 кВ Свобода)

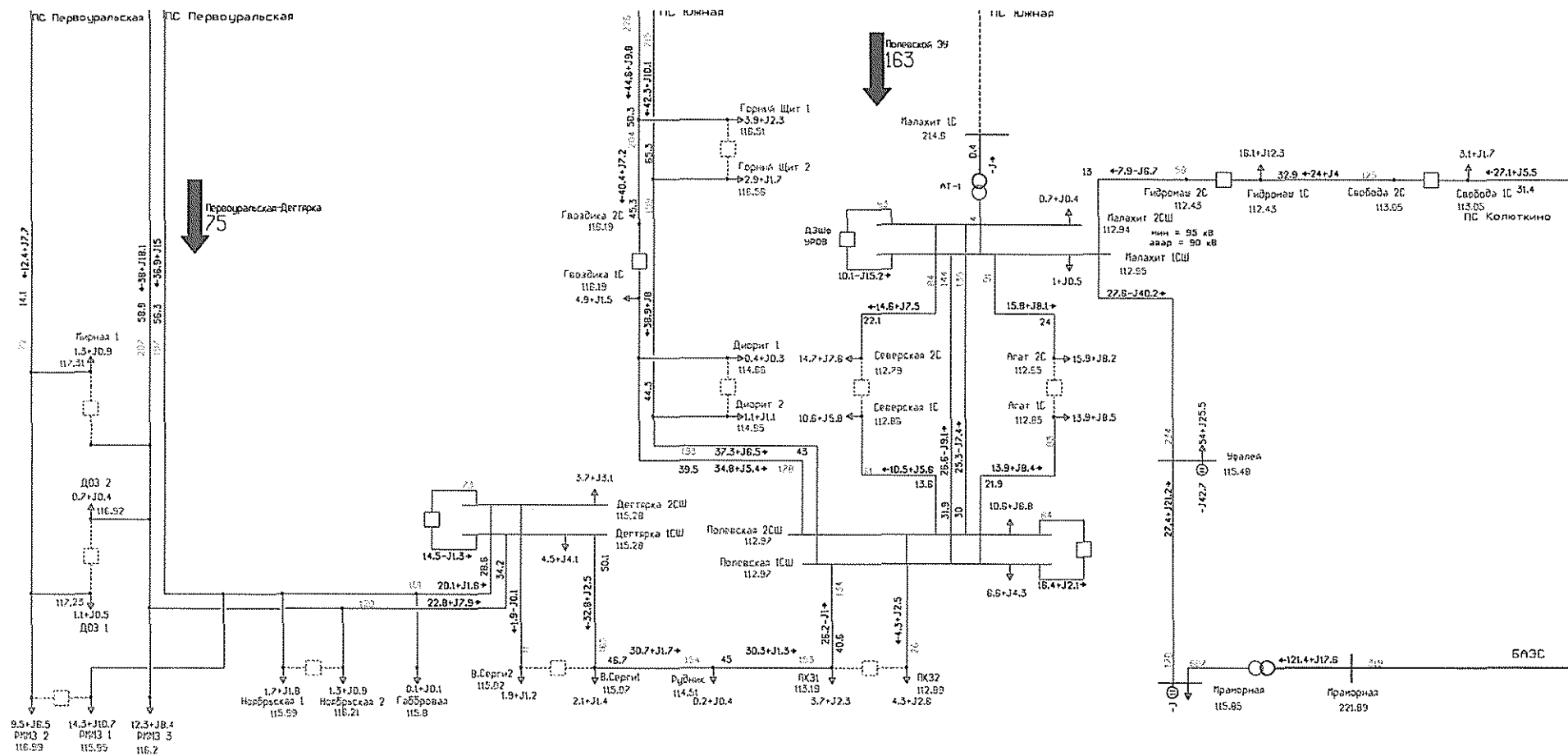


Рис. 7. Полевской энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Ремонт ВЛ 220 кВ Малахит-Южная
 Для обеспечения МДП в КС «Полевской энергоузел» и КС «Первоуральская-Дегтярка» замкнут СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Свобода.

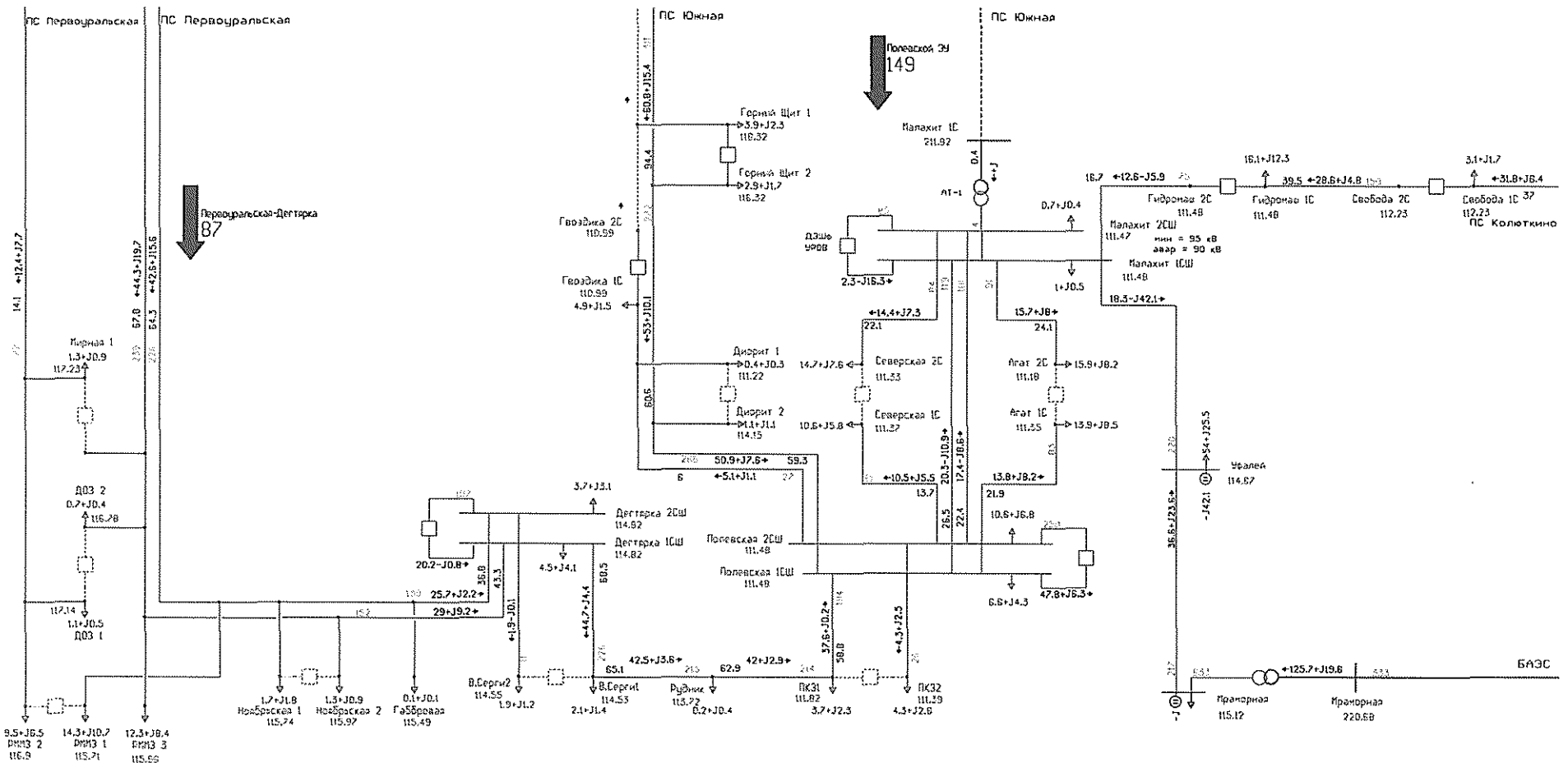


Рис. 8. Полевской энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Ремонт ВЛ 220 кВ Малахит-Южная, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная
 Для разгрузки КС «Полевской энергоузел» и КС «Первоуральская-Дегтярка» требуется ввод ГВО.

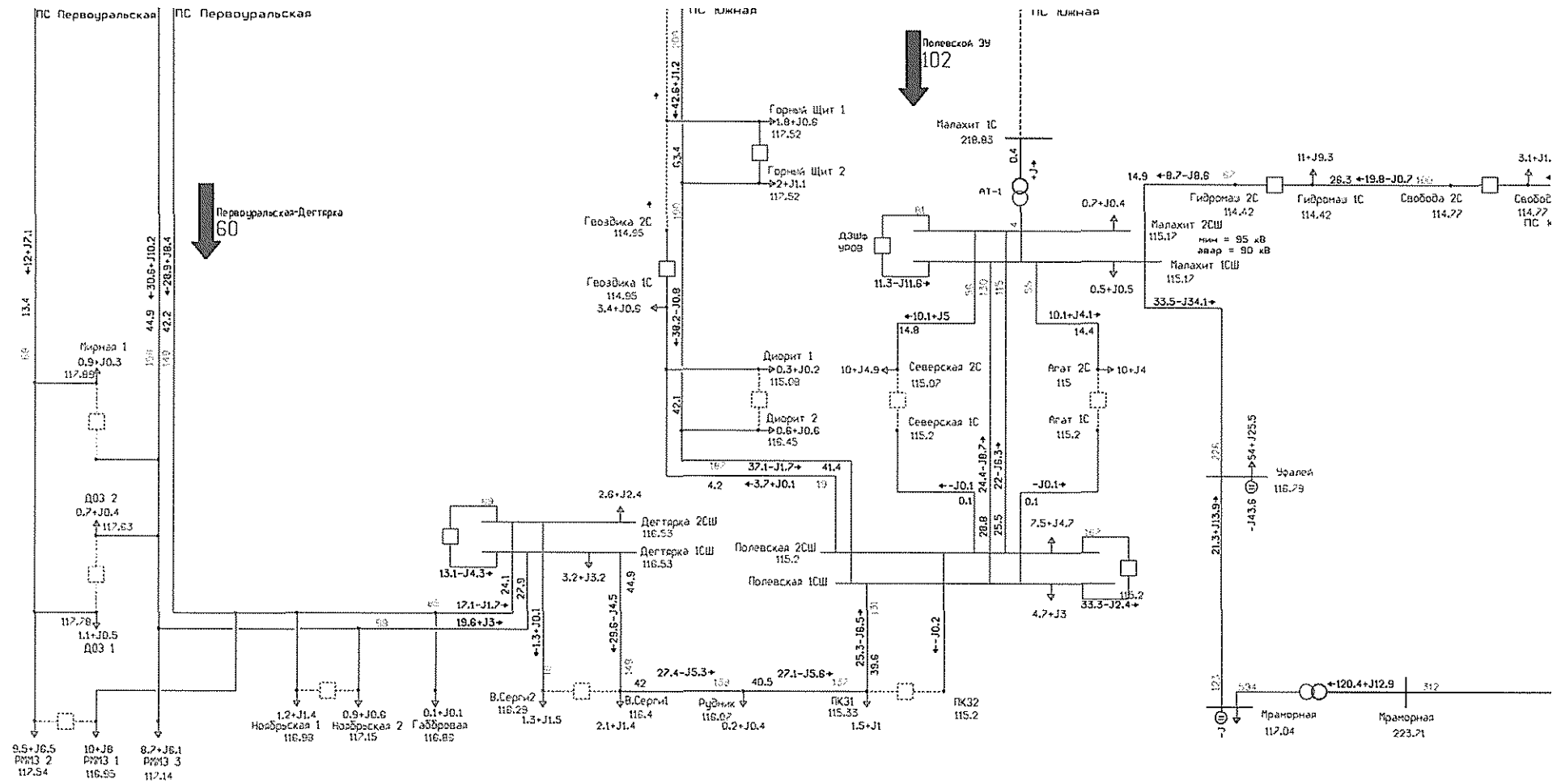


Рис. 9. Полевской энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Ремонт ВЛ 220 кВ Малахит-Южная, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная после ввода ГВО

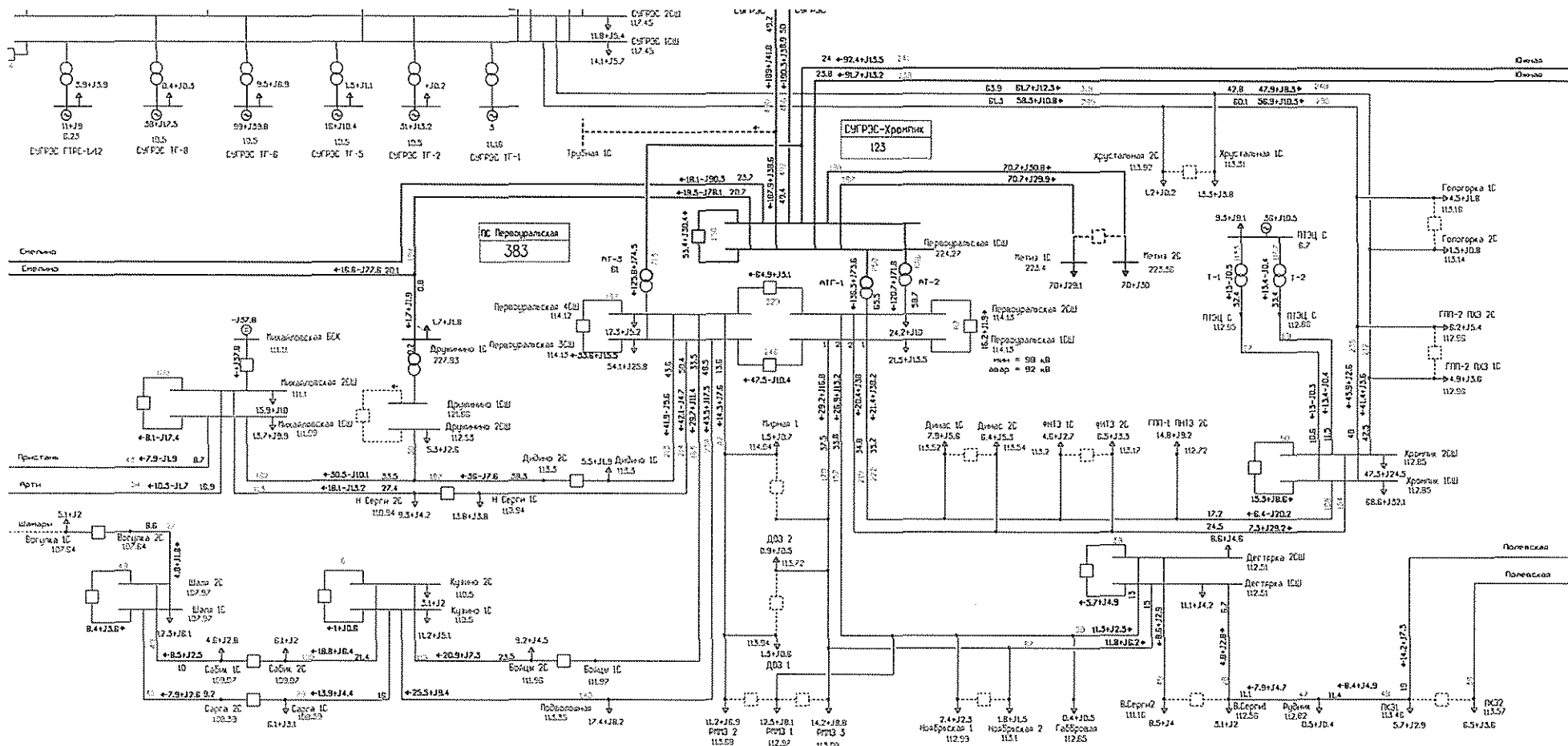
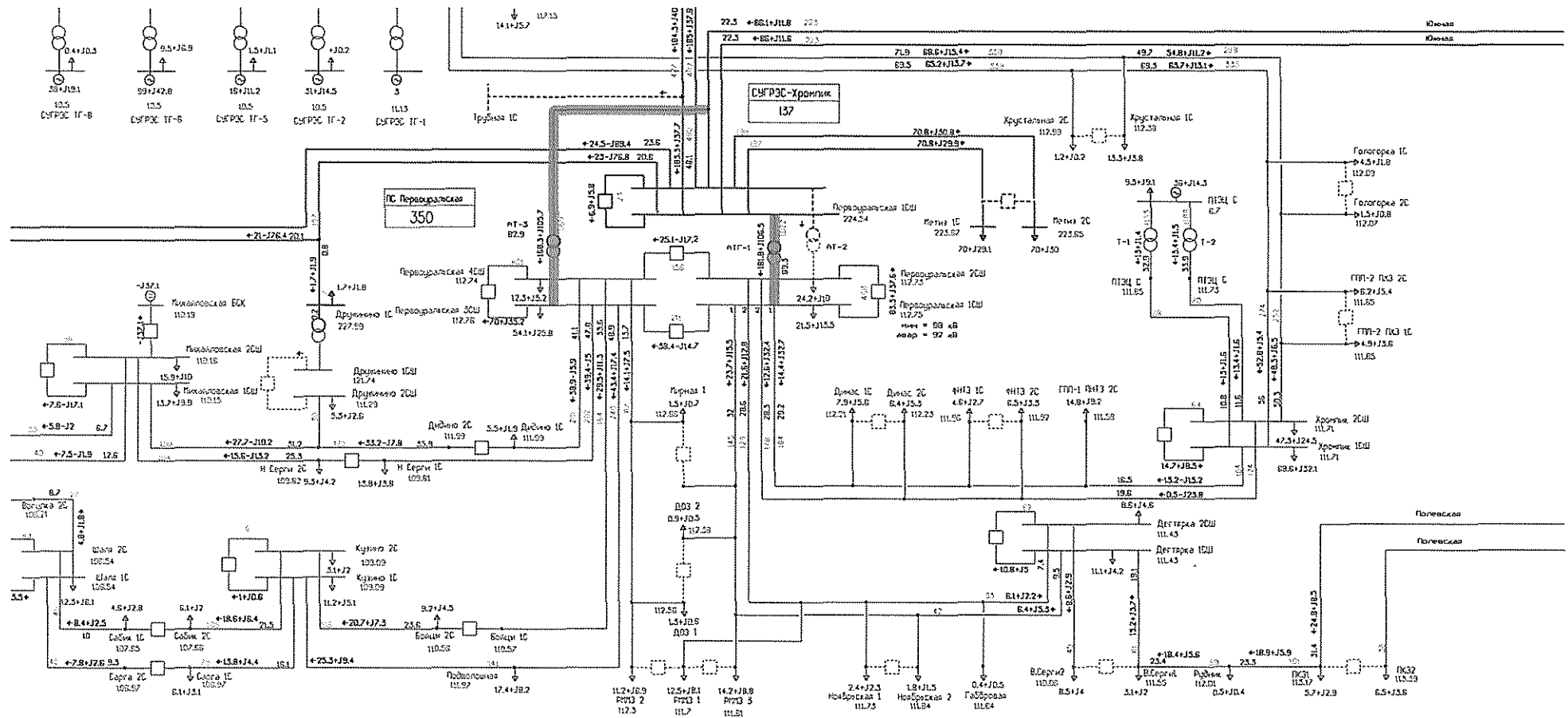
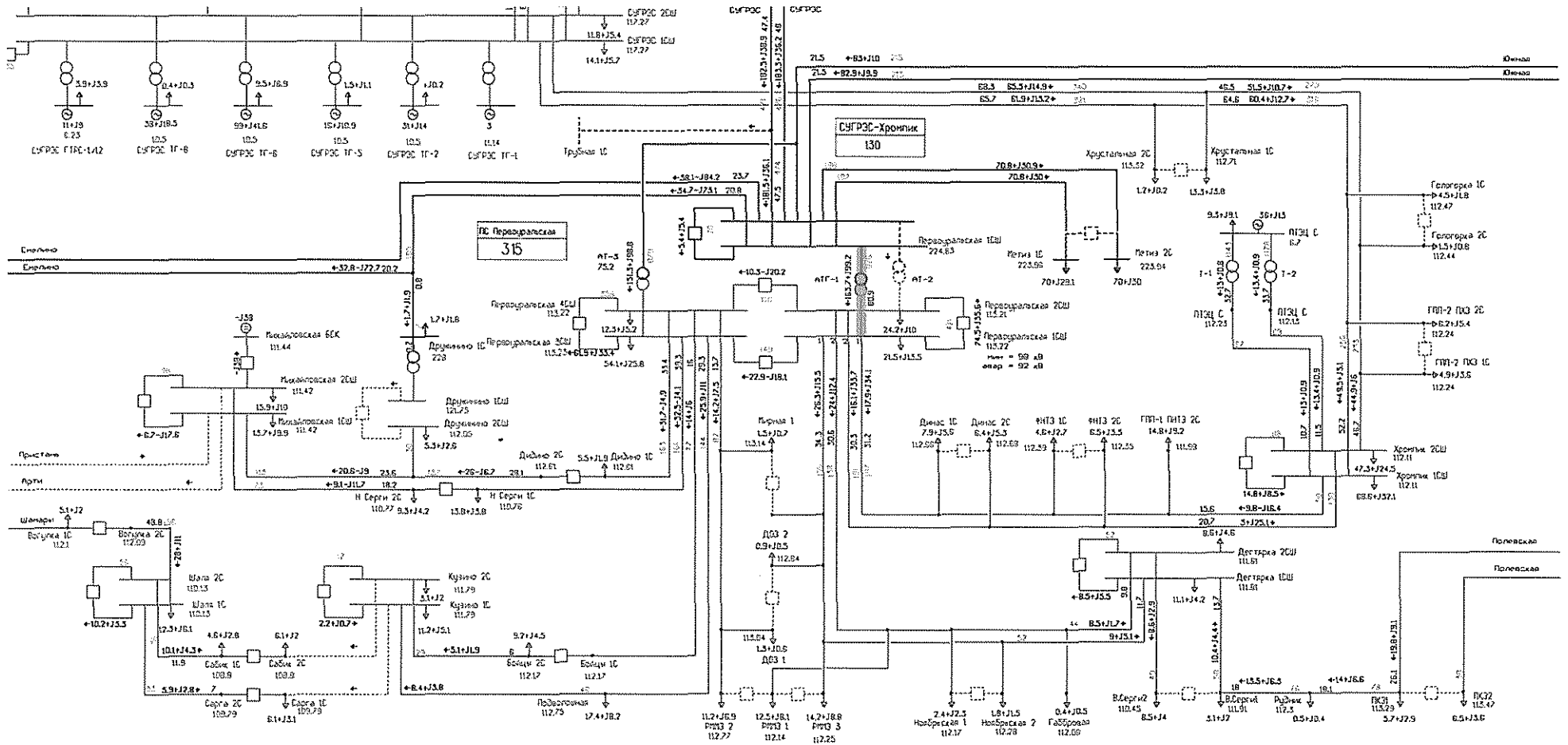


Рис. 10. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Нормальная схема



**Рис. 11. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская**

В связи с перегрузкой КС «АТ ПС 220 кВ Первоуральская» и КС «СУГРЭС-Хромпик» требуется: перенос точки разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Кузино-Ирень на ПС 110 кВ Кузино и размыкание транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская на ПС 110 кВ Михайловская.



**Рис. 12. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская с учётом мероприятий схемно-режимного характера**

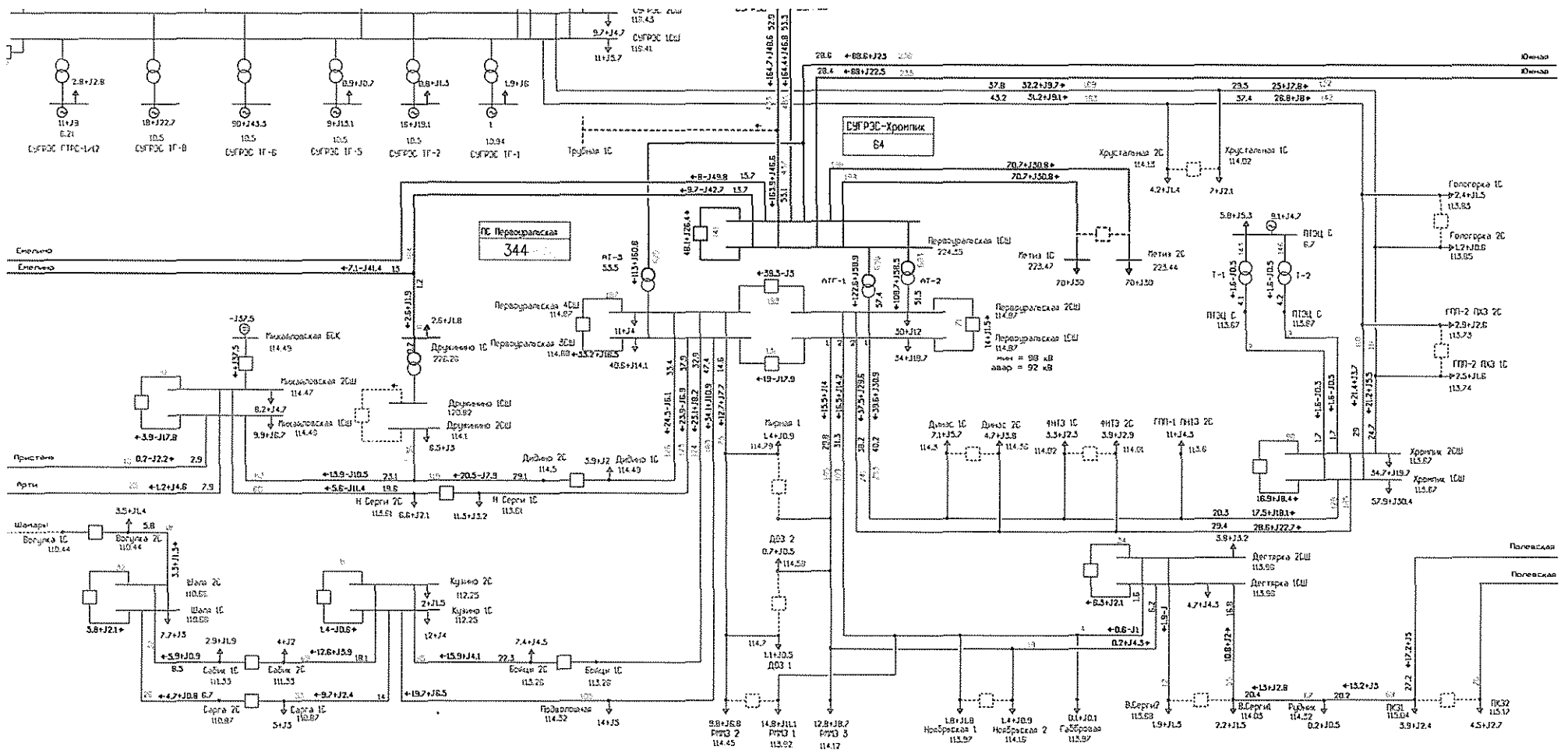


Рис. 13. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Нормальная схема

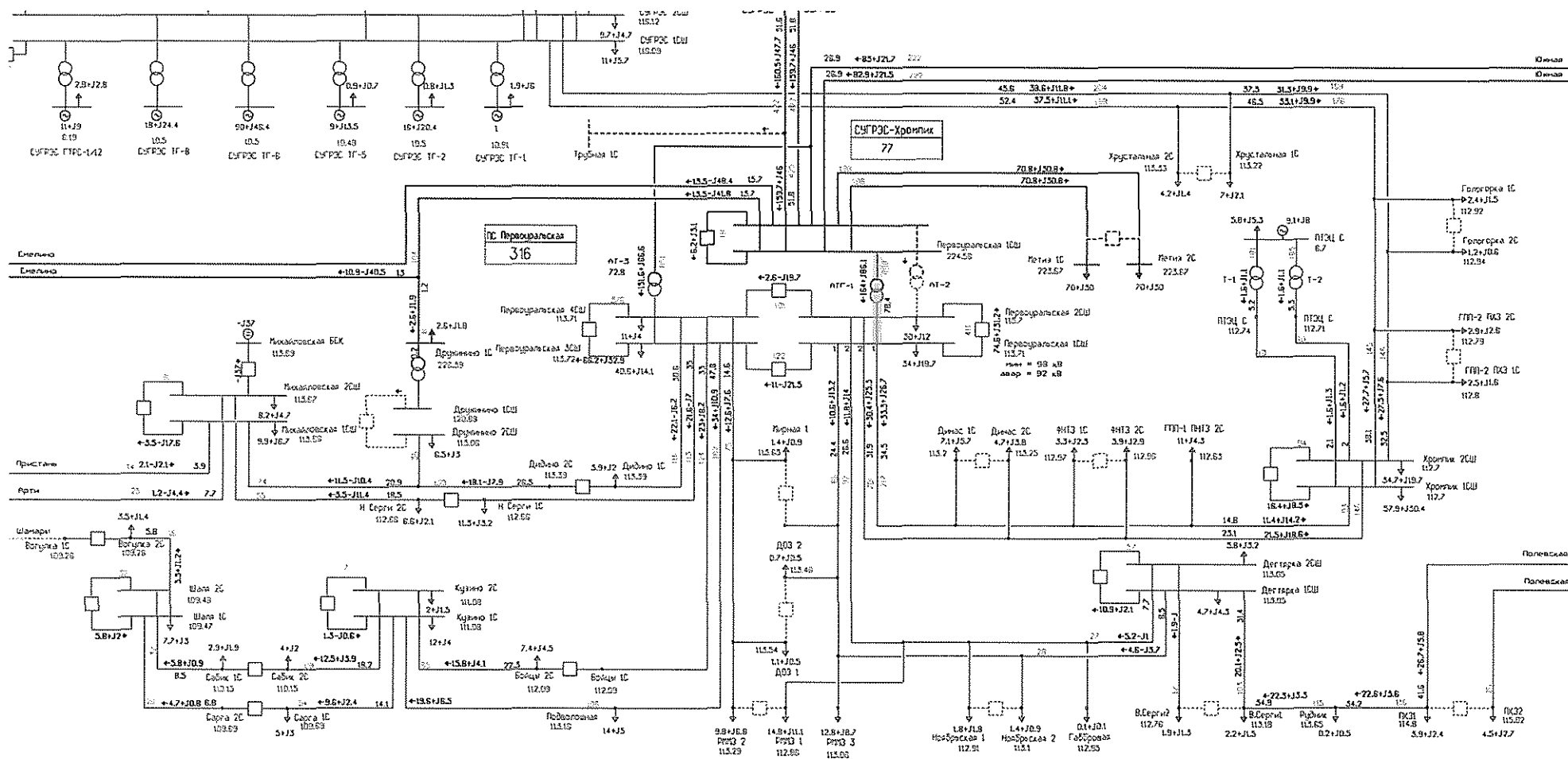


Рис. 14. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская

В связи с перегрузкой КС «АТ ПС 220 кВ Первоуральская» и КС «СУГРЭС-Хромпик» требуется: перенос точки разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Кузино-Ирень на ПС 110 кВ Кузино и размыкание транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская на ПС 110 кВ Михайловская.

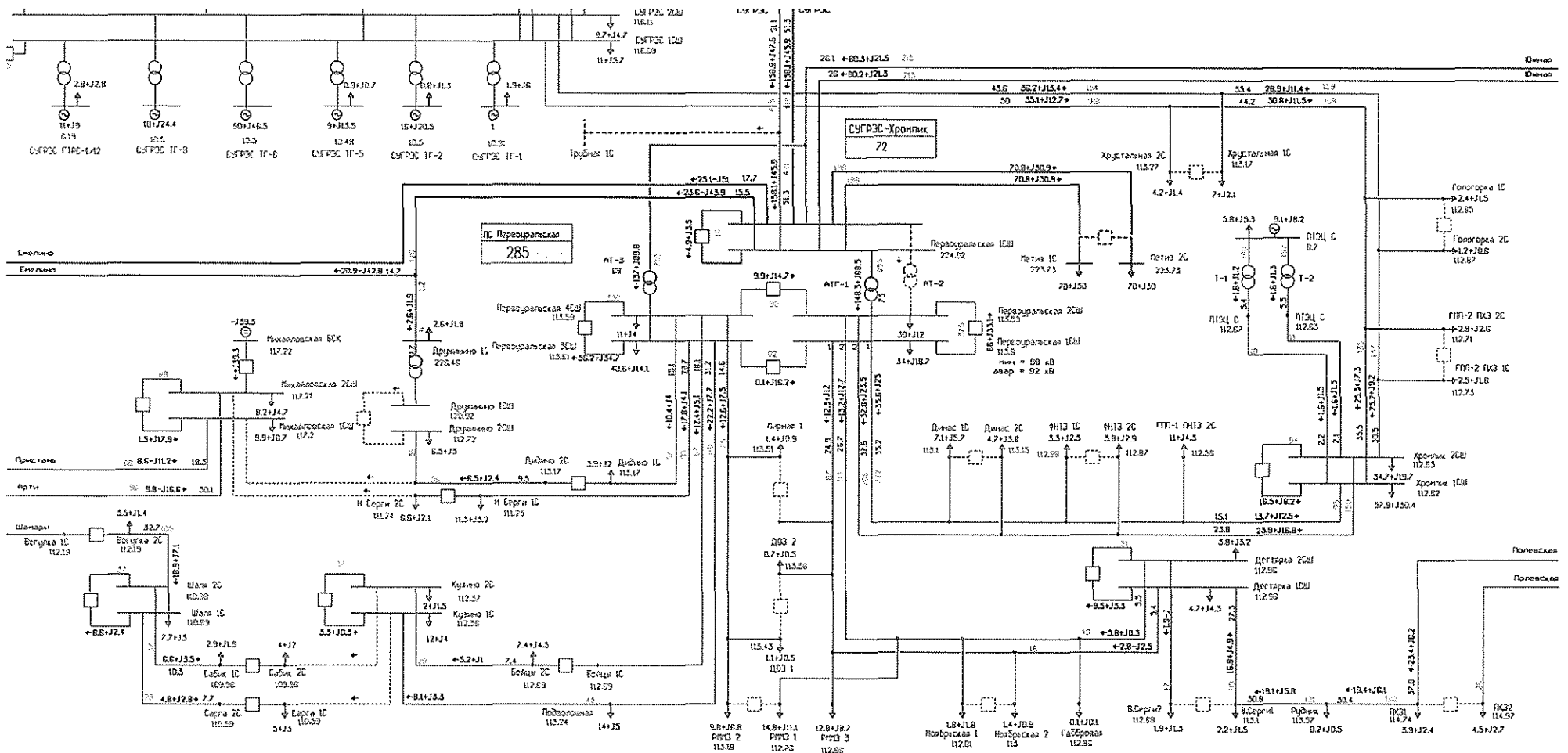


Рис. 15. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская с учётом мероприятий схемно-режимного характера

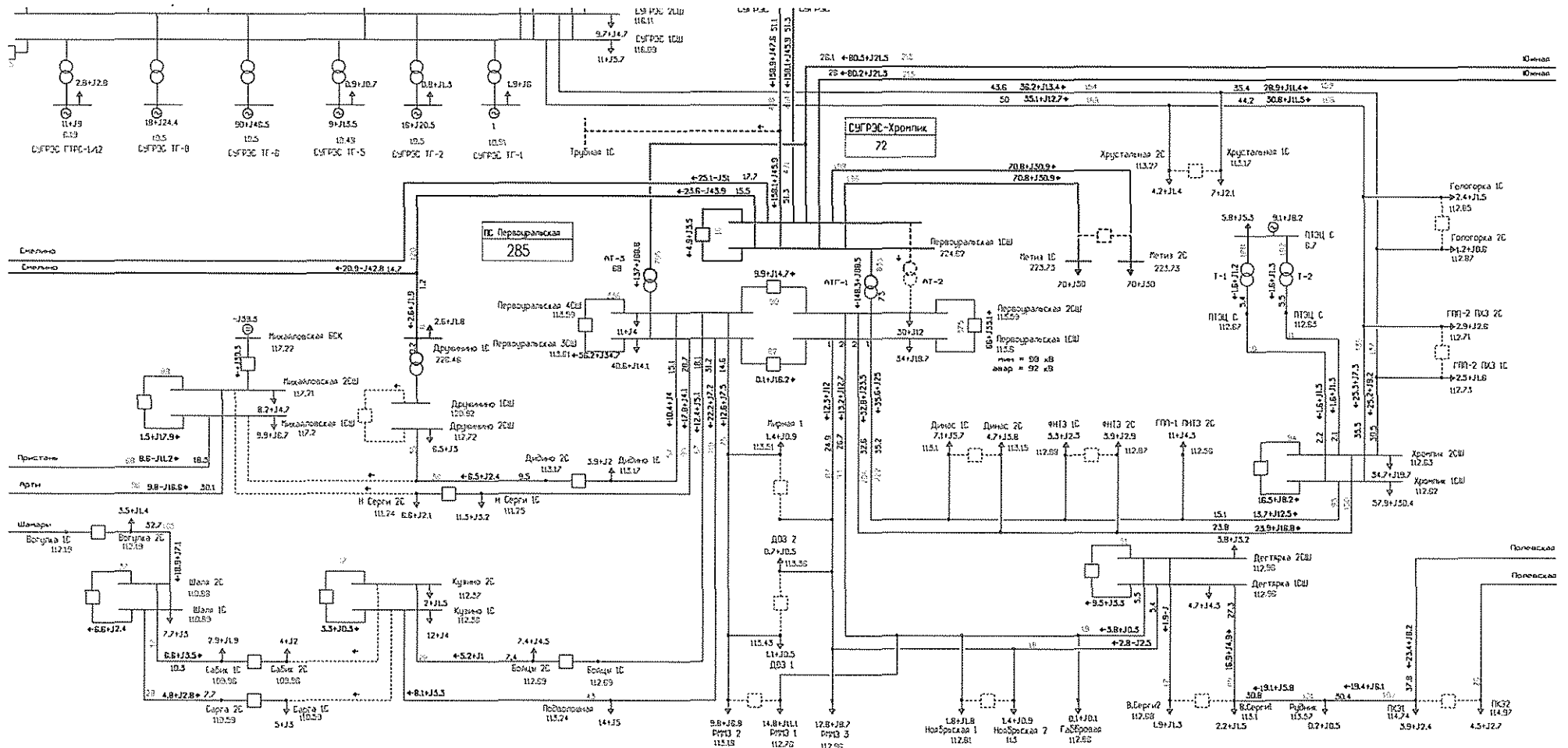
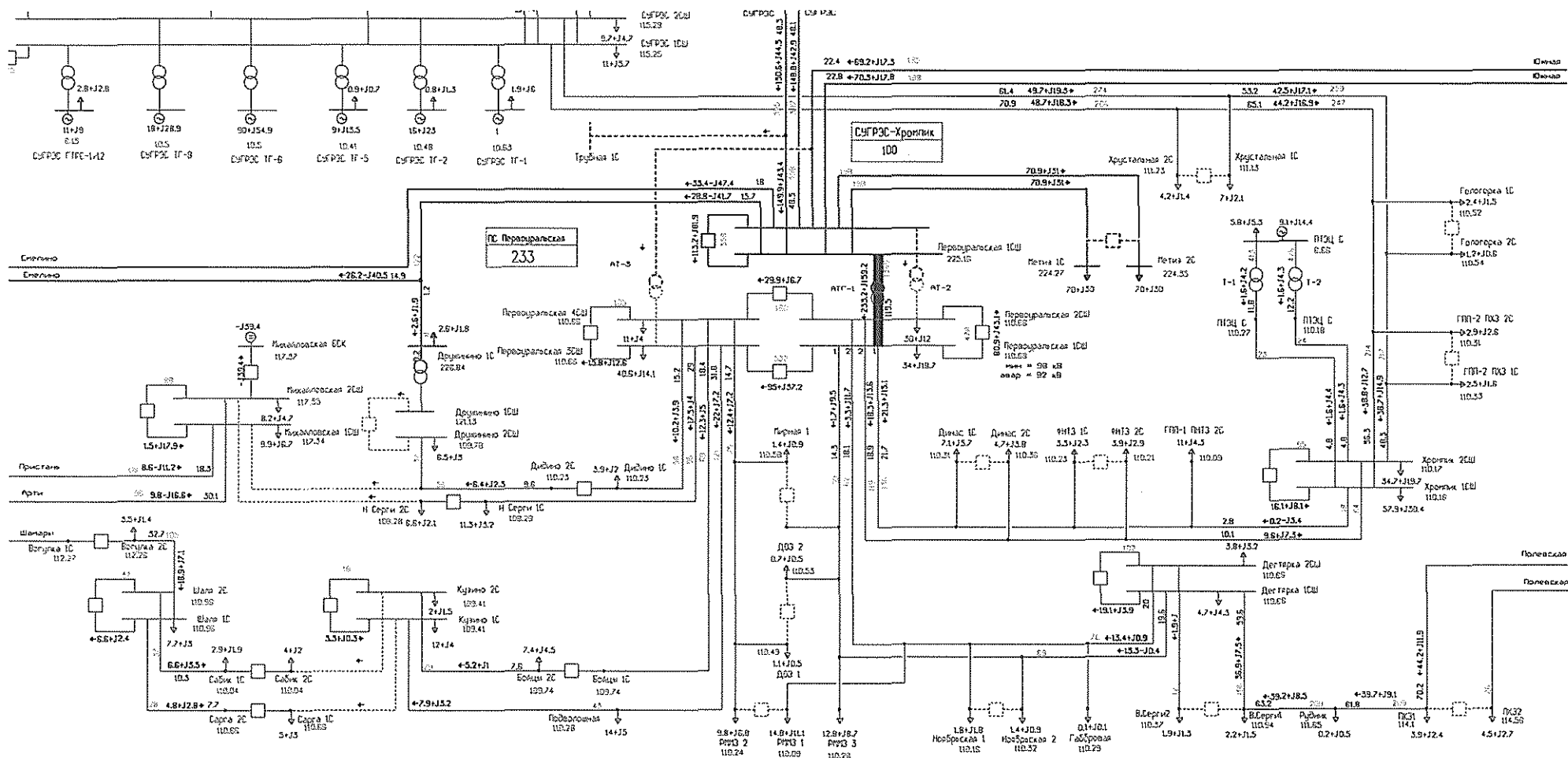


Рис. 16. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Ремонт АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская

В связи с перегрузкой КС «АТ ПС 220 кВ Первоуральская» и КС «СУГРЭС-Хромпик» требуется: перенос точки разрыва транзита 110 кВ Первоуральская-Кузино-Ирень на ПС 110 кВ Кузино и размыкание транзита 110 кВ Первоуральская-Михайловская-Красноуфимская на ПС 110 кВ Михайловская.



Ремонт АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская и аварийное отключение АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская

Для разгрузки КС «Район ПС Первоуральская» необходимо перенести часть нагрузки ПС 220 кВ Дружинино на питание от 1С 110 кВ Дружинино и ввести ГВО в районе ПС 220 кВ Первоуральская

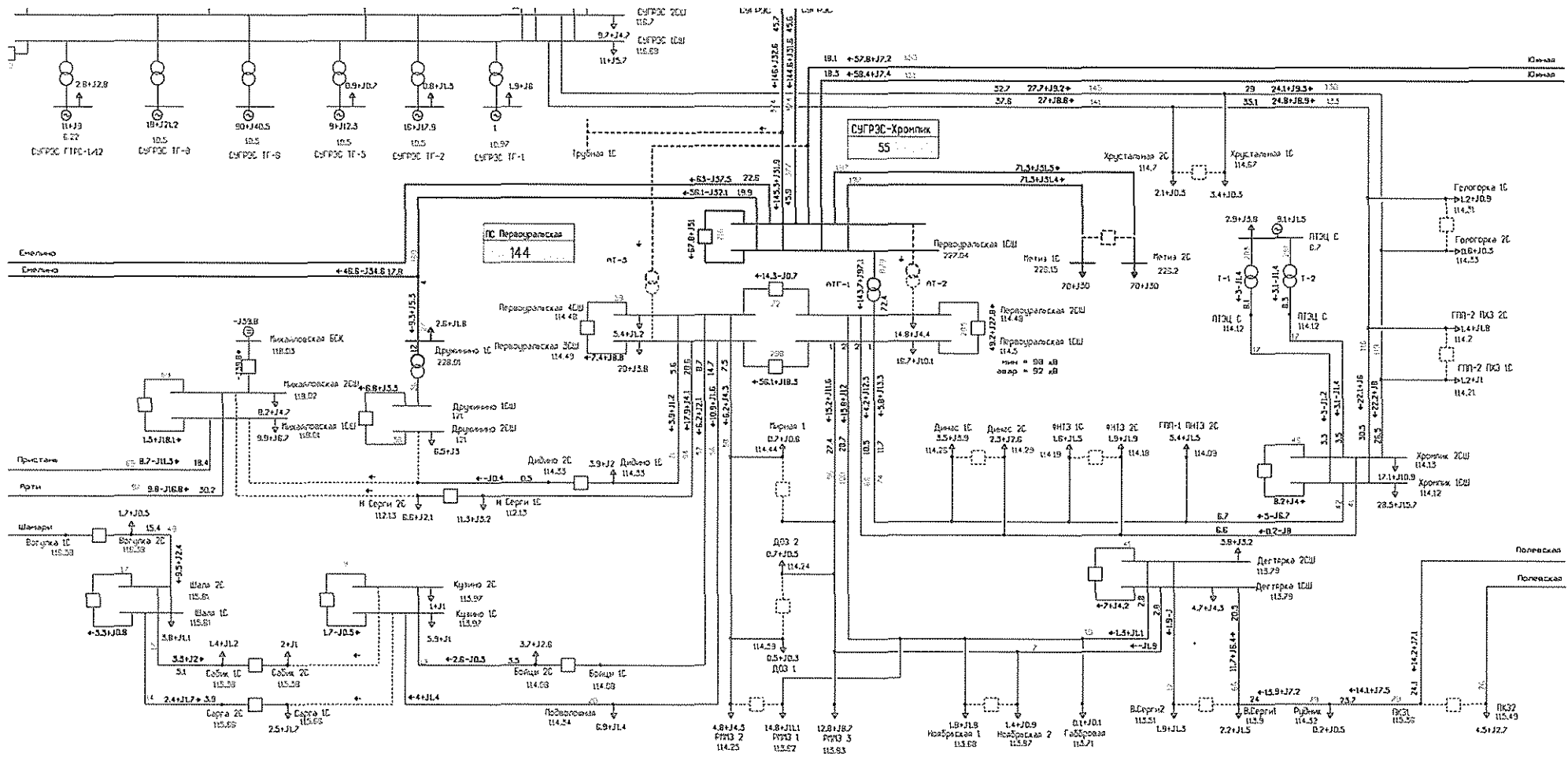


Рис. 18. Район ПС 220 кВ Первоуральская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская и аварийное отключение АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская с учётом мероприятий
схемно-режимного характера

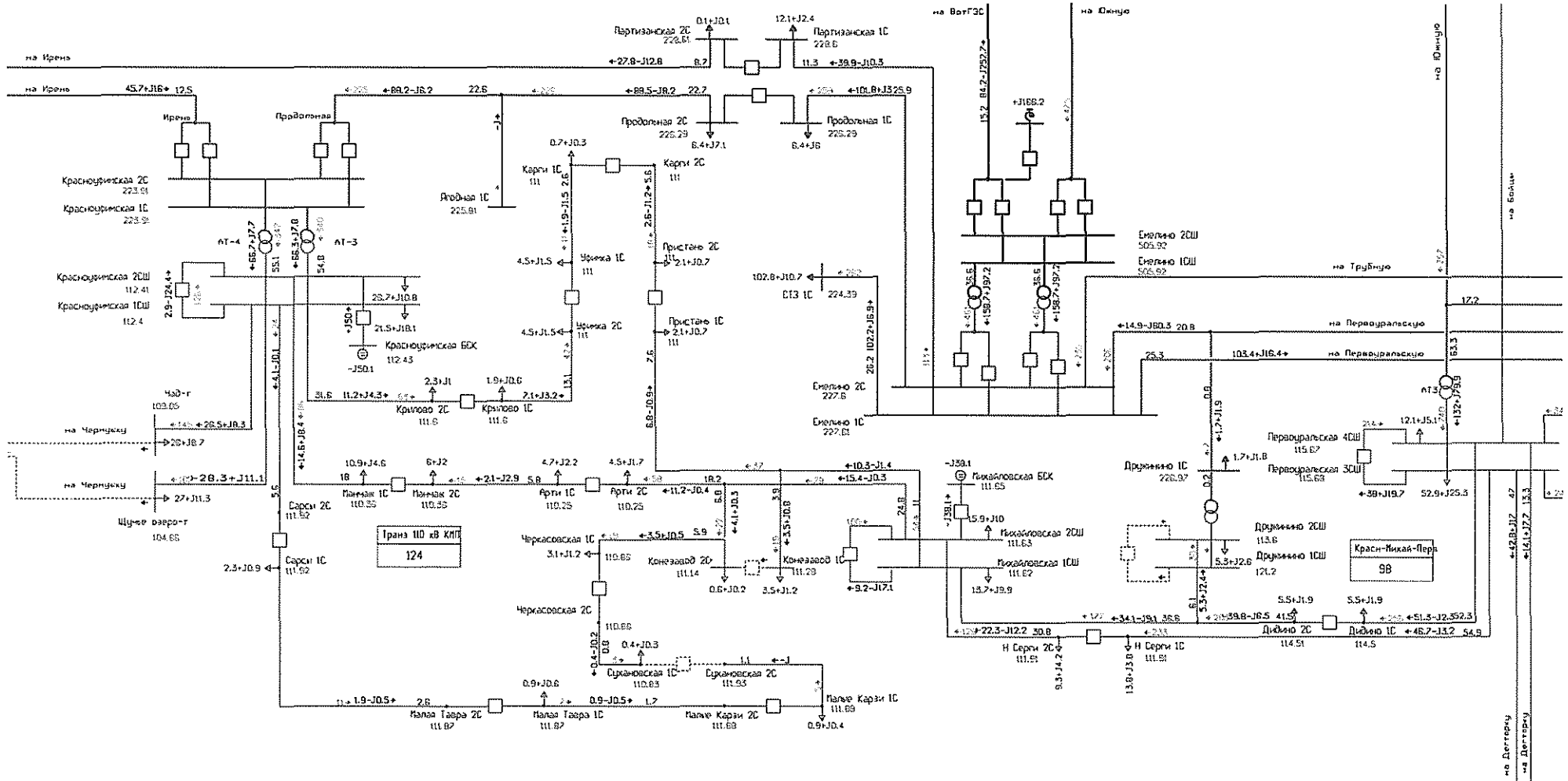


Рис. 19. Юго-Западный район. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Нормальная схема

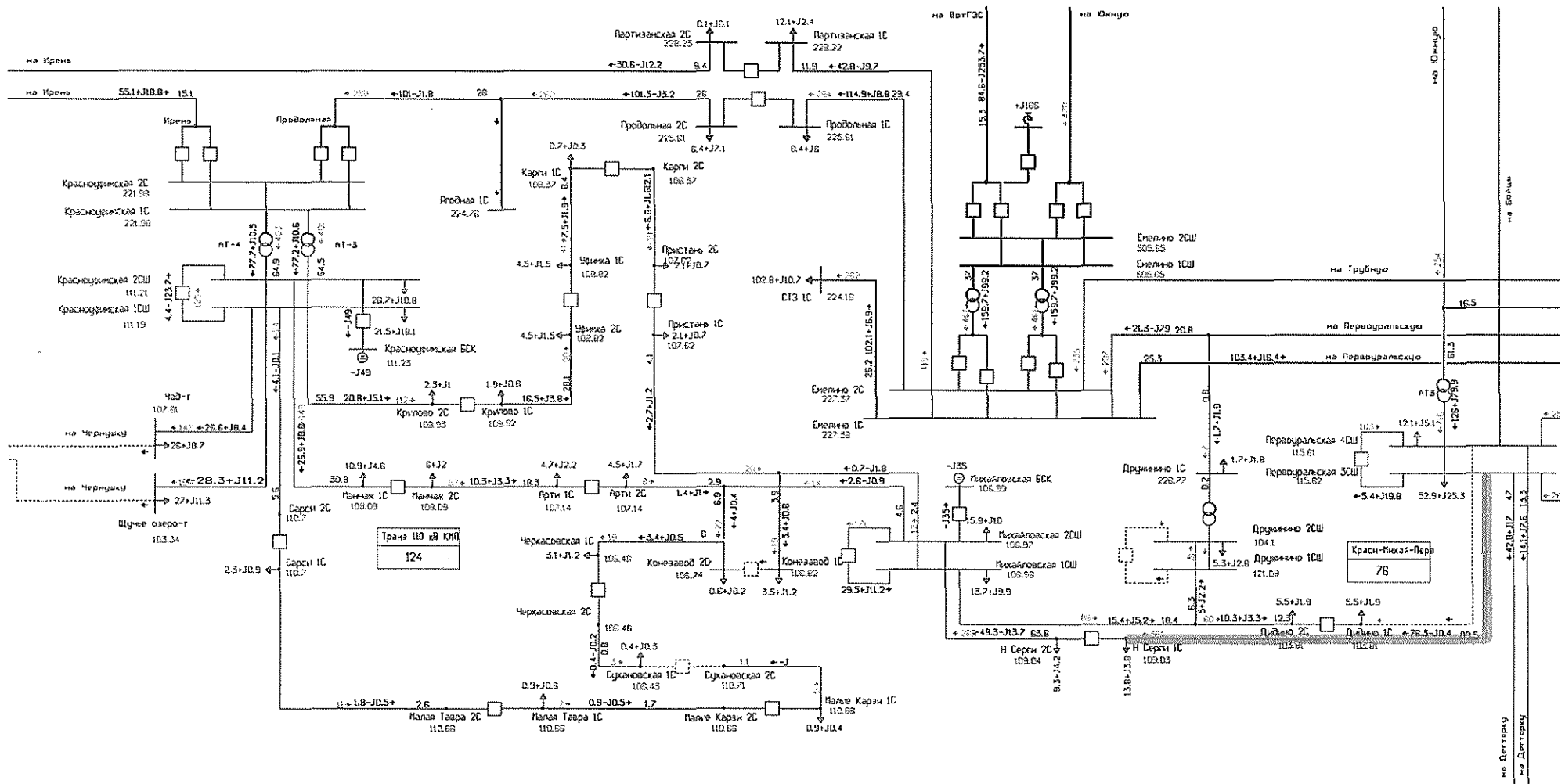


Рис. 20. Юго-Западный район. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская

В связи с перегрузкой КС «КМП» необходимо замыкание транзита 110 кВ Красноуфимская-Романовка-Чернушка.

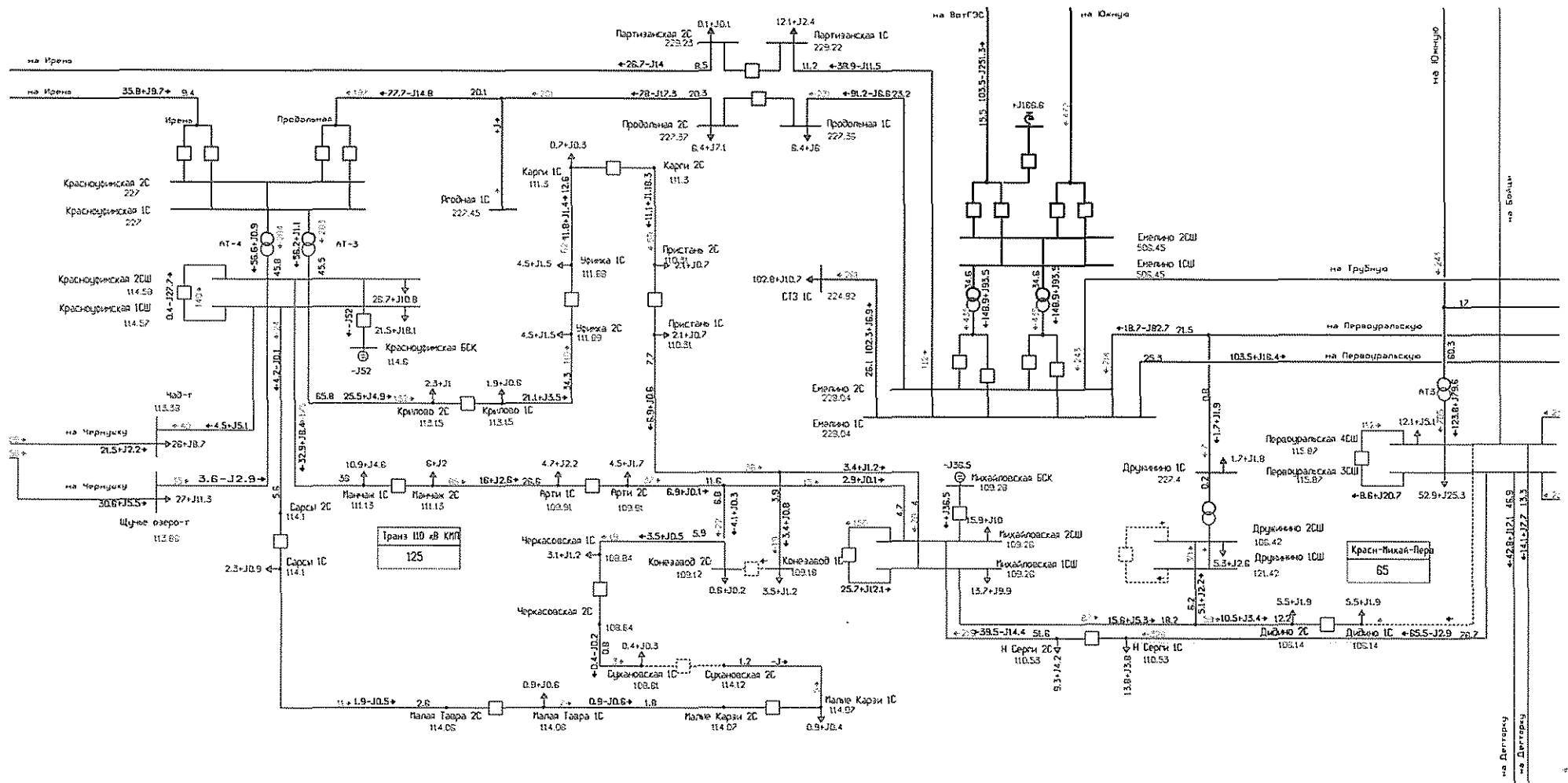
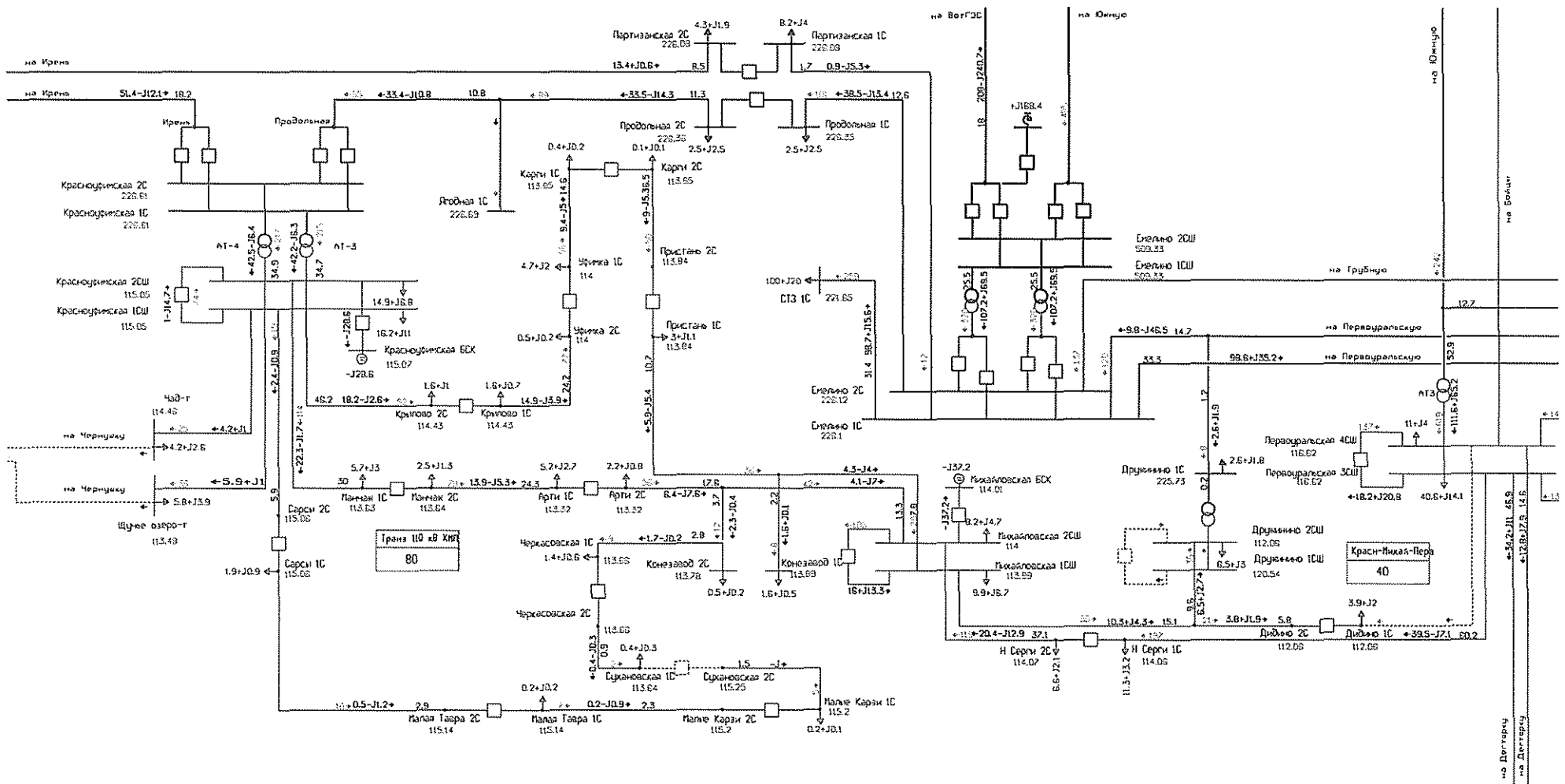
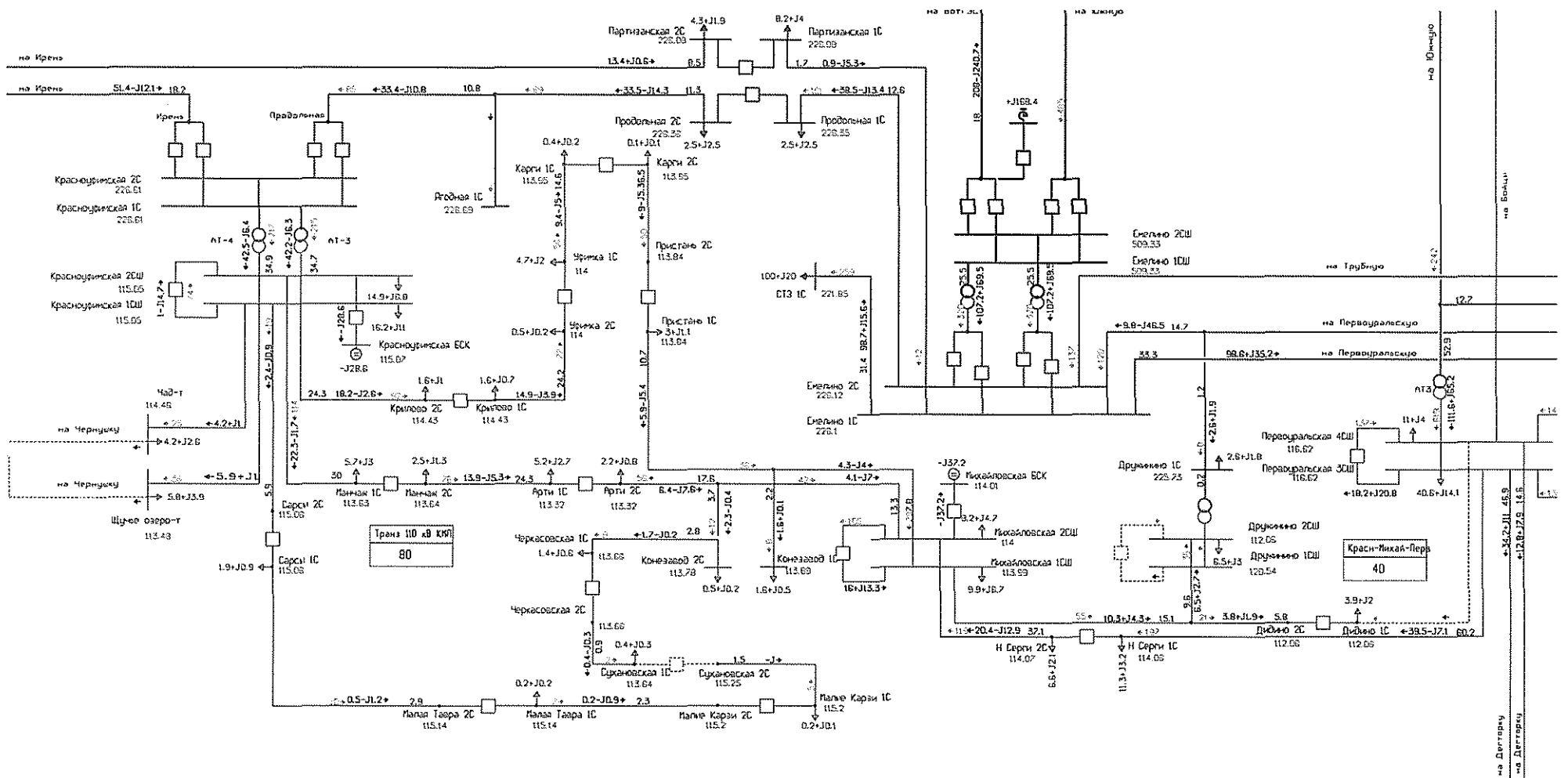


Рис. 21. Юго-Западный район. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская с учётом мероприятий схемно-режимного характера



**Рис. 23. Юго-Западный район. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская**



**Рис. 24. Юго-Западный район. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская**

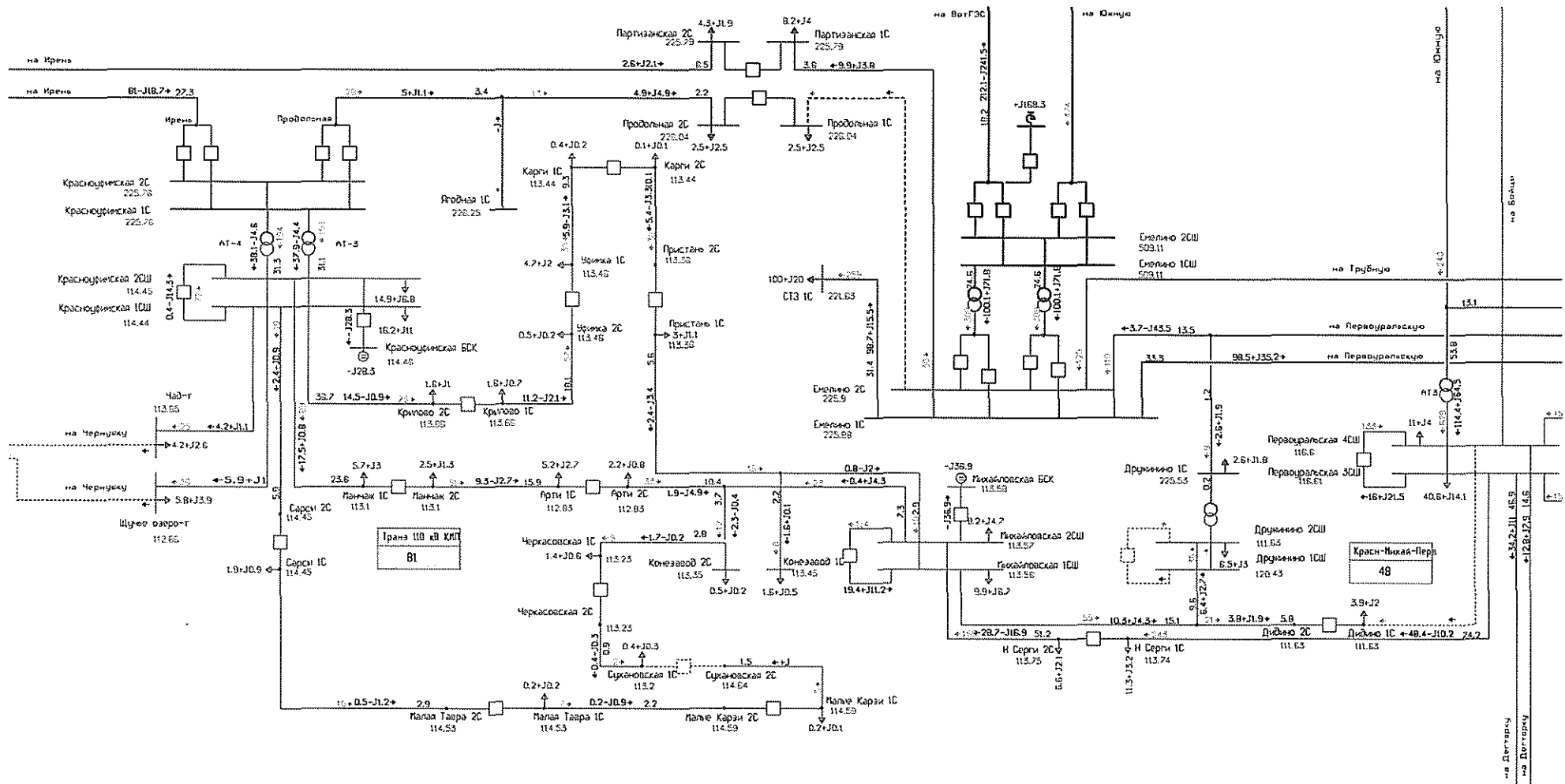


Рис. 25. Юго-Западный район. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная

В связи с перегрузкой КС «КМП» требуется выполнение мероприятий по замыканию транзита 110 кВ Красноуфимская-Романовка-Чернушка и переносу части нагрузки Юго-Западного энергорайона на питание от других источников, выполнен ввод ГВО.

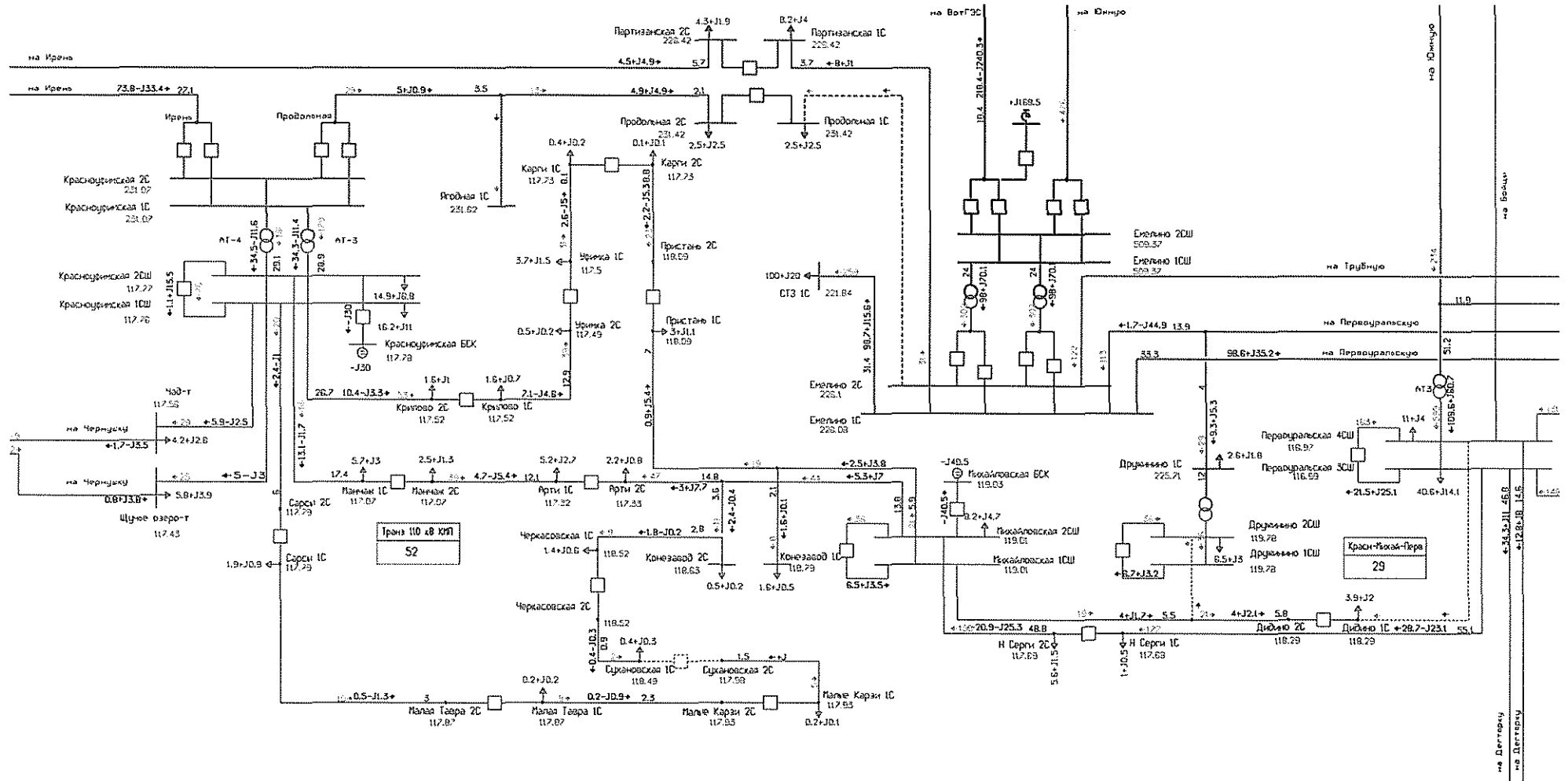


Рис. 26. Юго-Западный район. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная с учётом мероприятий схемно-режимного характера

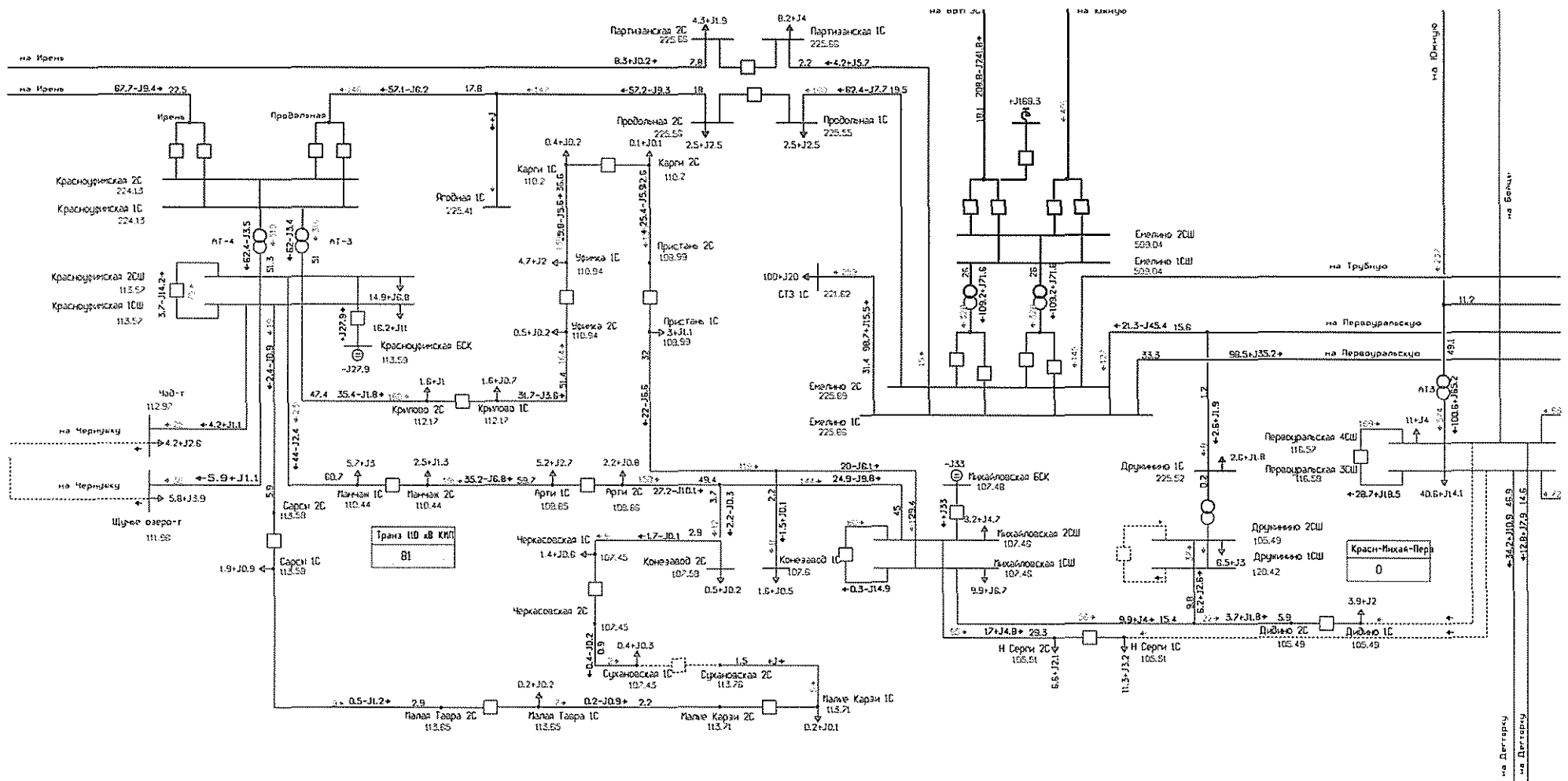
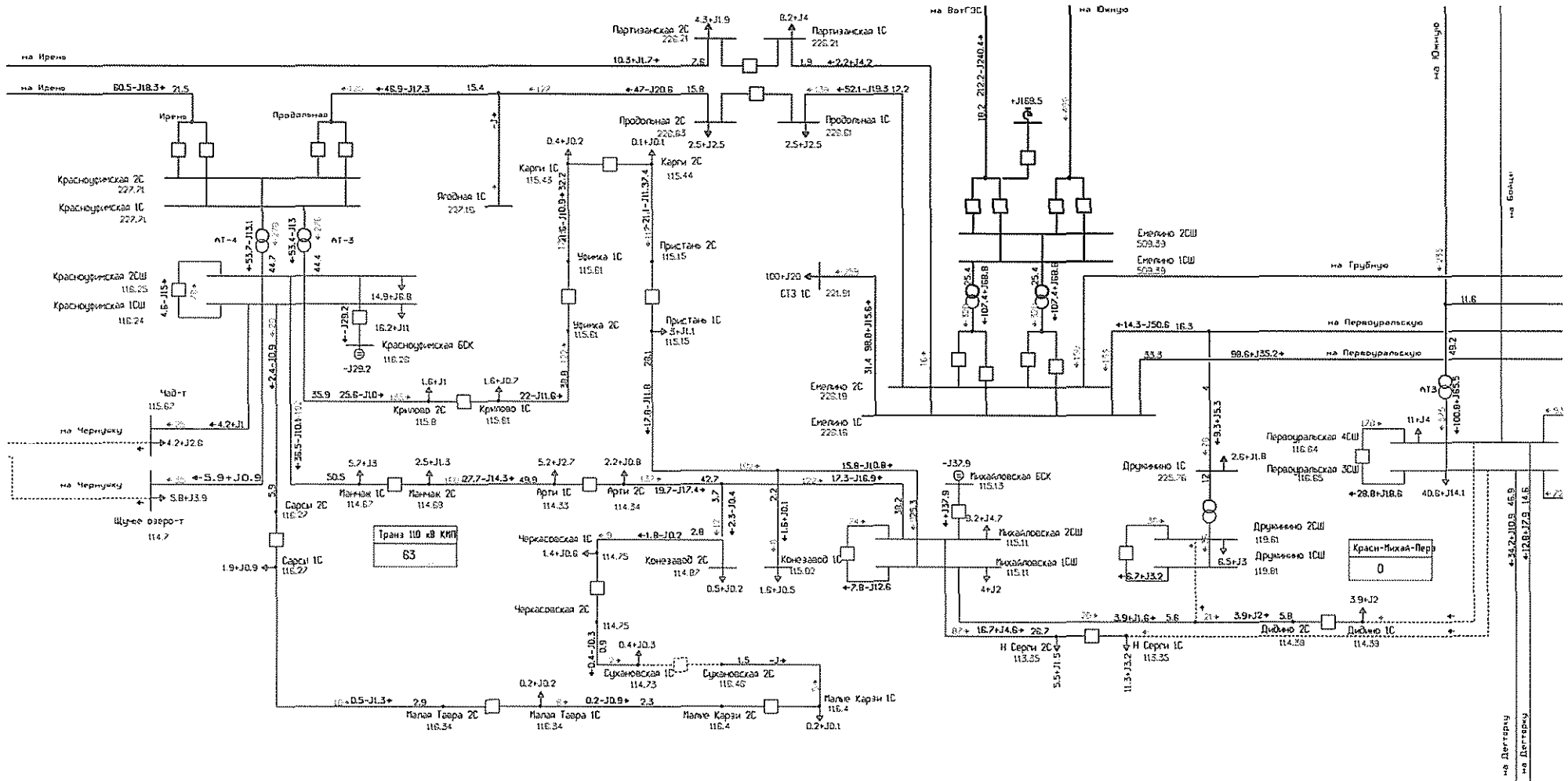


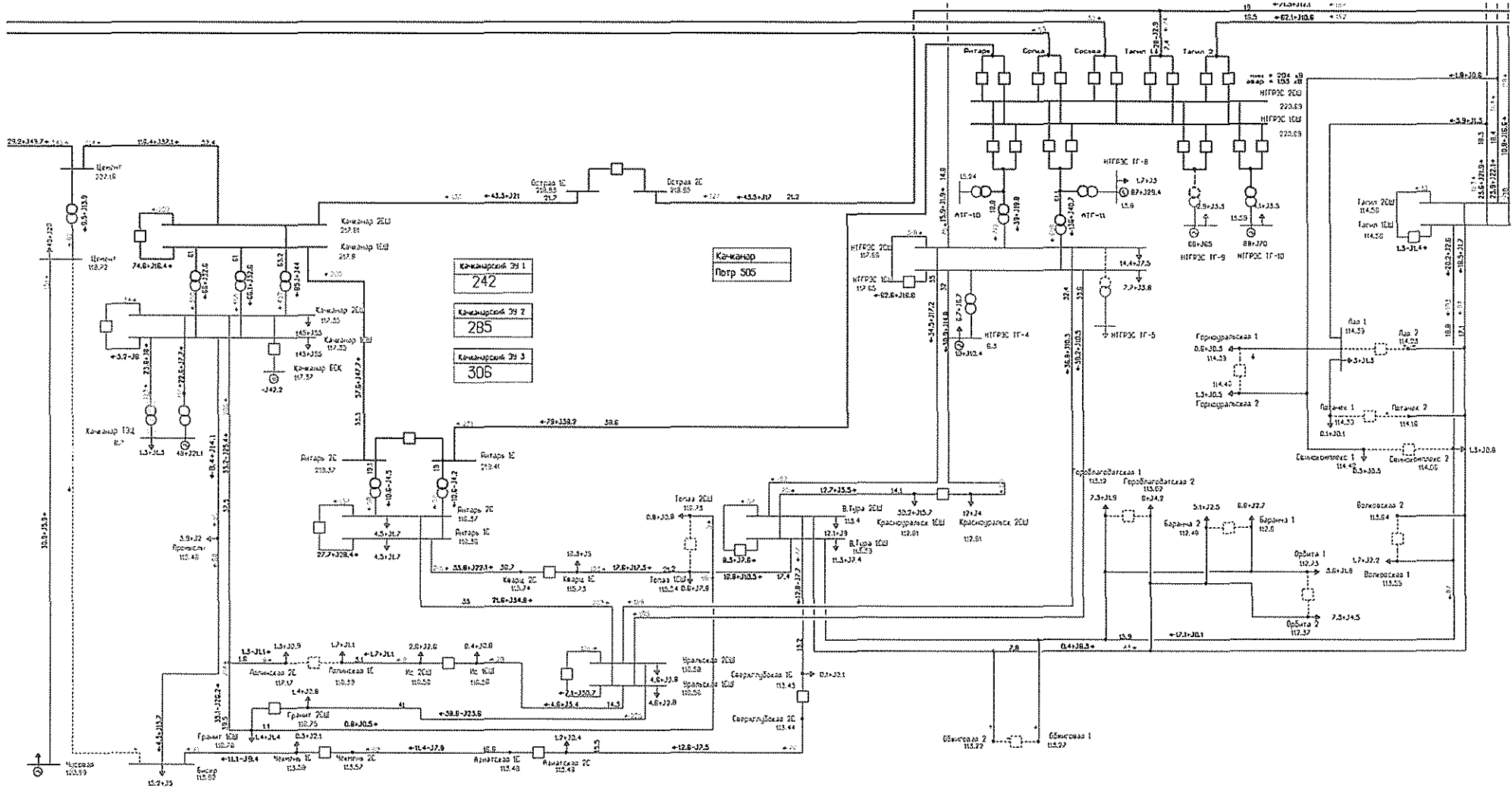
Рис. 27. Юго-Западный район. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

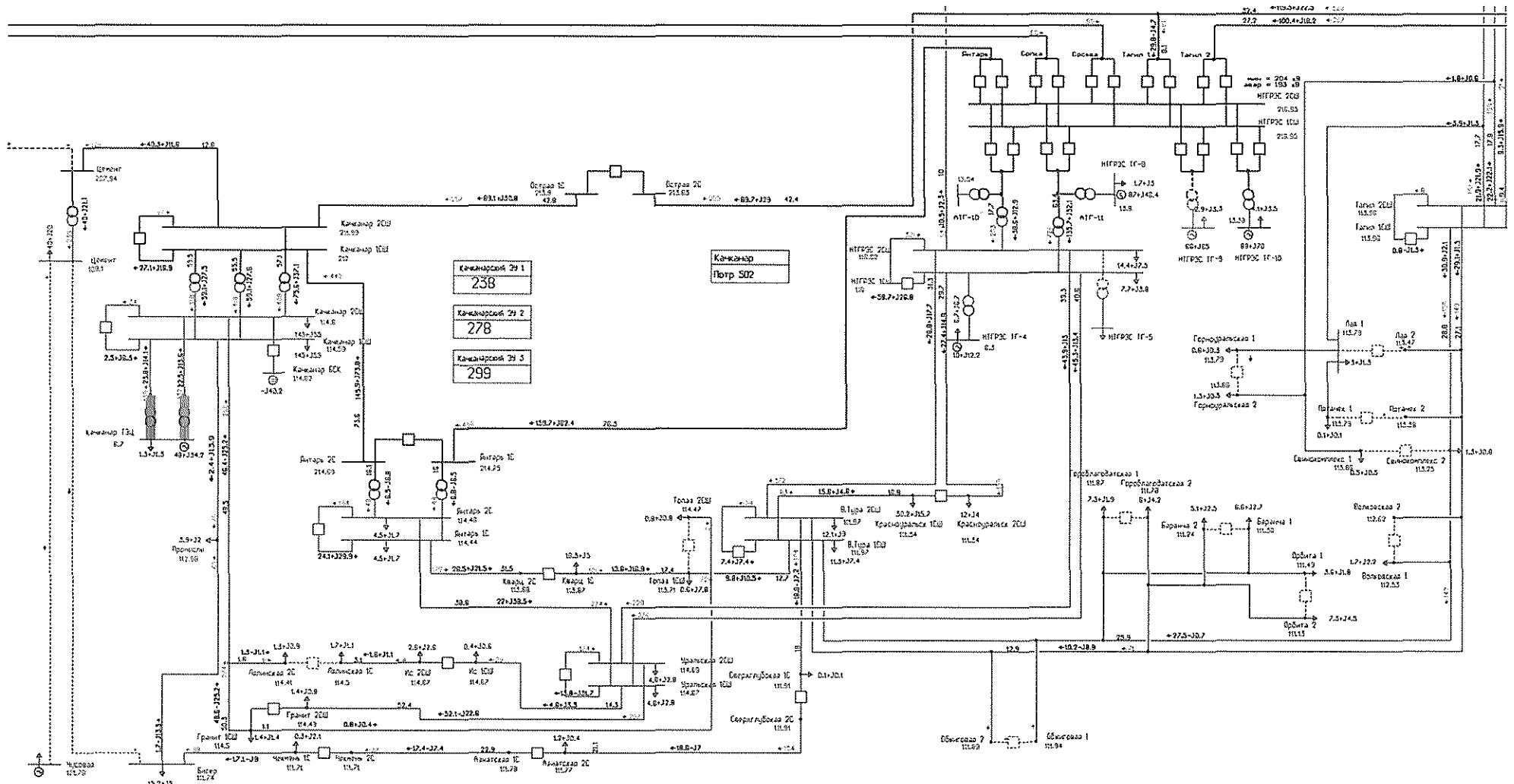
Ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Нижние Серги-Первоуральская

В связи с перегрузкой КС «Транзиты 110 кВ КМП» требуется выполнение мероприятий по переносу части нагрузки Юго-Западного энергорайона на питание от других источников, выполнен ввод ГВО.



Ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Нижние Серги-Первоуральская с учётом мероприятий схемно-режимного характера





**Рис. 30. Качканарский энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент(ПЭ)**

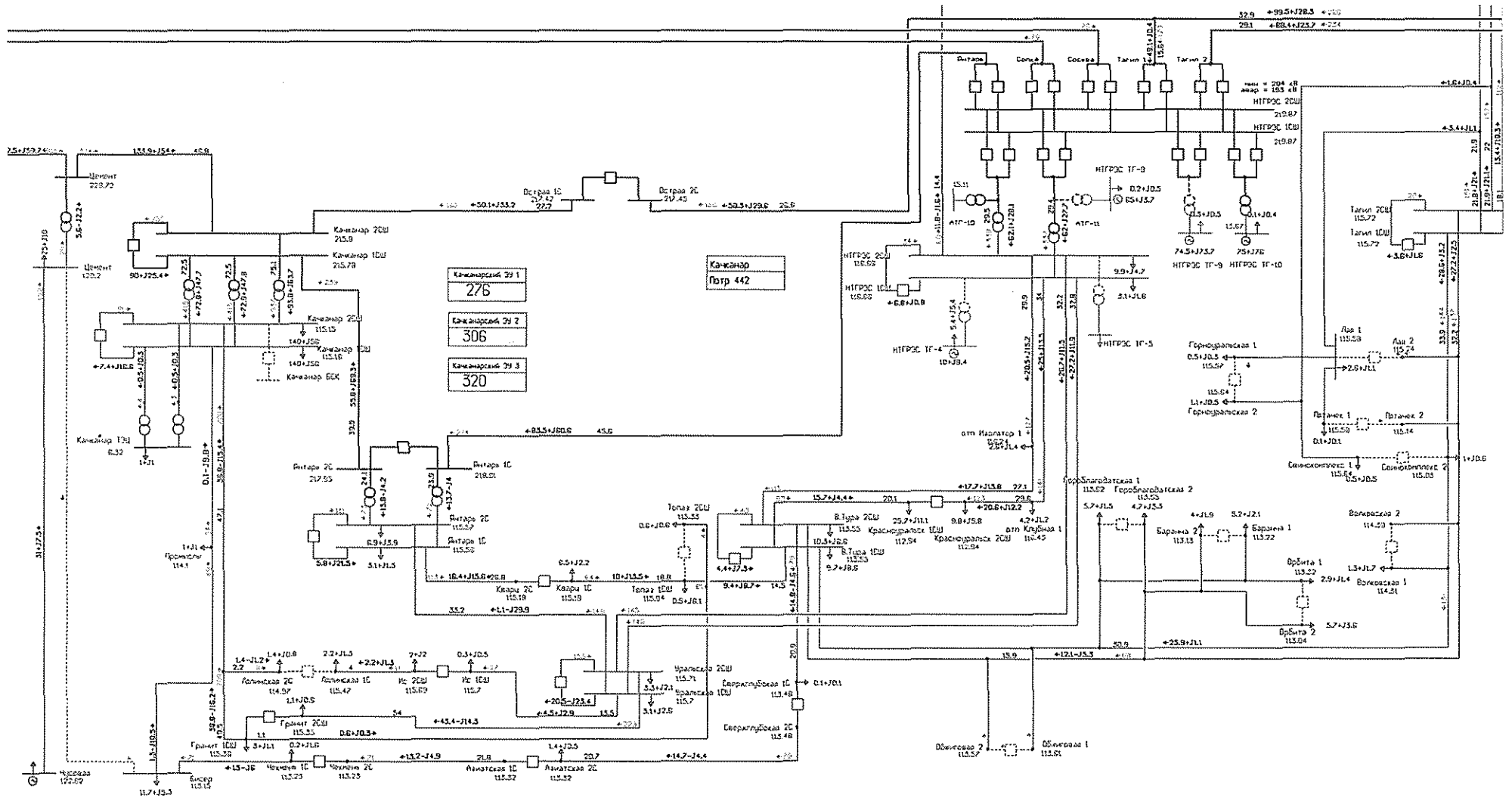
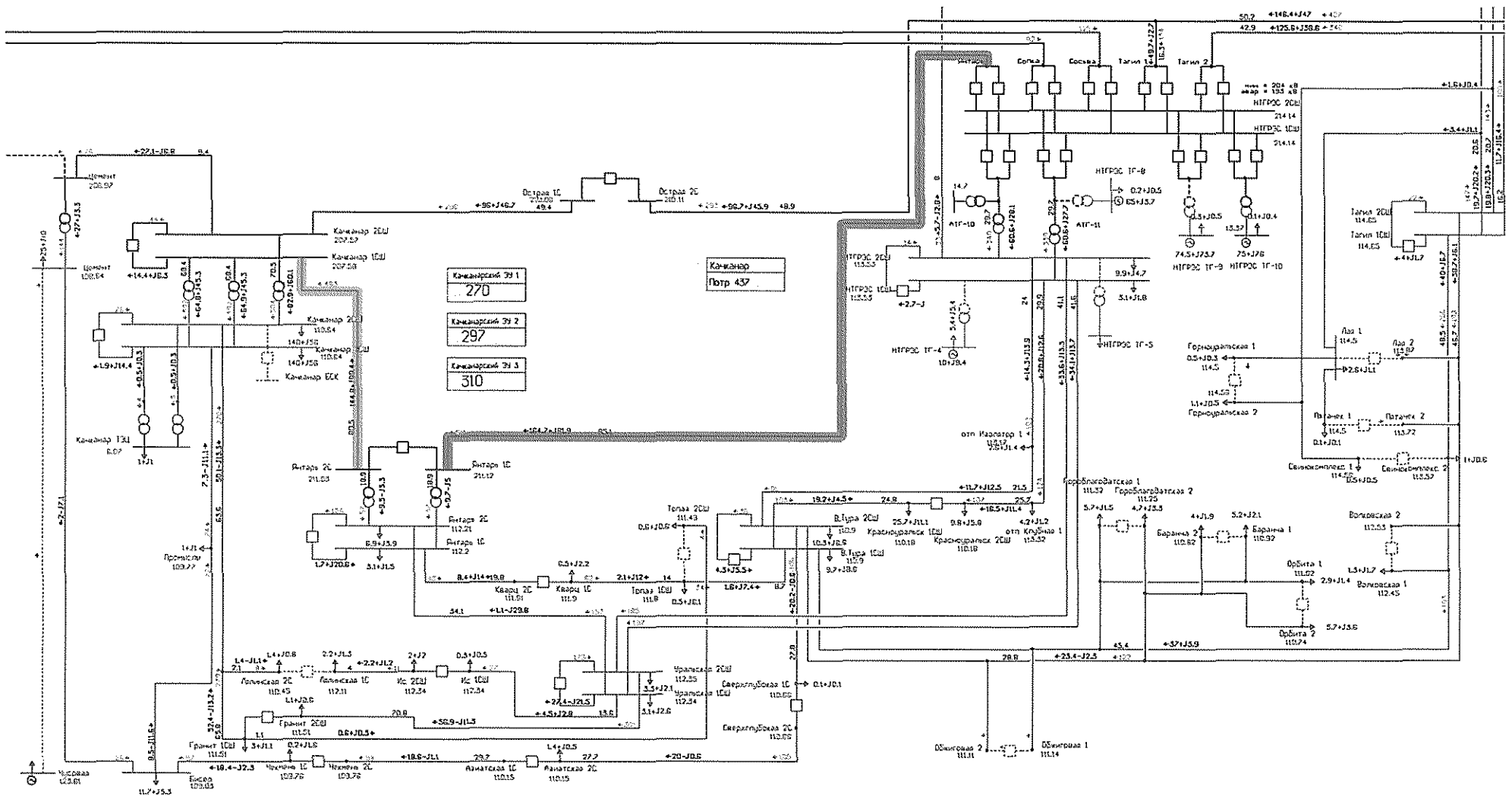
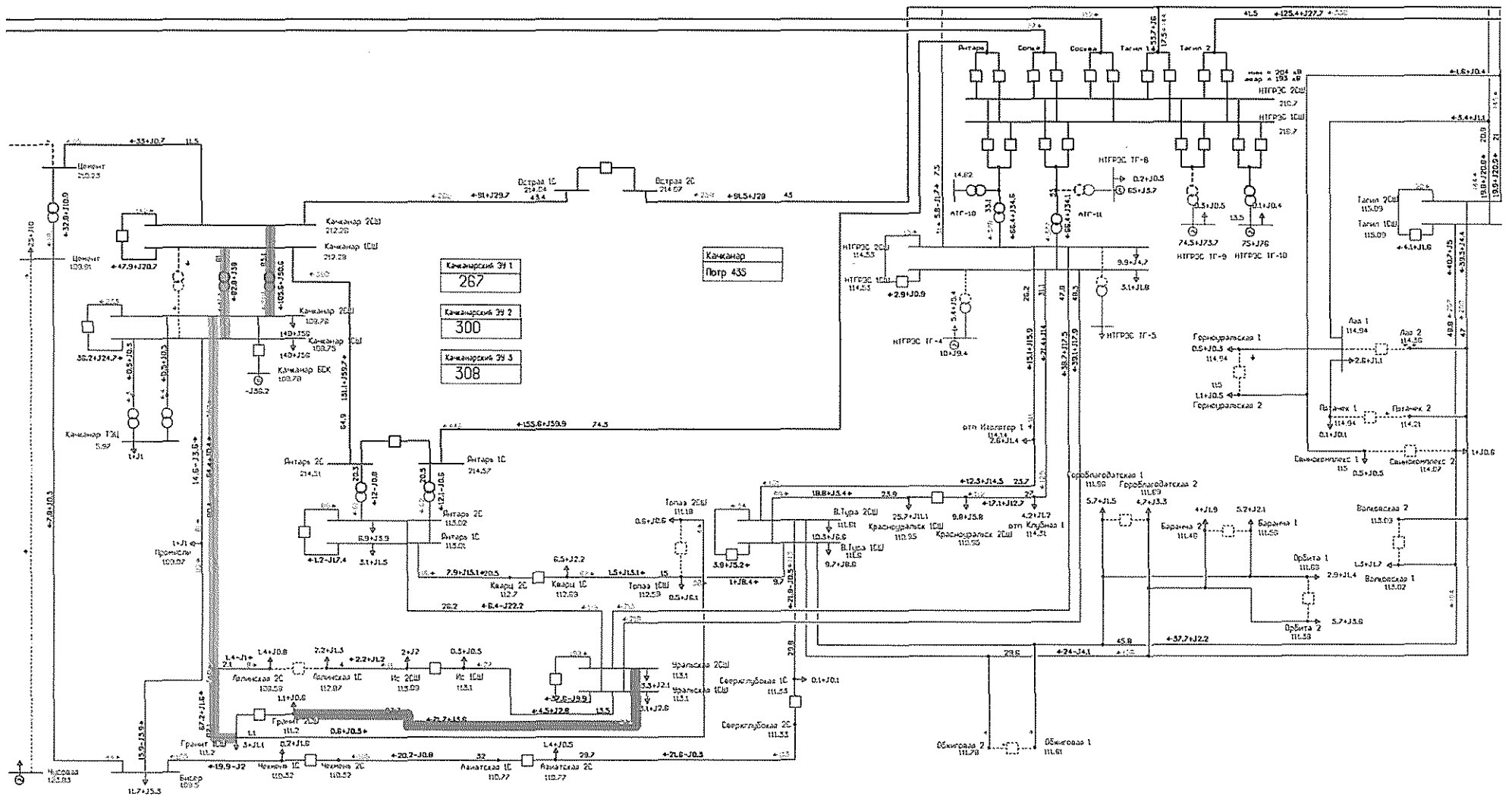


Рис. 31. Качканарский энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Нормальная схема



**Рис. 32. Качканарский энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент**



**Рис. 33. Качканарский энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент с учётом мероприятий схемно-режимного характера**

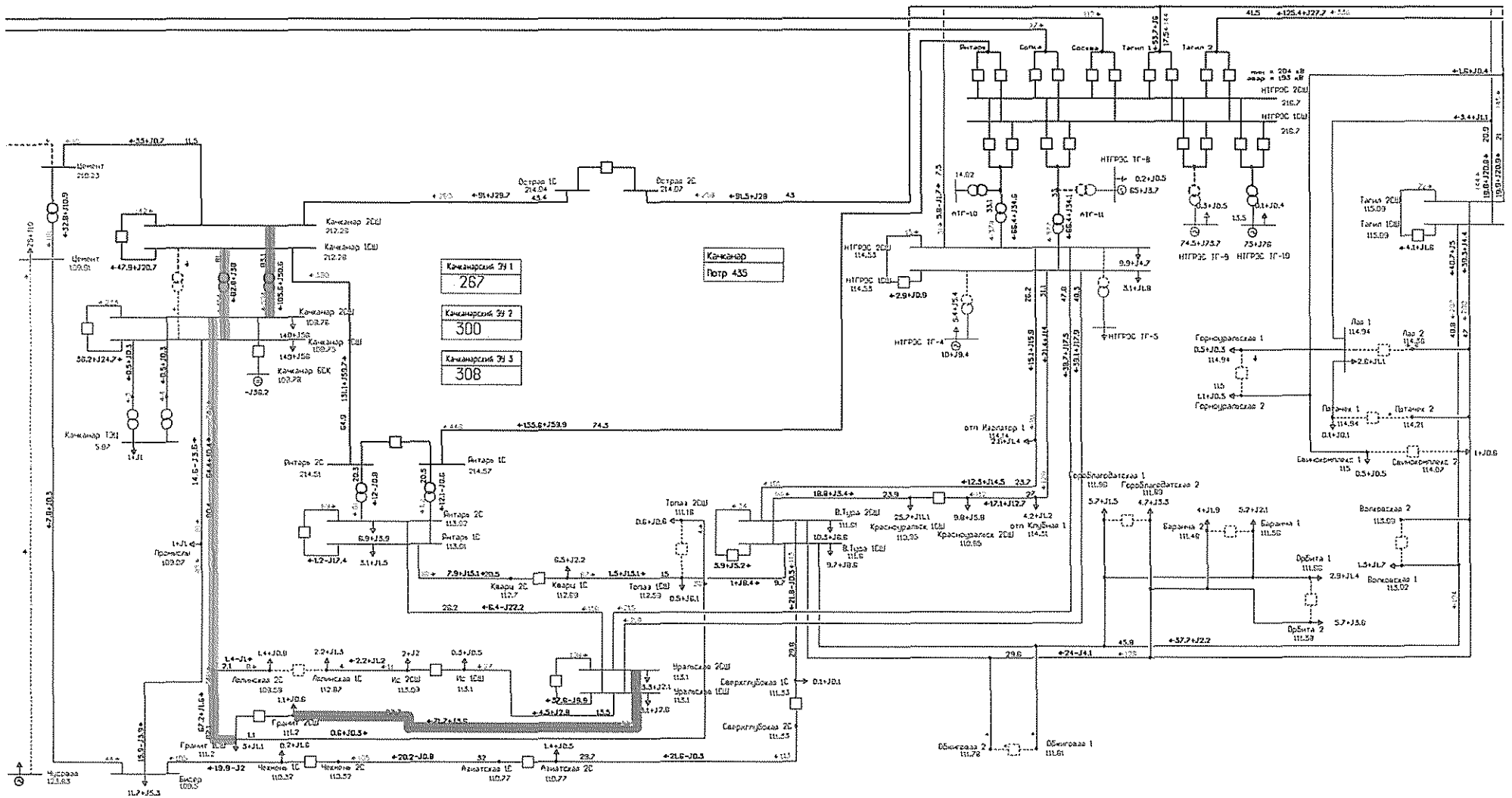
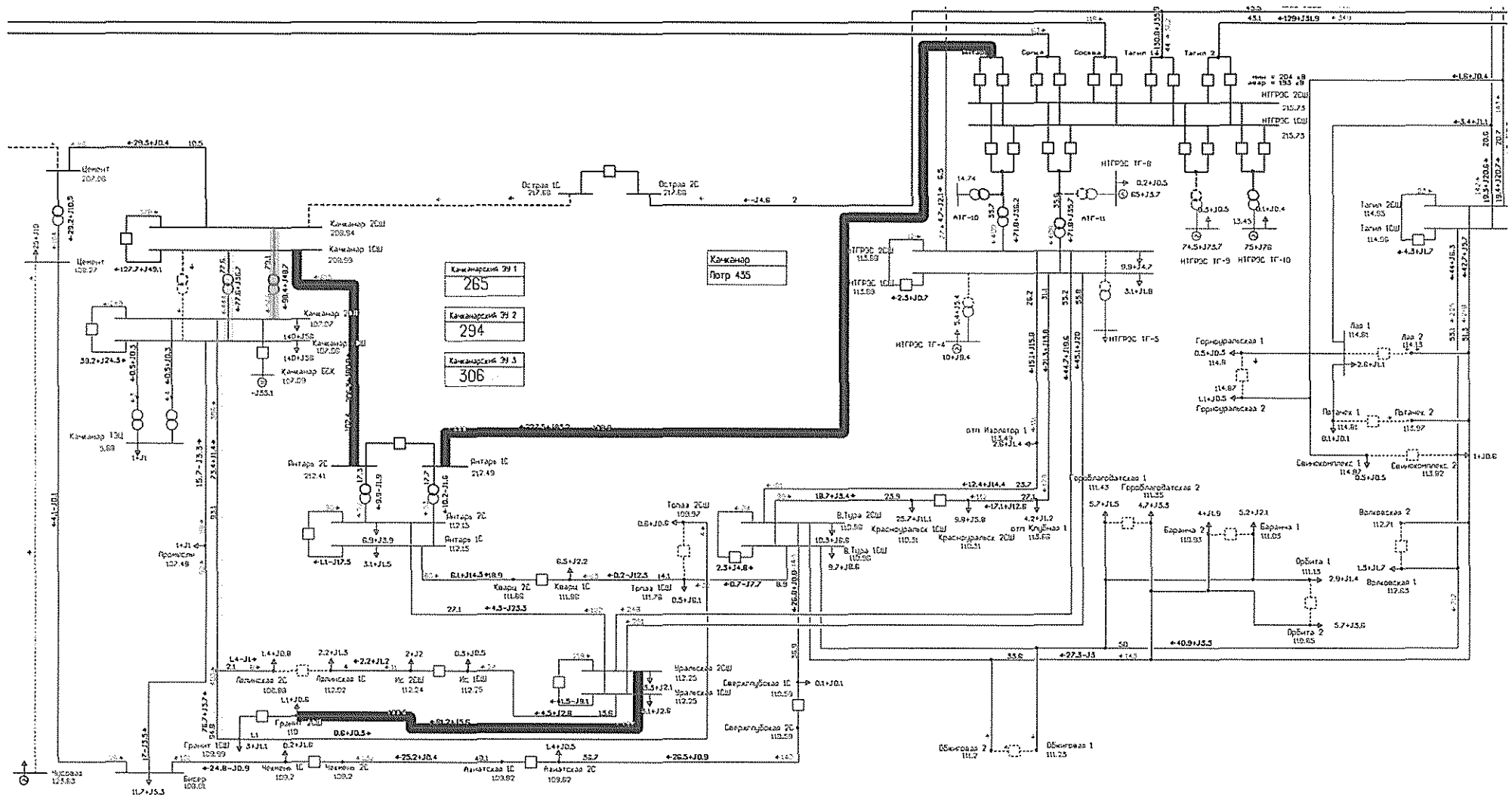


Рис. 34. Качканарский энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт ВЛ 220 кВ Калино-Цемент



**Рис. 35. Качканарский энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт ВЛ 220 кВ Калино-Цемент. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Качканар-Острая**

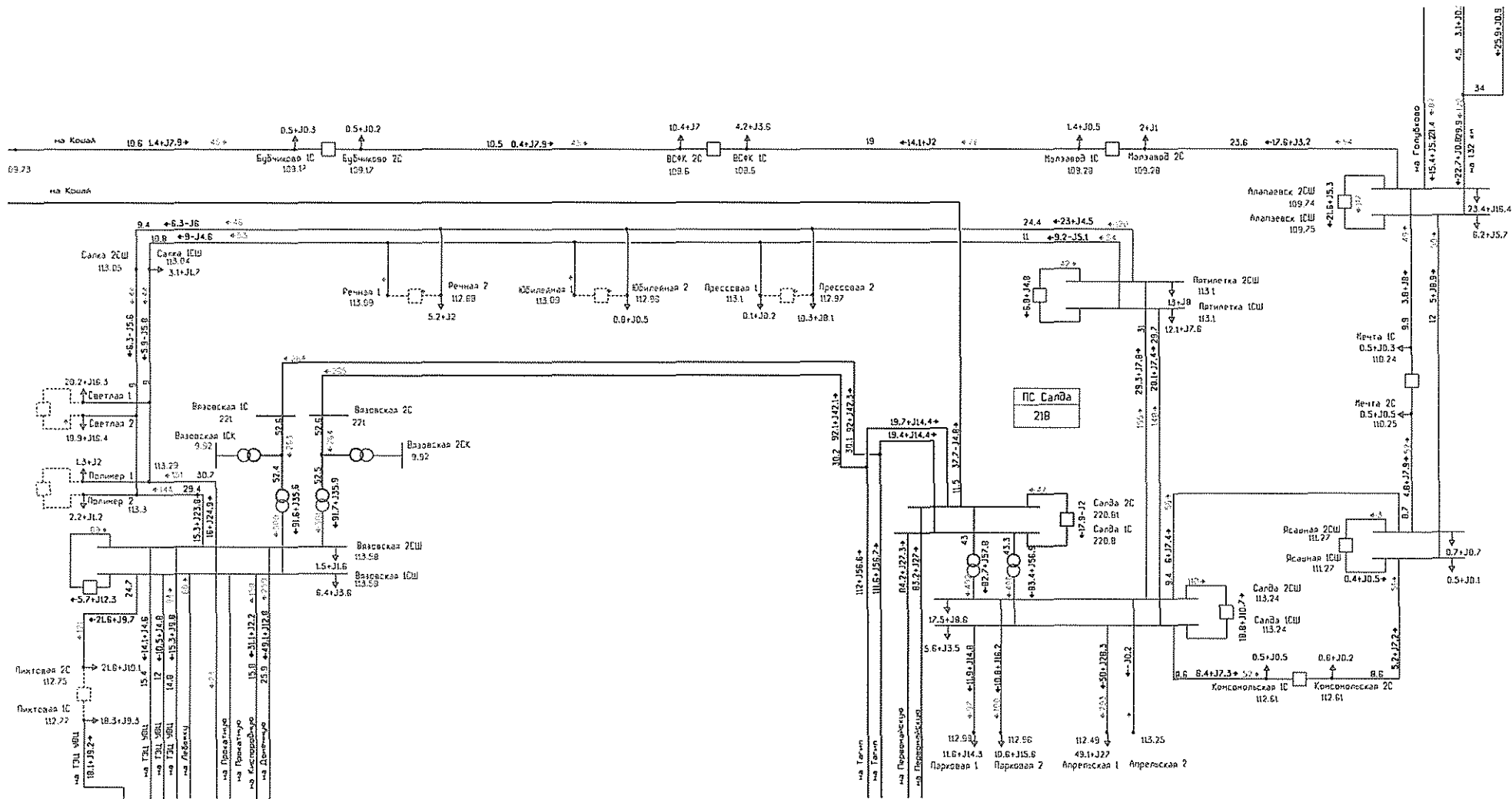
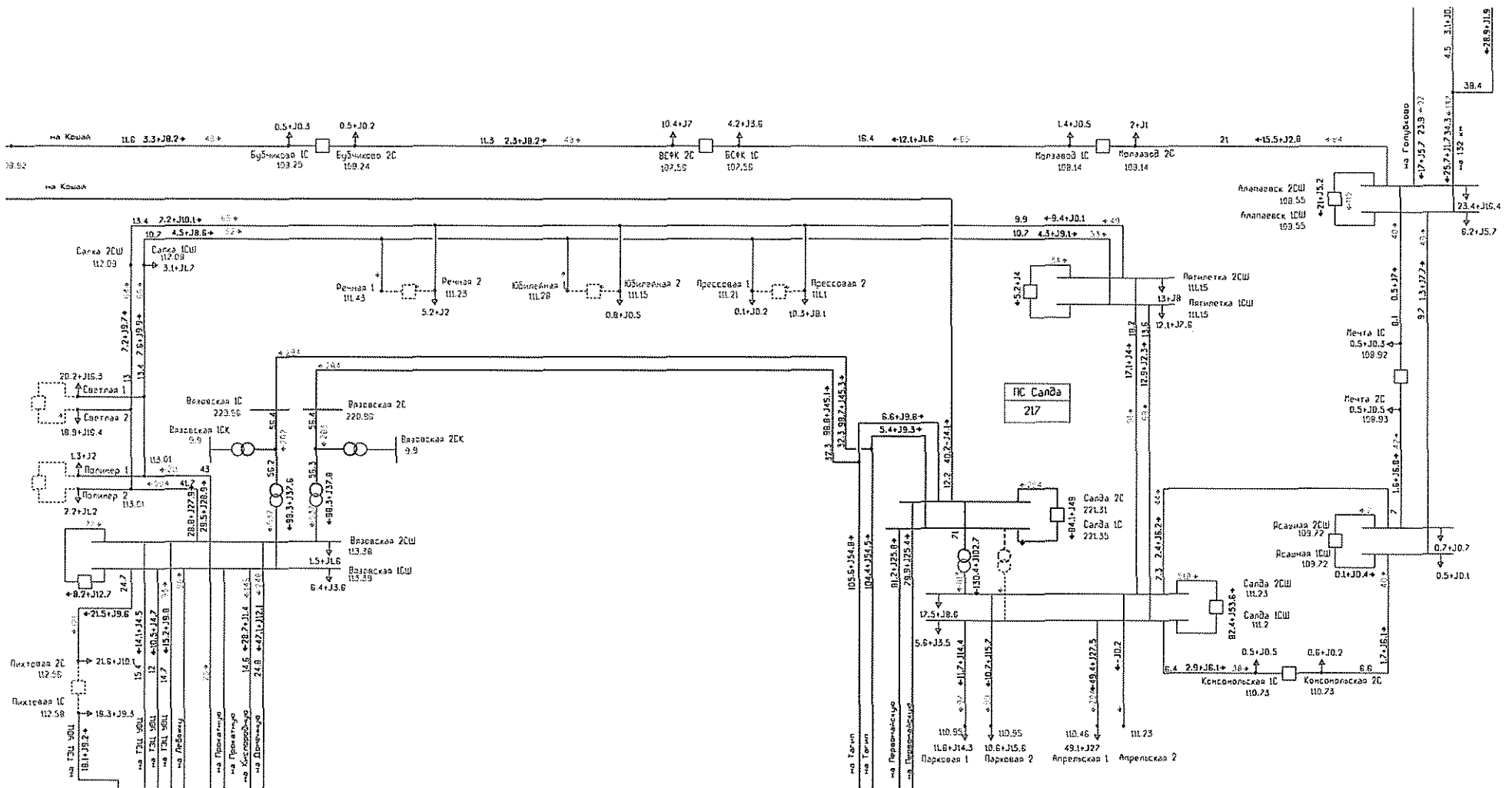


Рис. 37. Район ПС 220 кВ Салда. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Нормальная схема



**Рис. 38. Район ПС 220 кВ Салда. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Аварийное отключение АТ1 на ПС 220 кВ Салда**

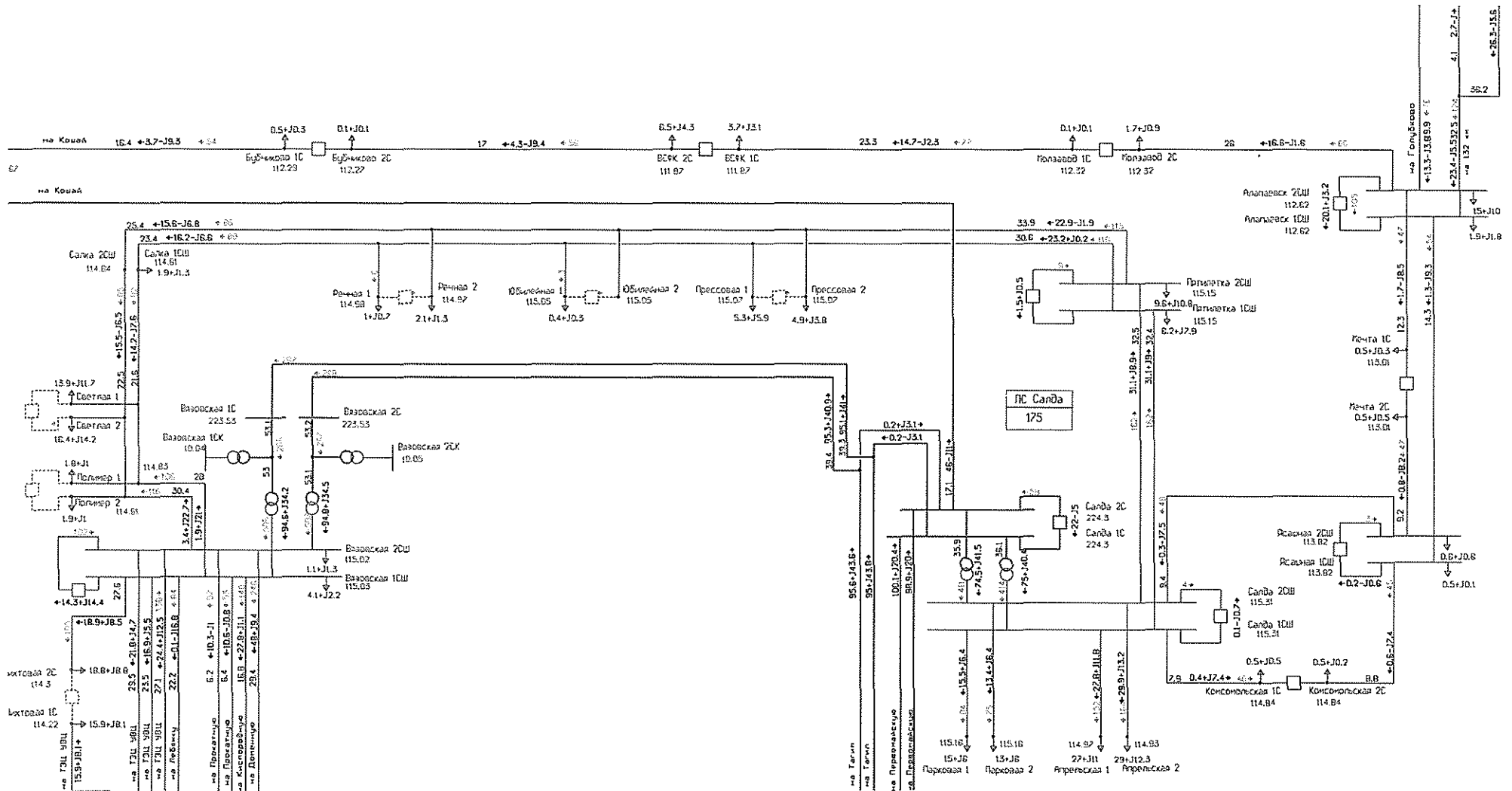


Рис. 39. Район ПС 220 кВ Салда. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Нормальная схема

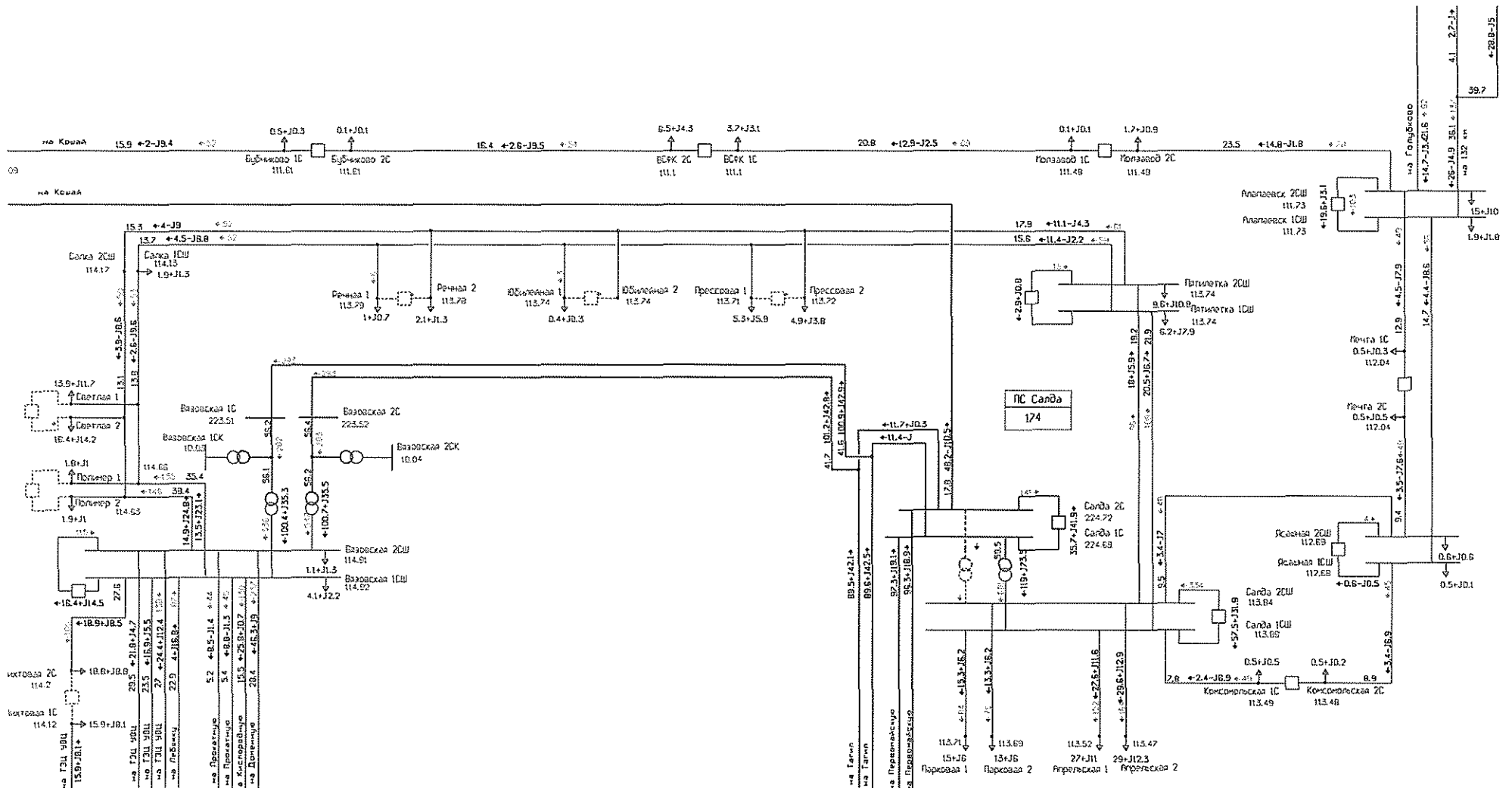
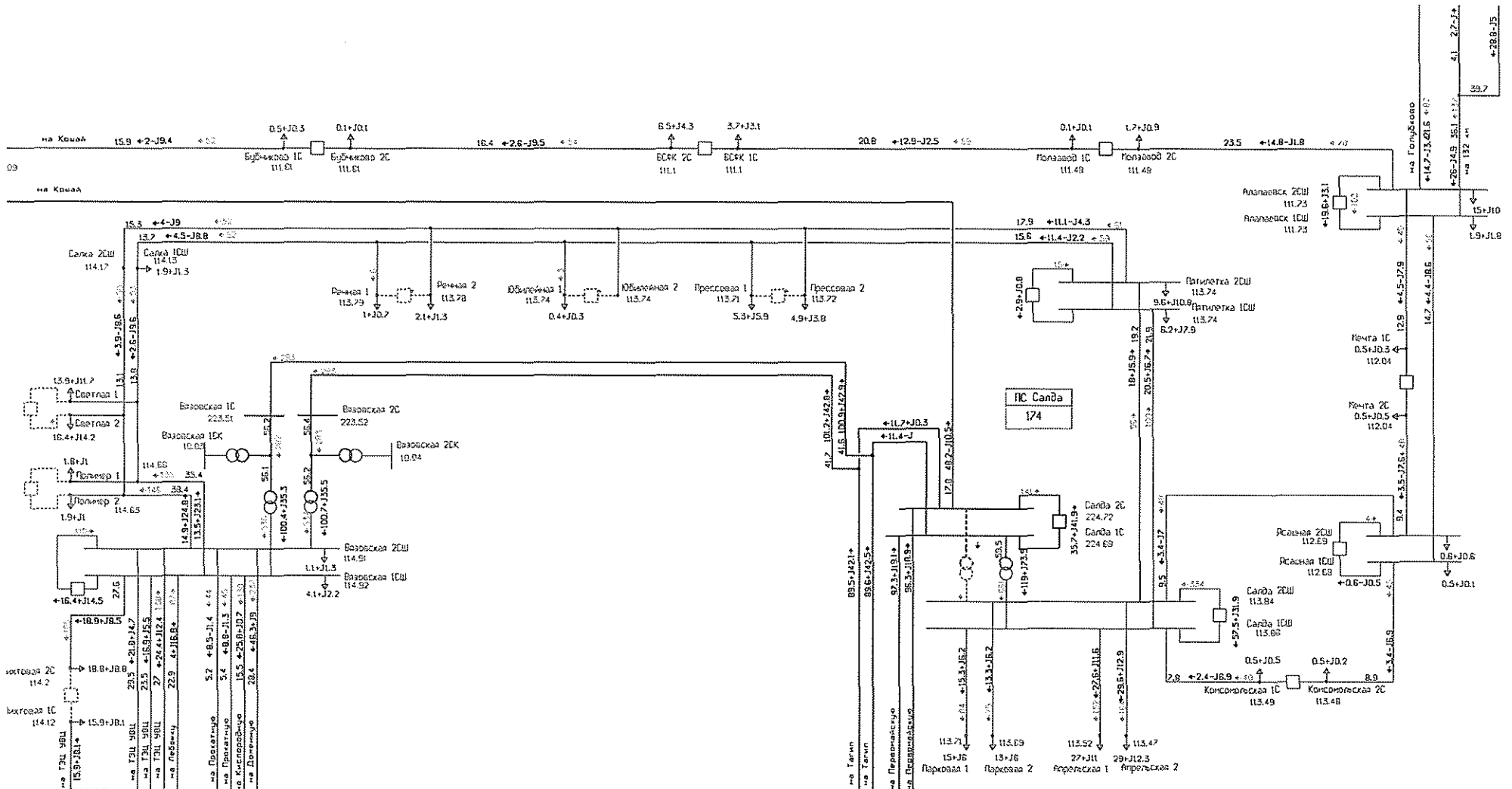


Рис. 40. Район ПС 220 кВ Салда. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Аварийное отключение АТ1 на ПС 220 кВ Салда



**Рис. 41. Район ПС 220 кВ Салда. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда**

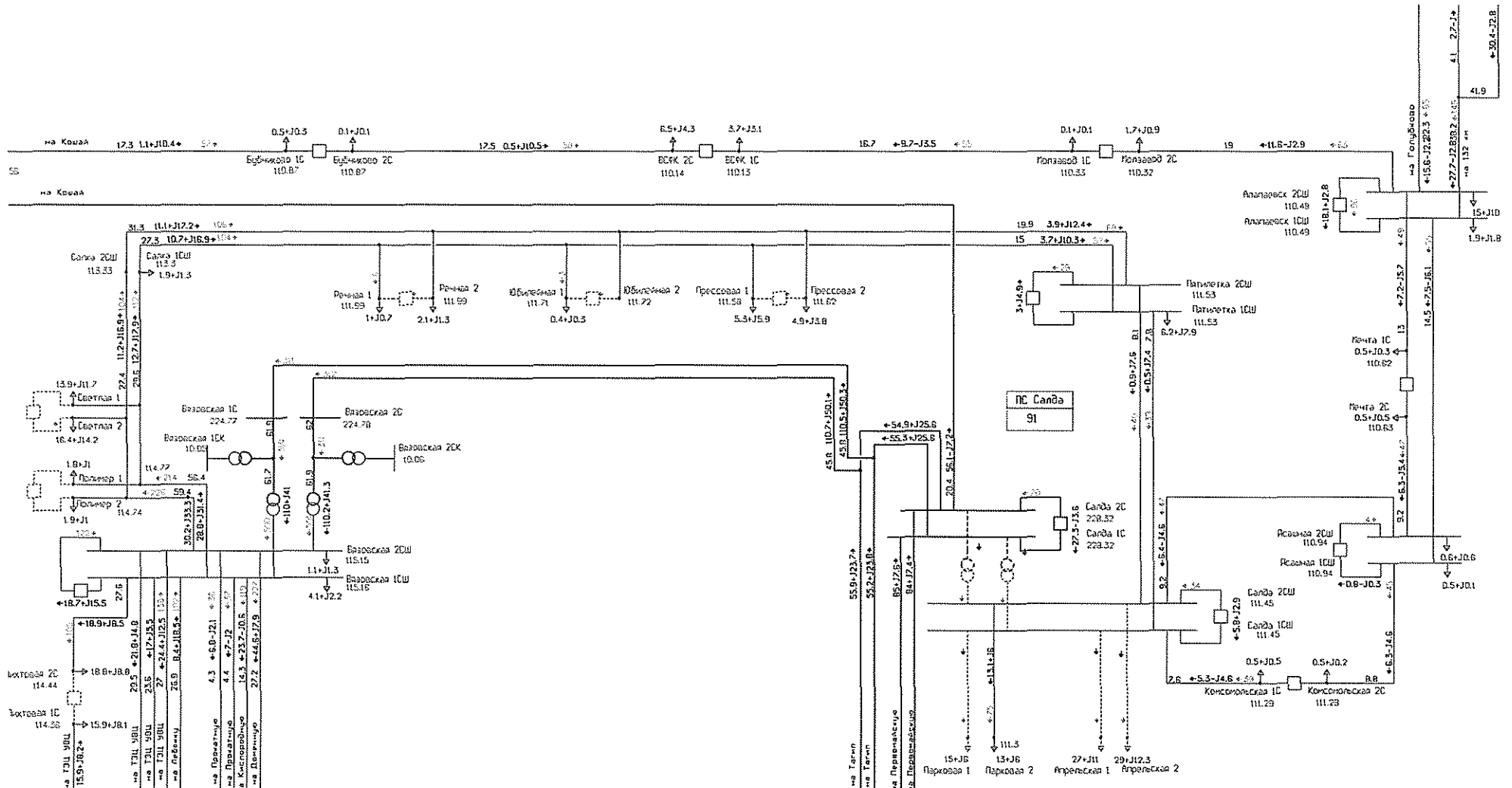


Рис. 42. Район ПС 220 кВ Салда. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда. Аварийное отключение АТ2 на ПС 220 кВ Салда

Для разгрузки КС необходимо выполнить мероприятия схемно-режимного характера и ввод ГВО.

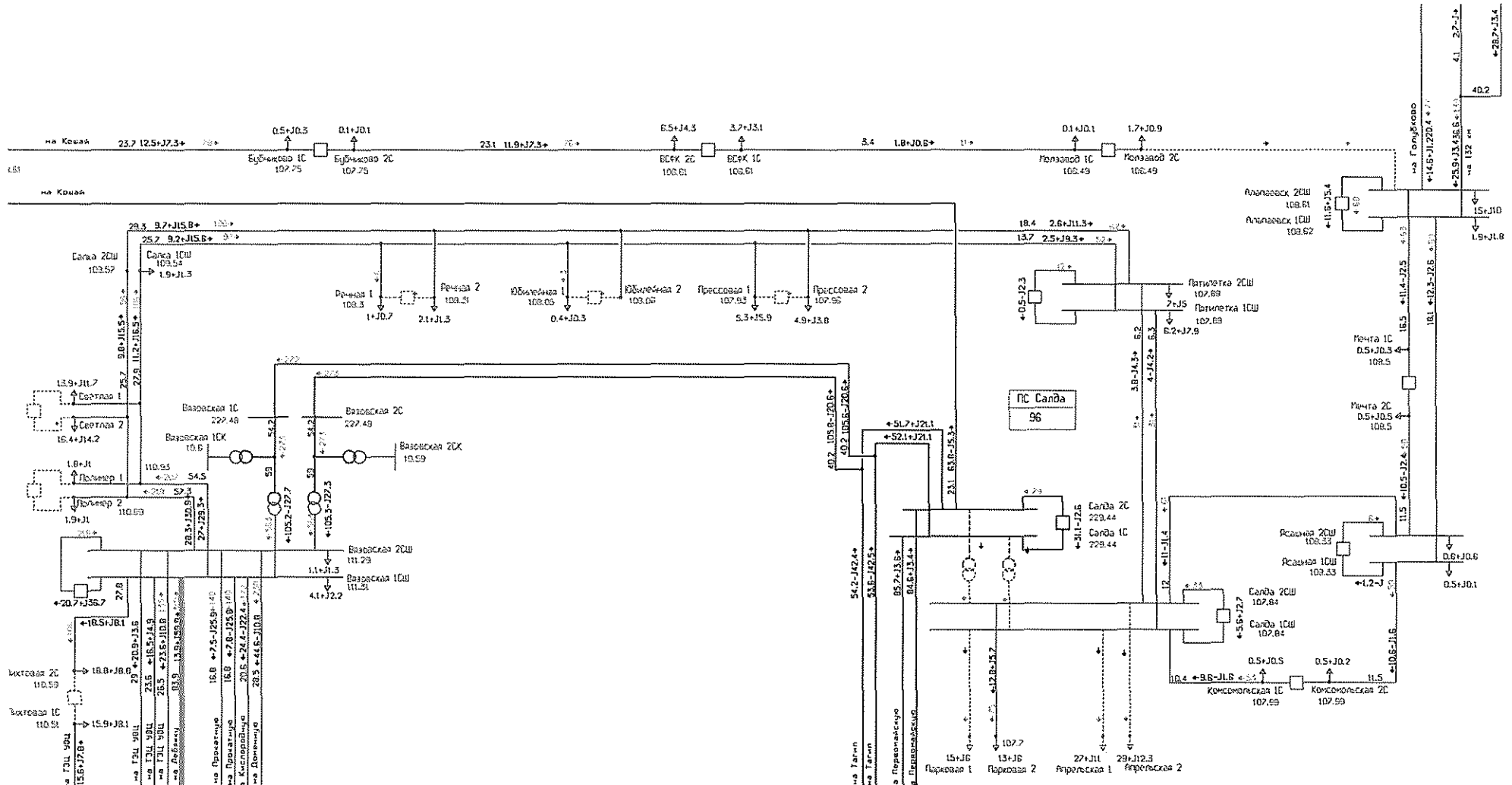


Рис. 43. Район ПС 220 кВ Салда. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда. Аварийное отключение АТ2 на ПС 220 кВ Салда с учётом мероприятий схемно-режимного характера и ввода ГВО

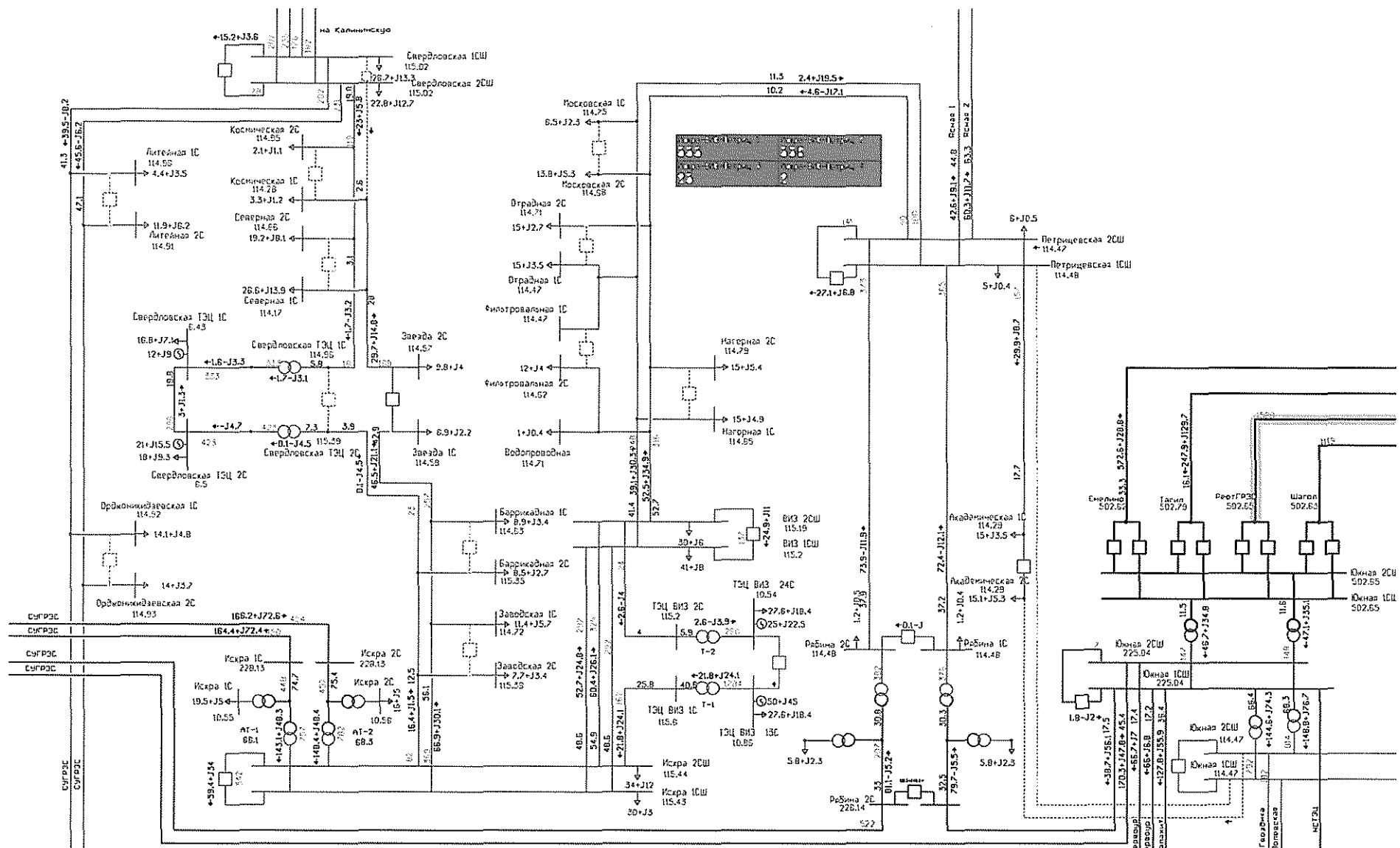
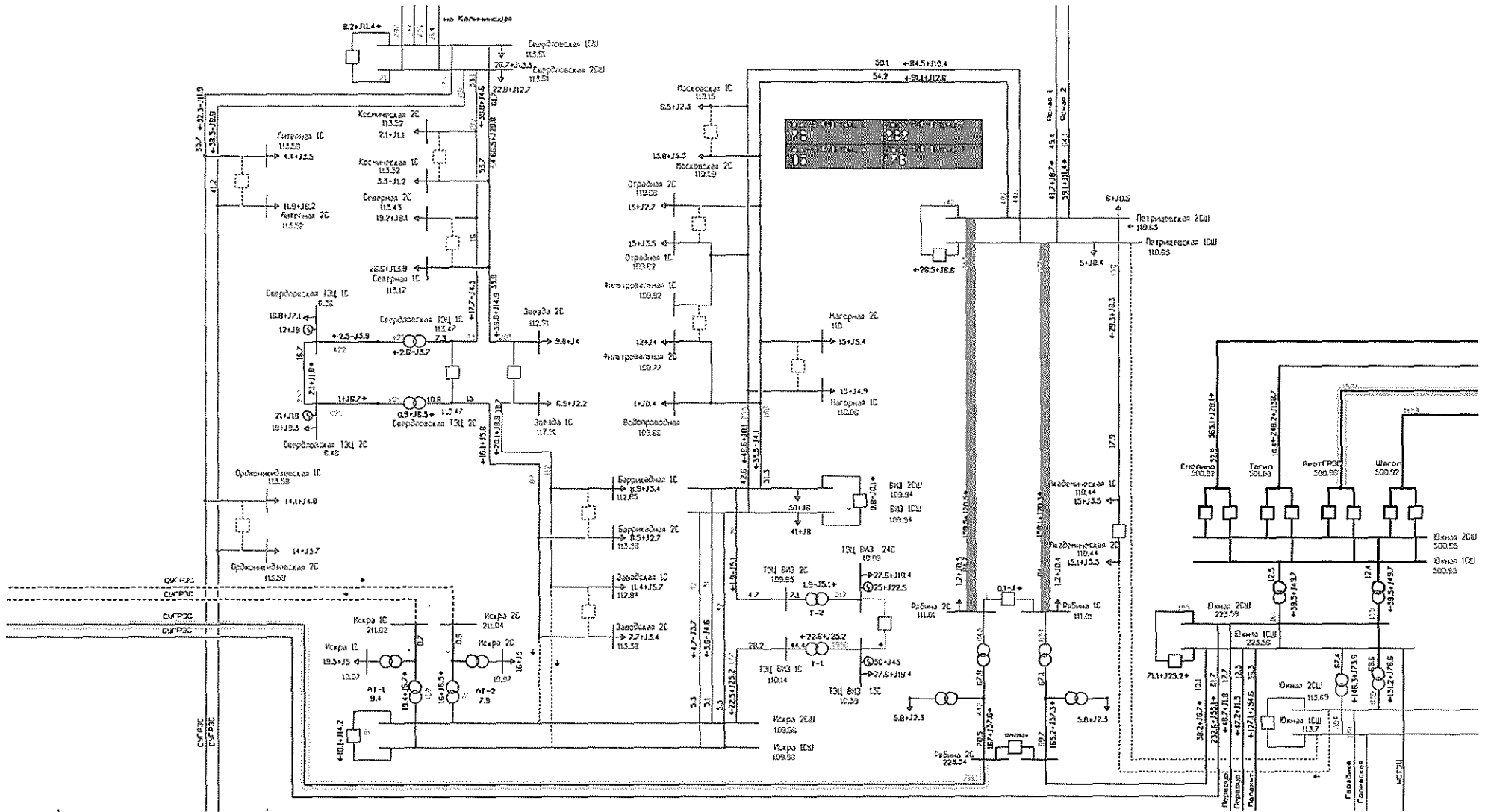
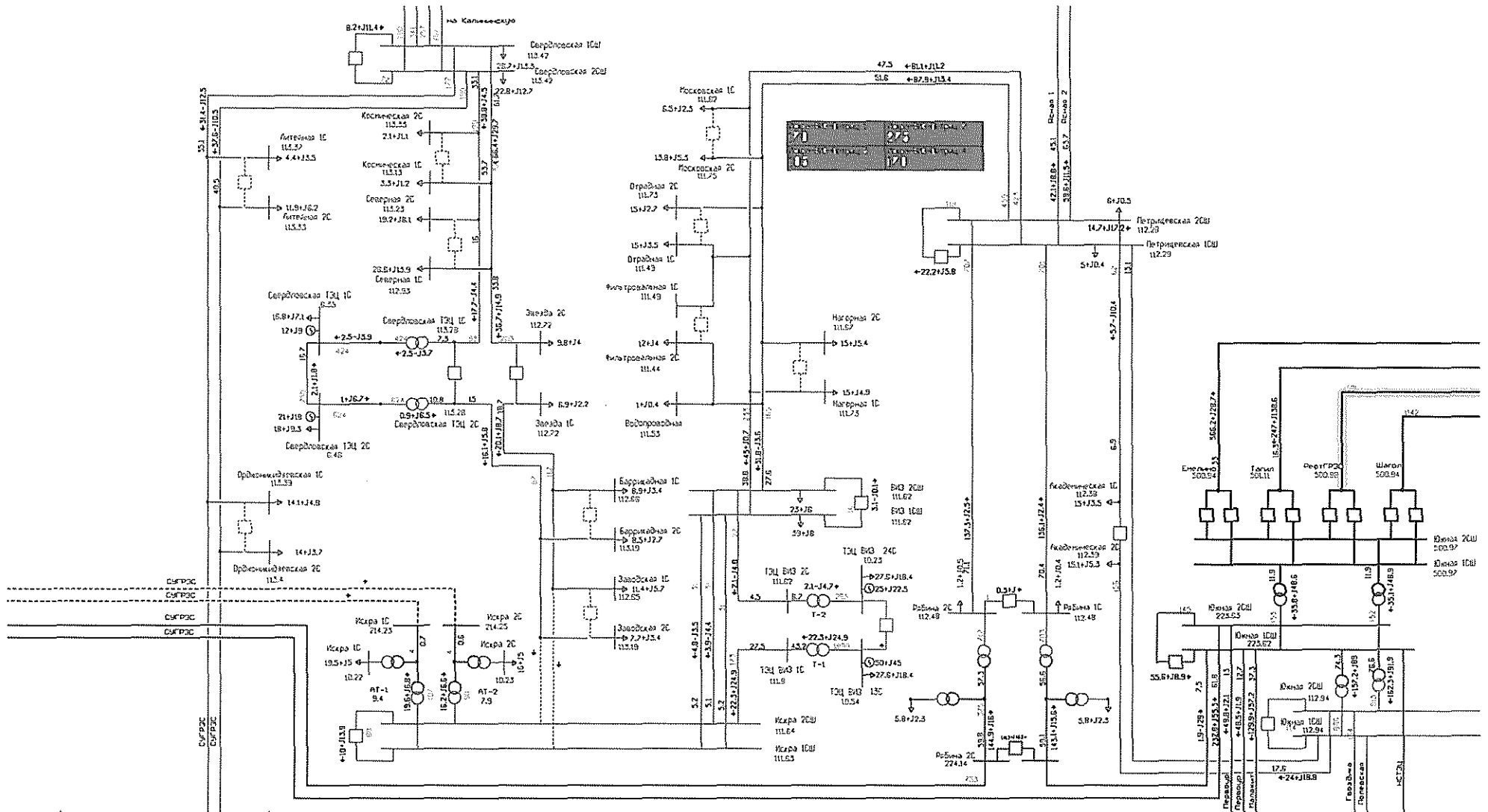


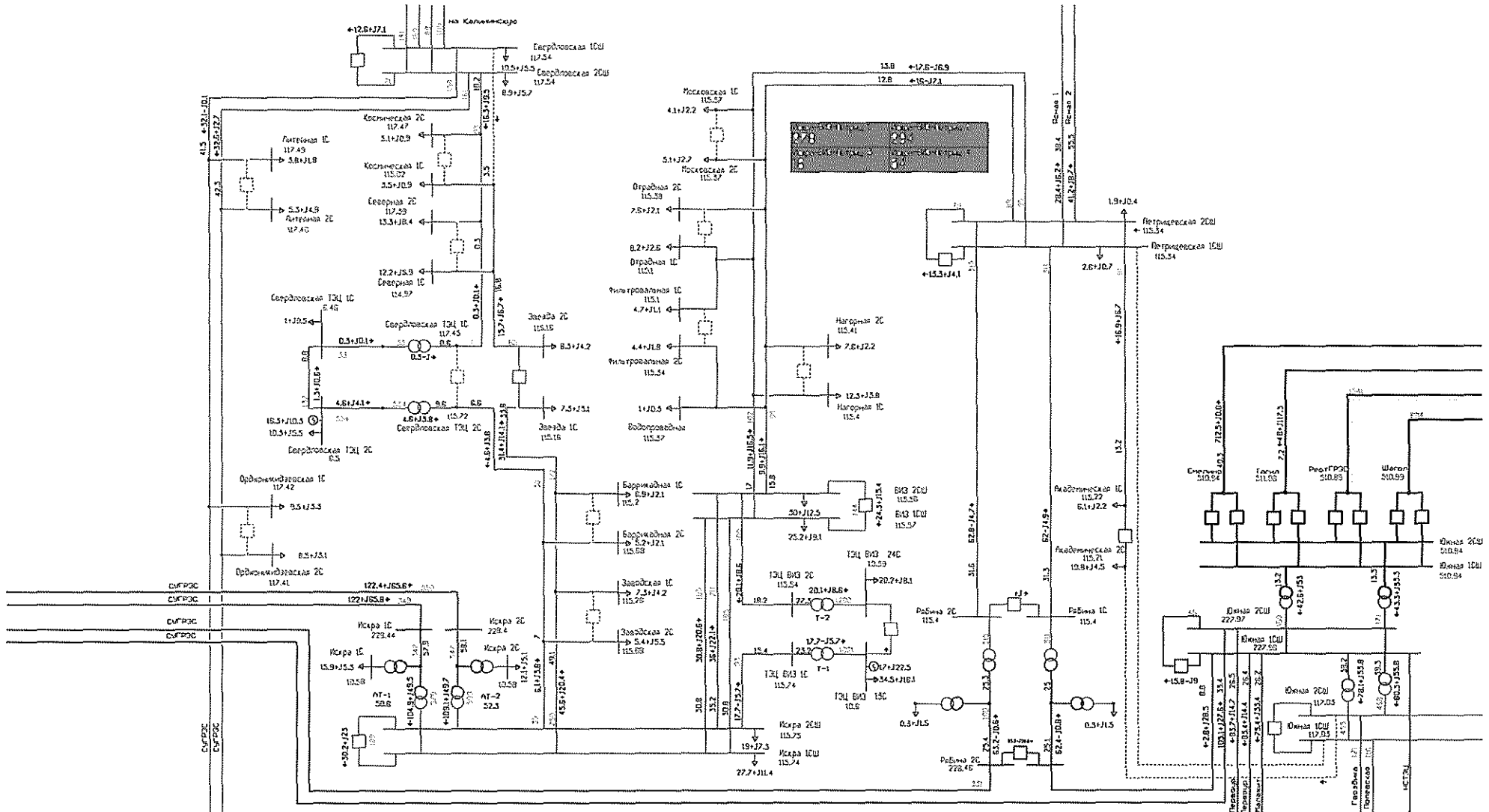
Рис. 44. Район ПС 220 кВ Искра. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Нормальная схема



Аварийное отключение ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 1 и 2

Для разгрузки КС4 потребуется ввод ГВО.





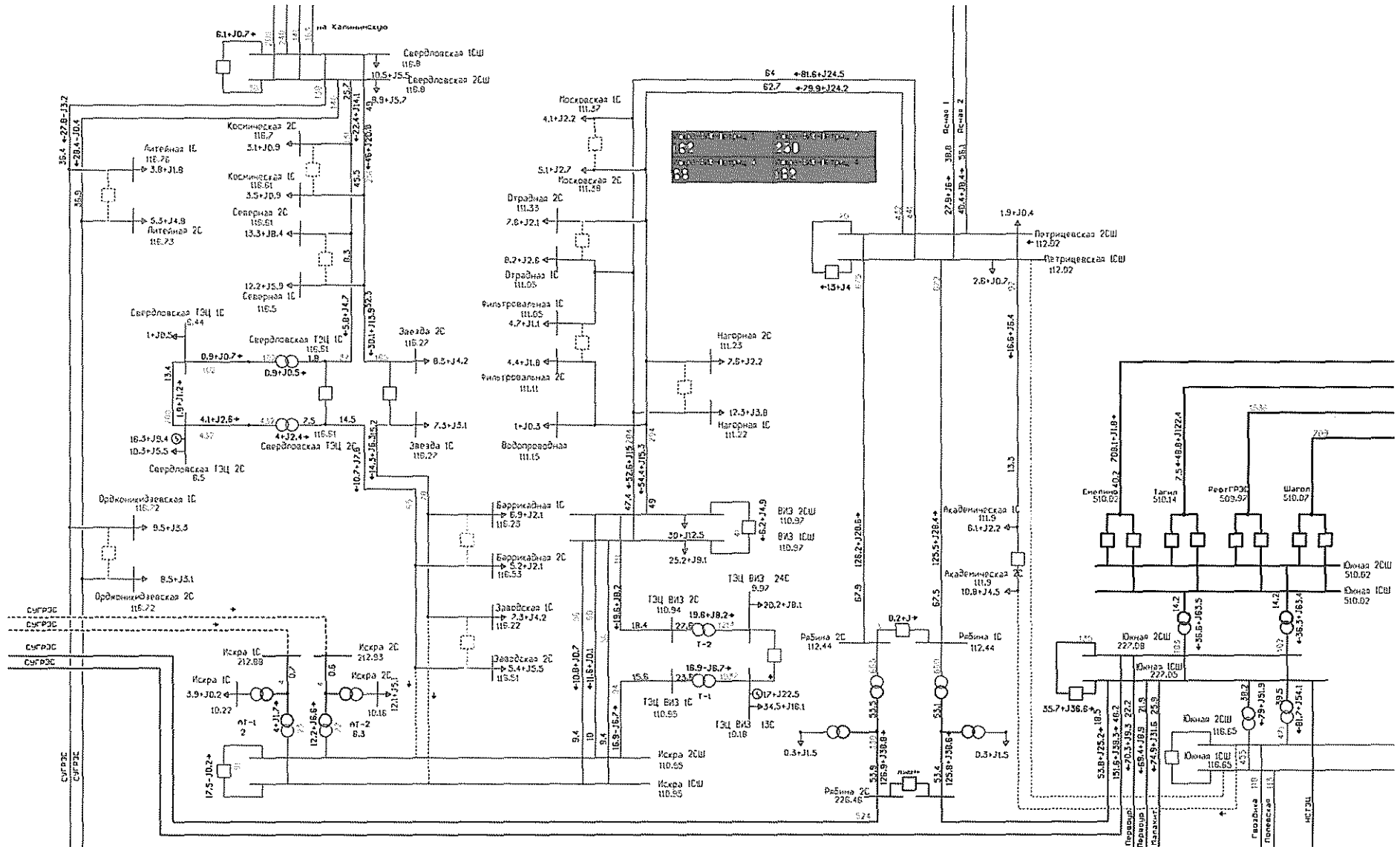


Рис. 48. Район ПС 220 кВ Искра. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 1 и 2

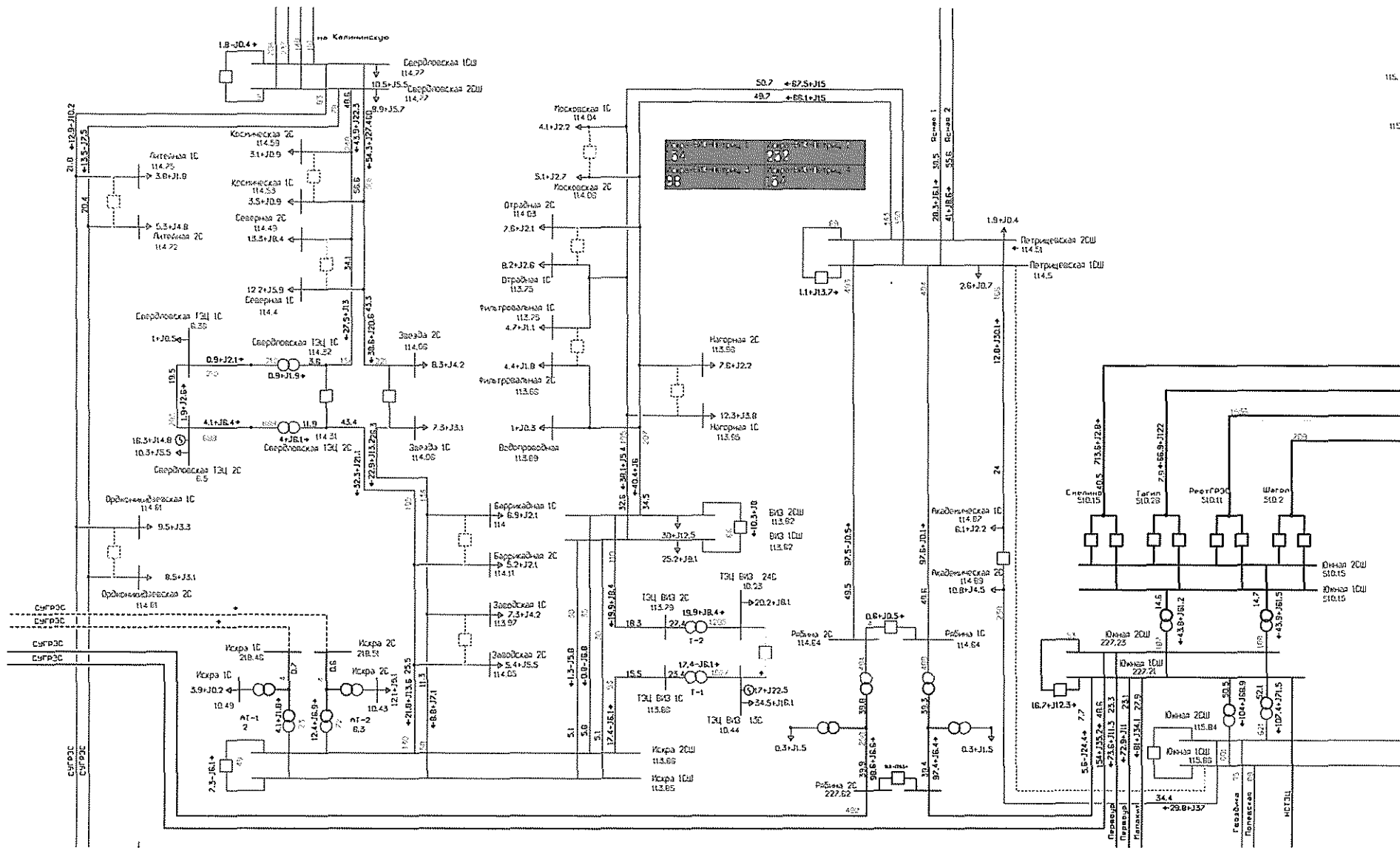
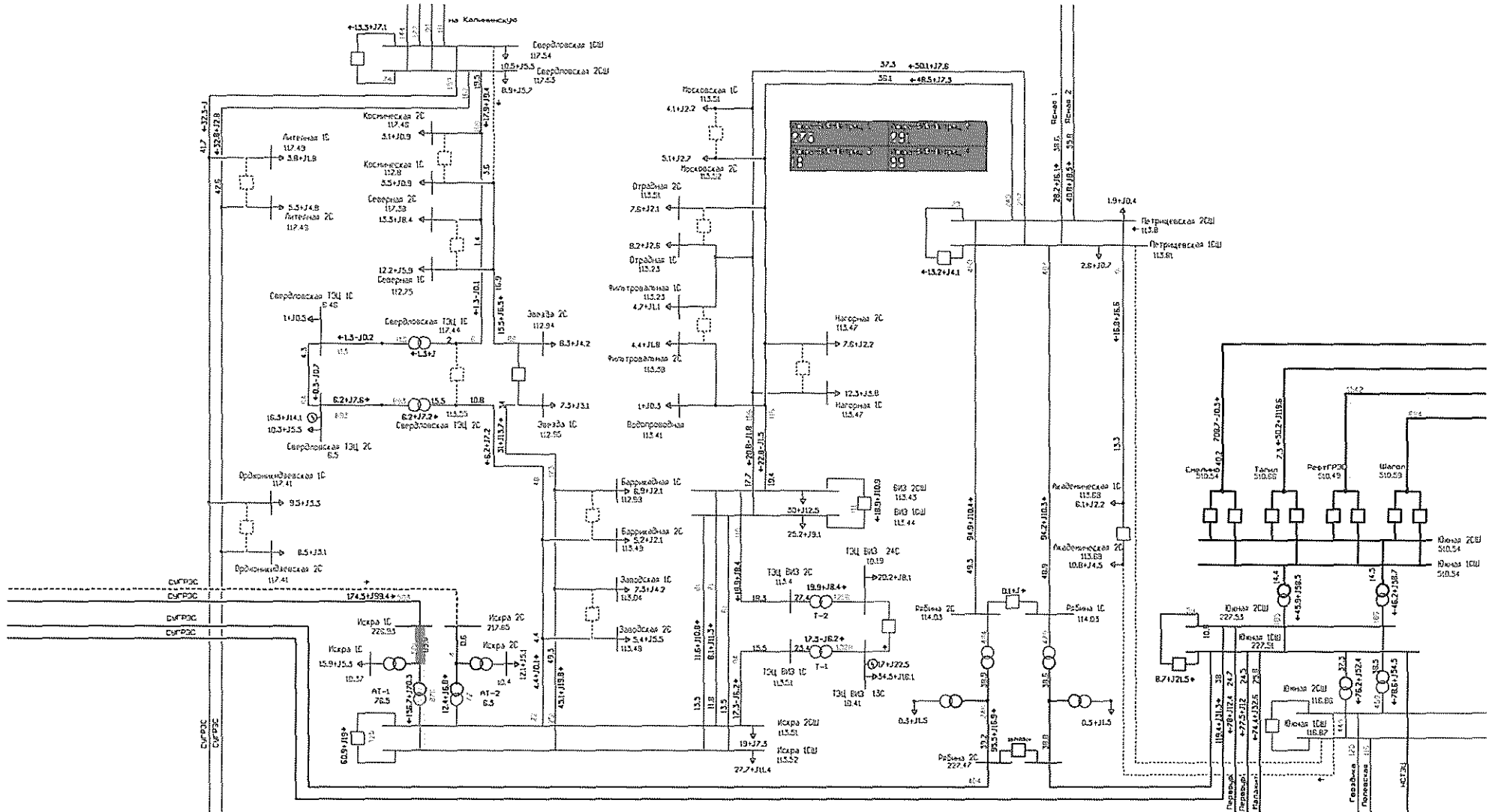
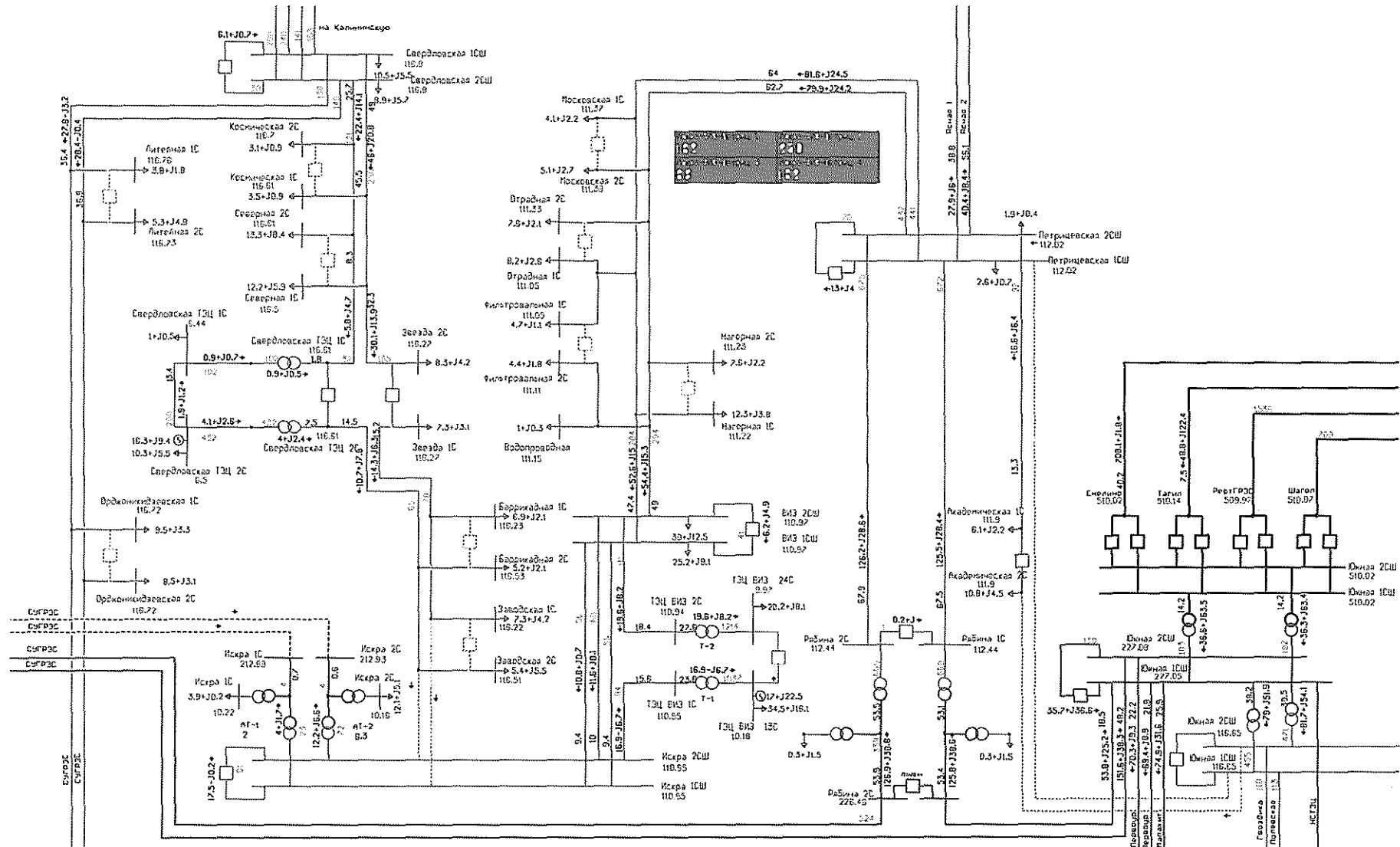


Рис. 49. Район ПС 220 кВ Искра. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Аварийное отключение ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 1 и 2 с учётом мероприятий схемно-режимного характера



**Рис. 50. Район ПС 220 кВ Искра. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 1(2)**



**Рис. 51. Район ПС 220 кВ Искра. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 1(2). Аварийное отключение ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 2(1)**

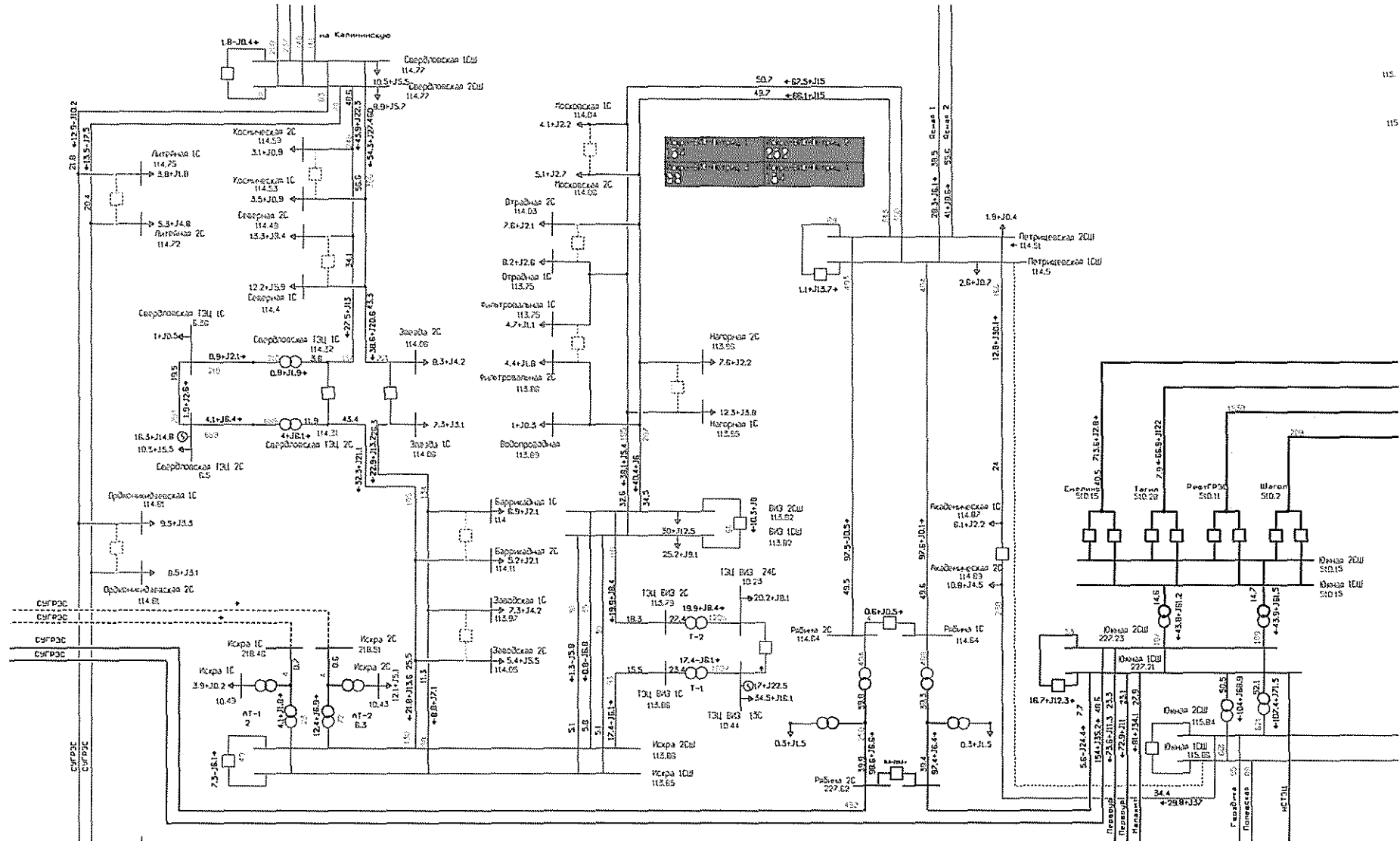


Рис. 52. Район ПС 220 кВ Искра. Летний максимум нагрузки 2013 года.
Ремонт ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 1(2). Аварийное отключение ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Искра 2(1) с учётом мероприятий
схемно-режимного характера

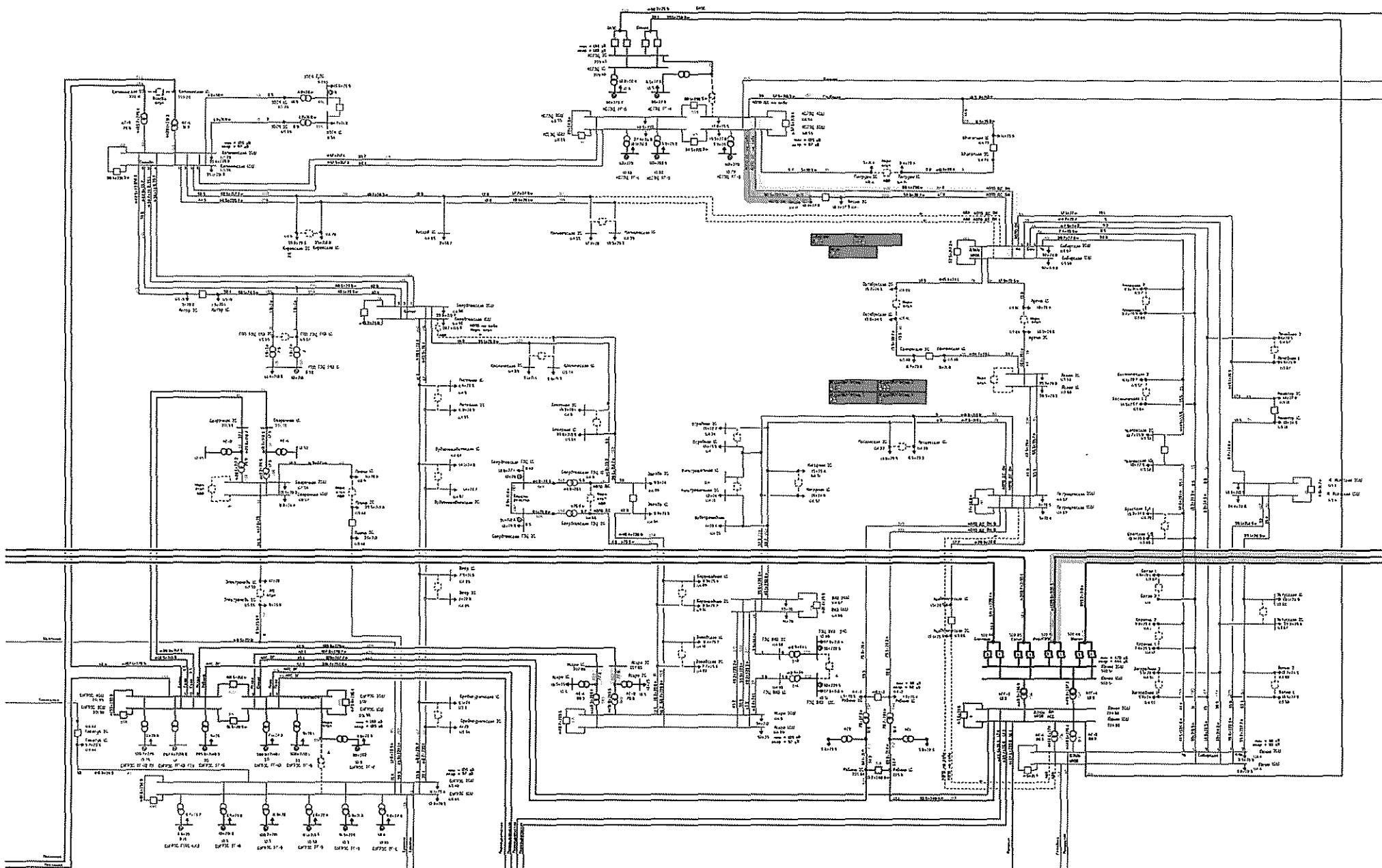


Рис. 53. Район ПС 110 кВ Сибирская. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Нормальная схема

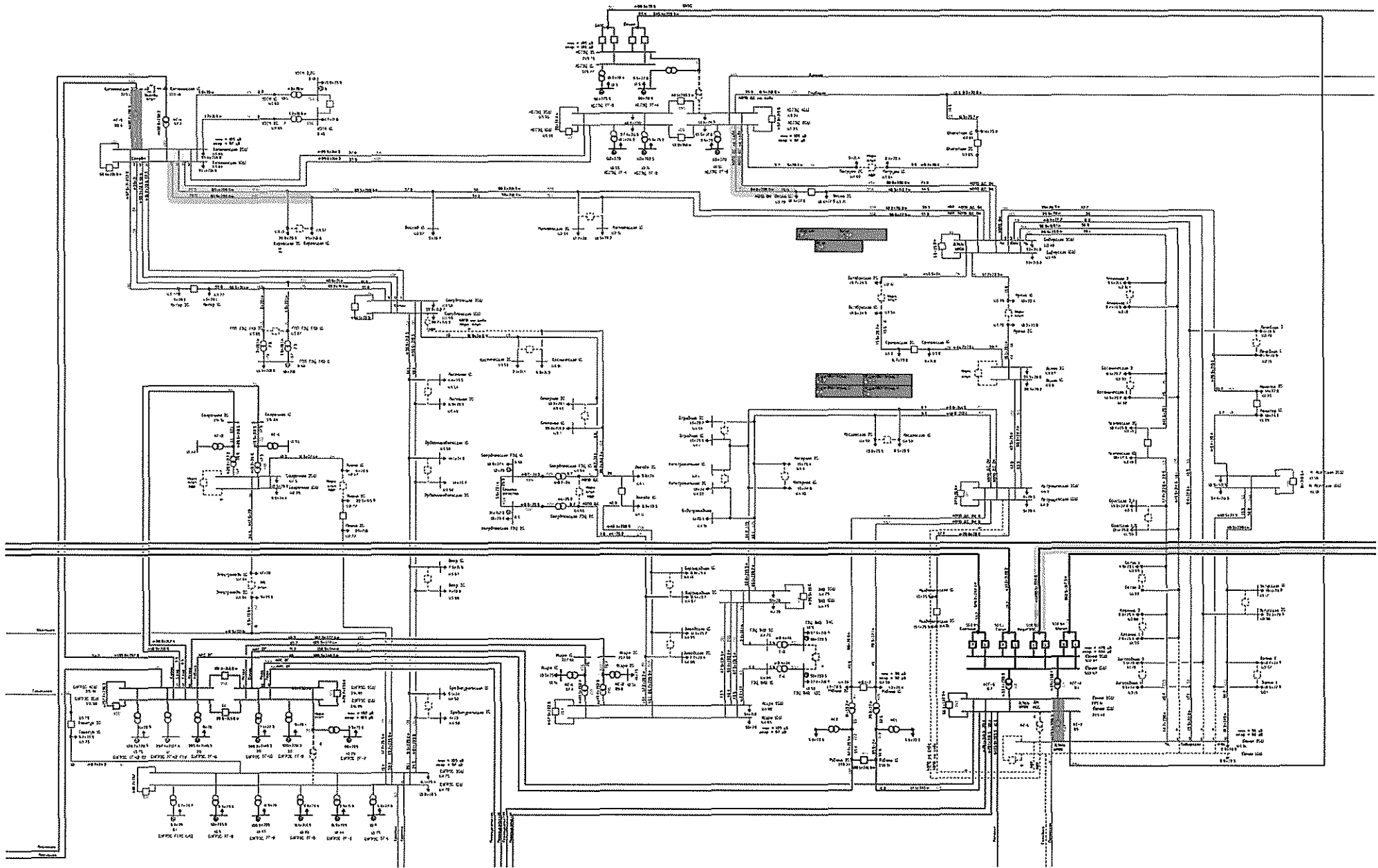


Рис. 54. Район ПС 110 кВ Сибирская. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.

Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Южная после работы ПА

Для разгрузки КС «НКЮ» и «Ксиб» потребуется выполнить мероприятия по переносу части нагрузки и секционированию электрической сети.

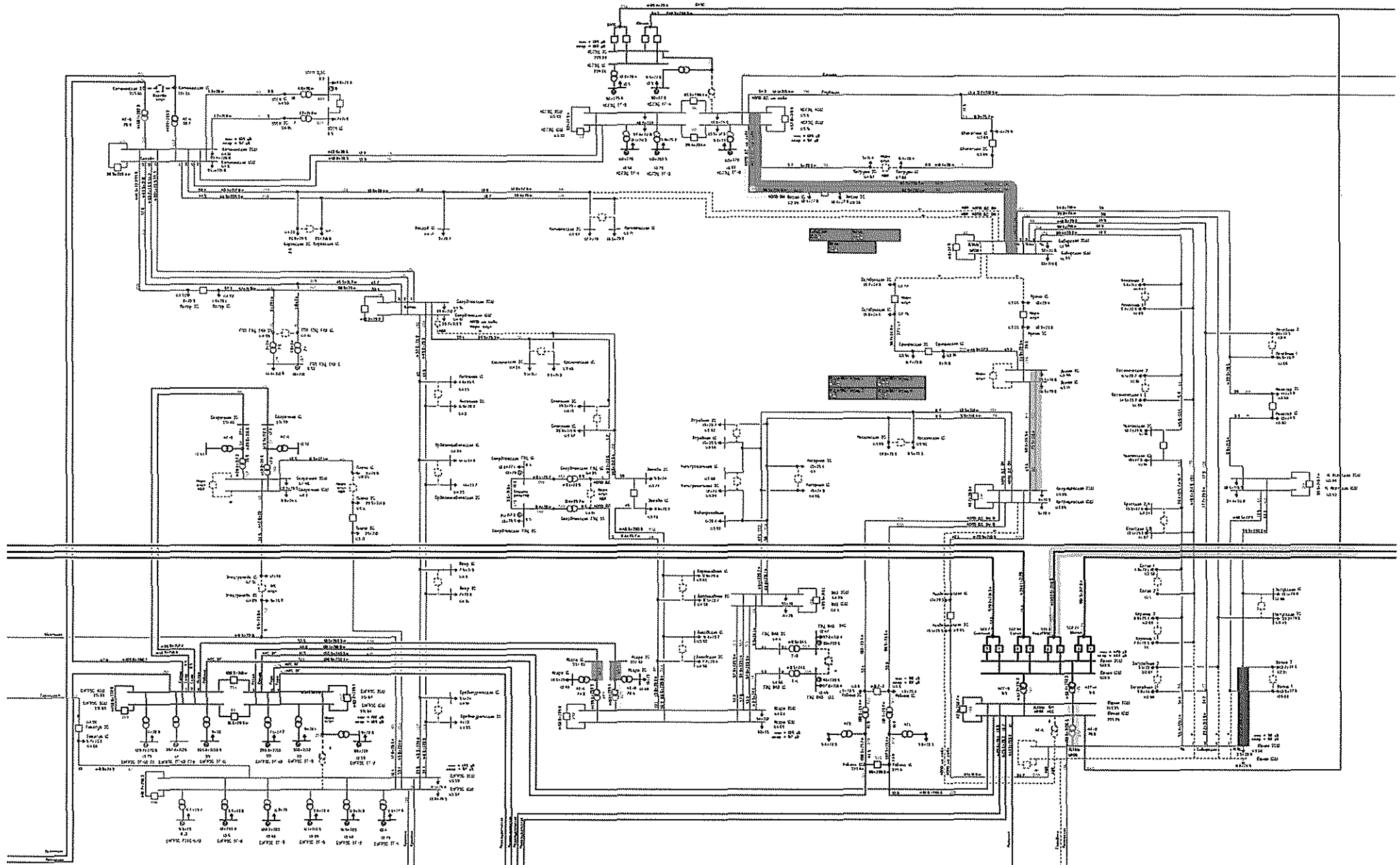


Рис. 55. Район ПС 110 кВ Сибирская. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
 Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Южная с учётом мероприятий схемно-режимного характера

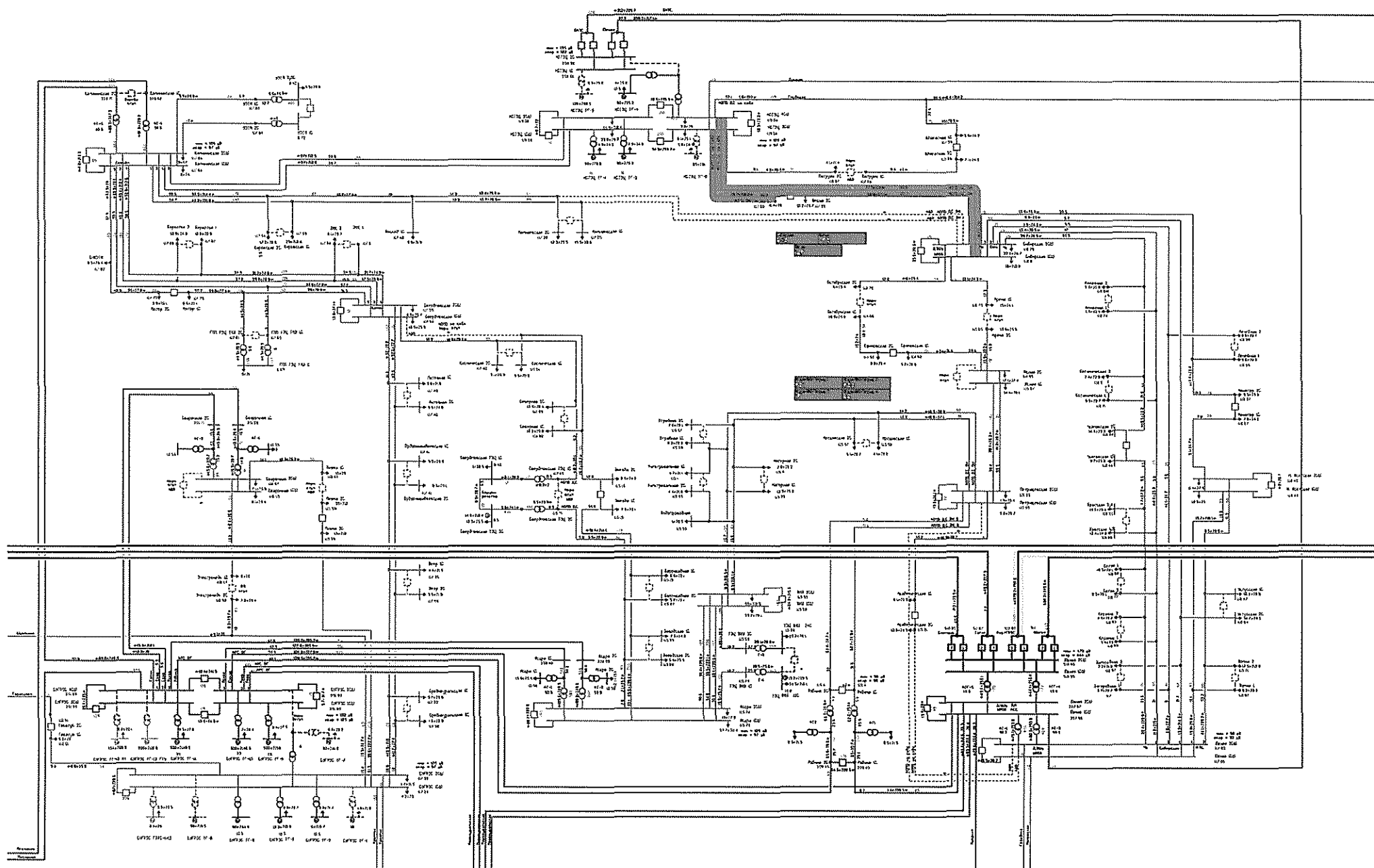


Рис. 56. Район ПС 110 кВ Сибирская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Нормальная схема

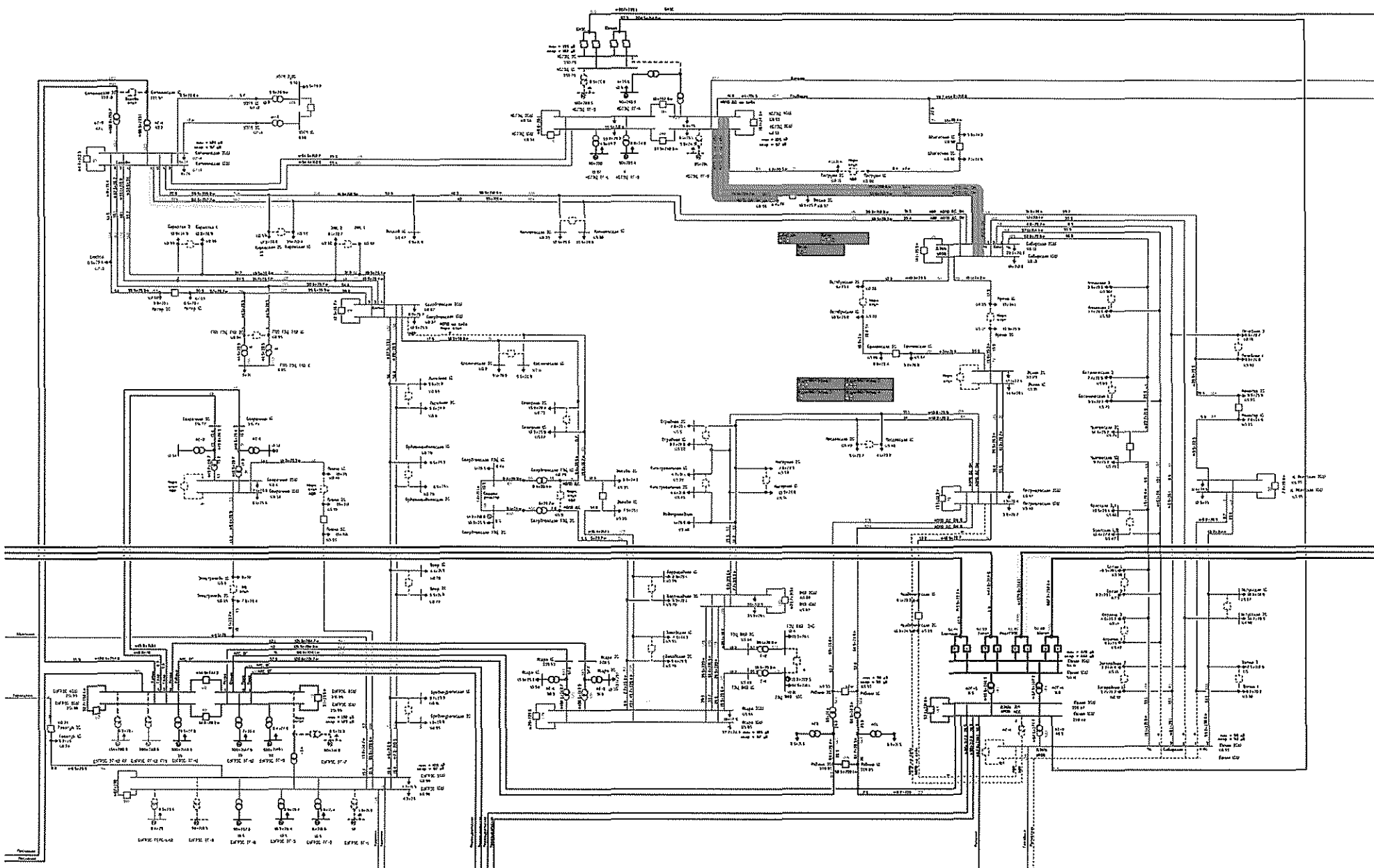


Рис. 57. Район ПС 110 кВ Сибирская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Отключение 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная
 Для разгрузки КС «НКЮ» и «КСиб» потребуется выполнить мероприятия по переносу части нагрузки и секционированию электрической сети, разгрузке генераторов НСТЭЦ.

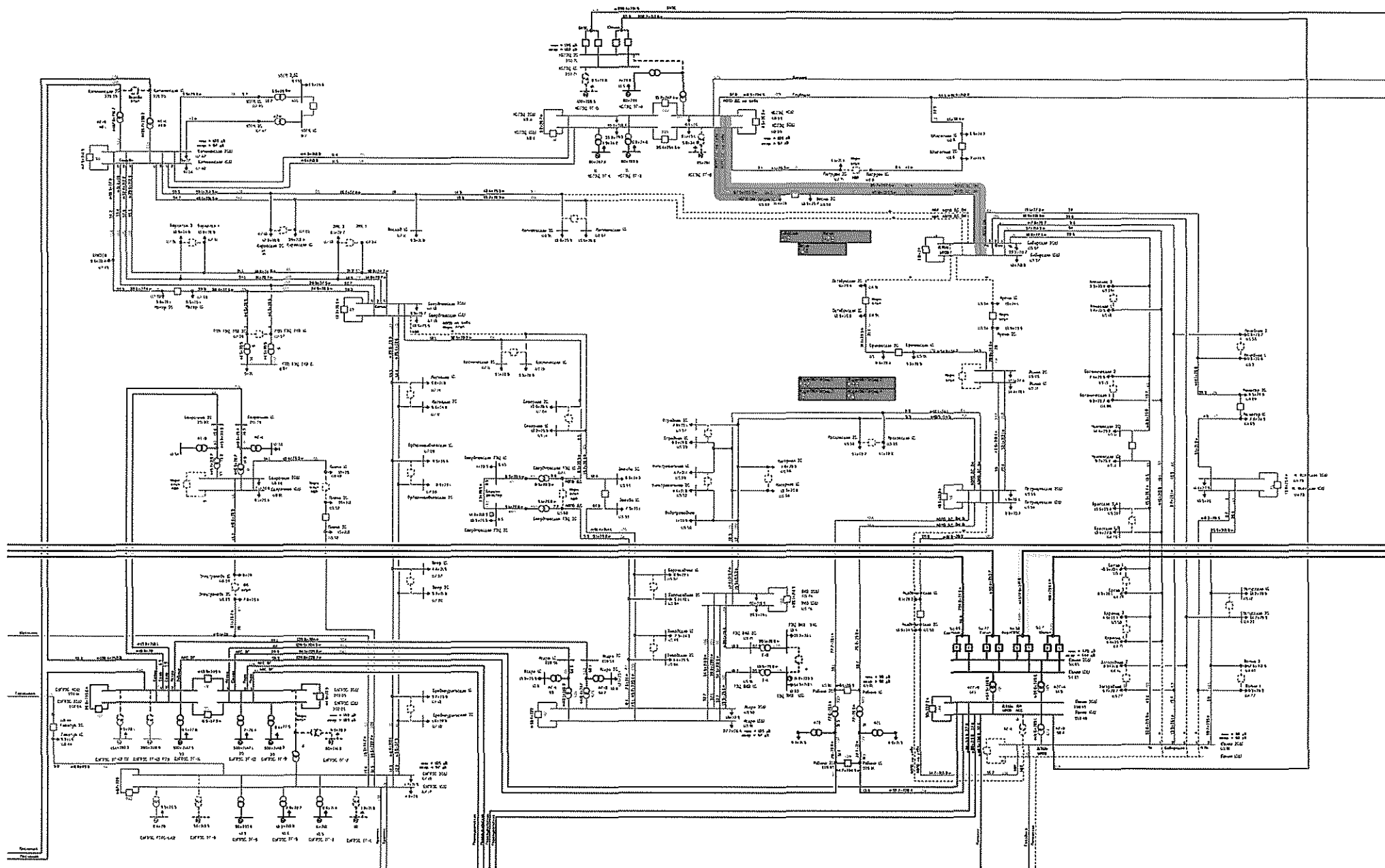


Рис. 58. Район ПС 110 кВ Сибирская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Отключение 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная с учётом мероприятий схемно-режимного характера

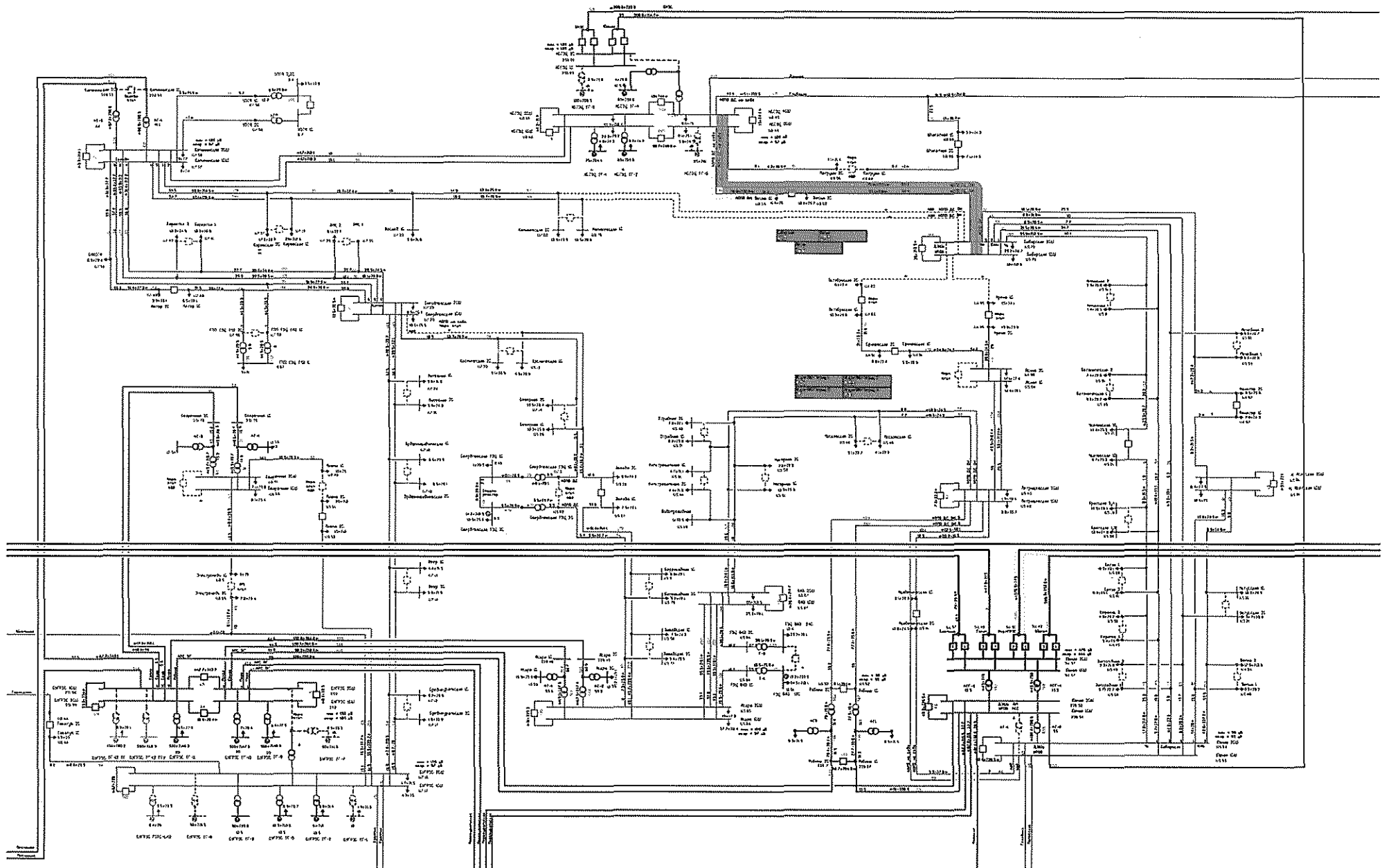


Рис. 59. Район ПС 110 кВ Сибирская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года. Ремонт АТ1 ПС 500 кВ Южная

До начала ремонта АТ1 на ПС 500 кВ выполнены мероприятия по переносу части нагрузки и секционированию электрической сети, разгрузке генераторов НСТЭЦ.

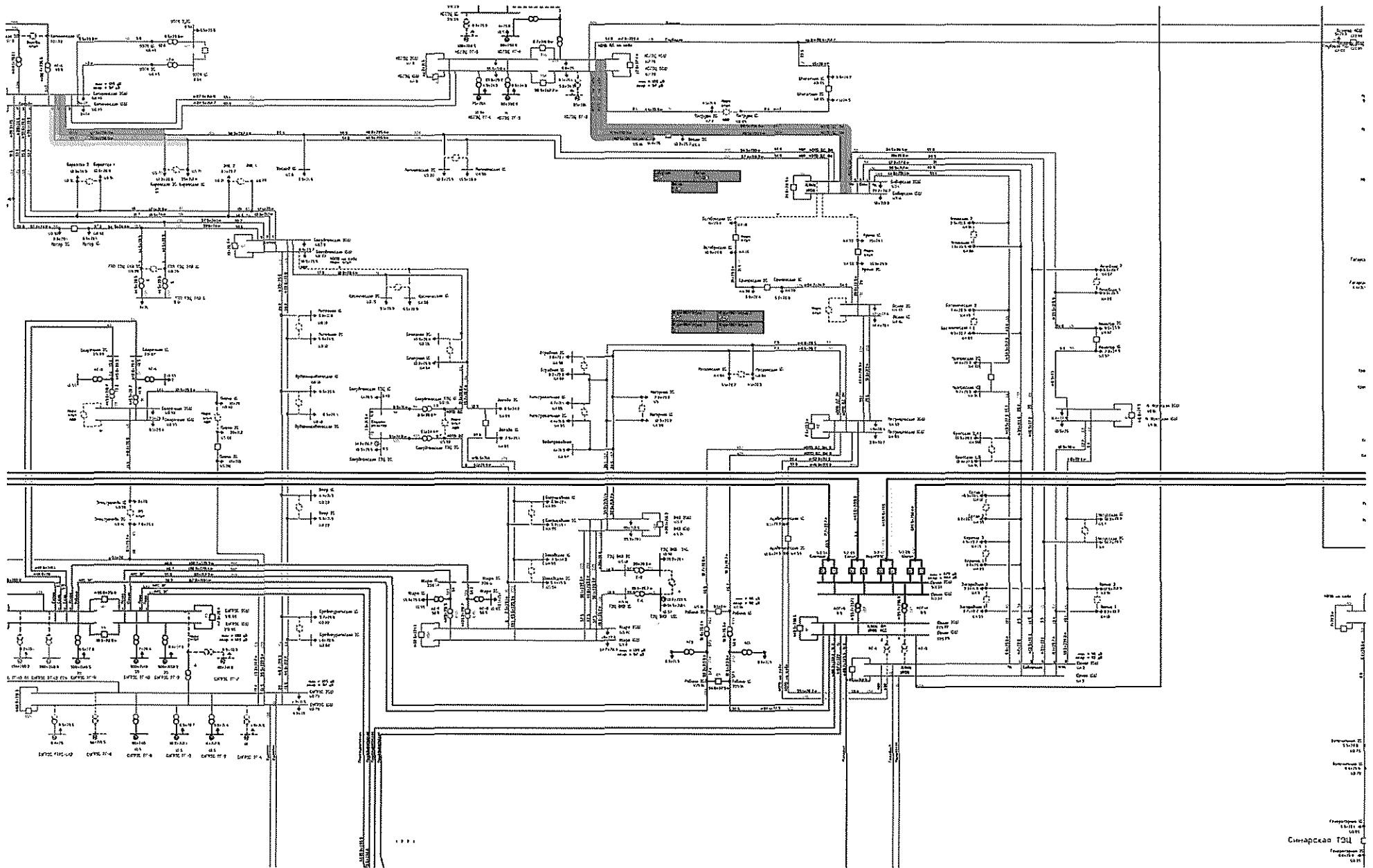


Рис. 60. Район ПС 110 кВ Сибирская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Ремонт АТ1 ПС 500 кВ Южная, аварийное отключение АТ2 на ПС 500 кВ Южная после работы ПА

Для разгрузки КС «ЮСН» требуется ввод 17 МВт ГВО.

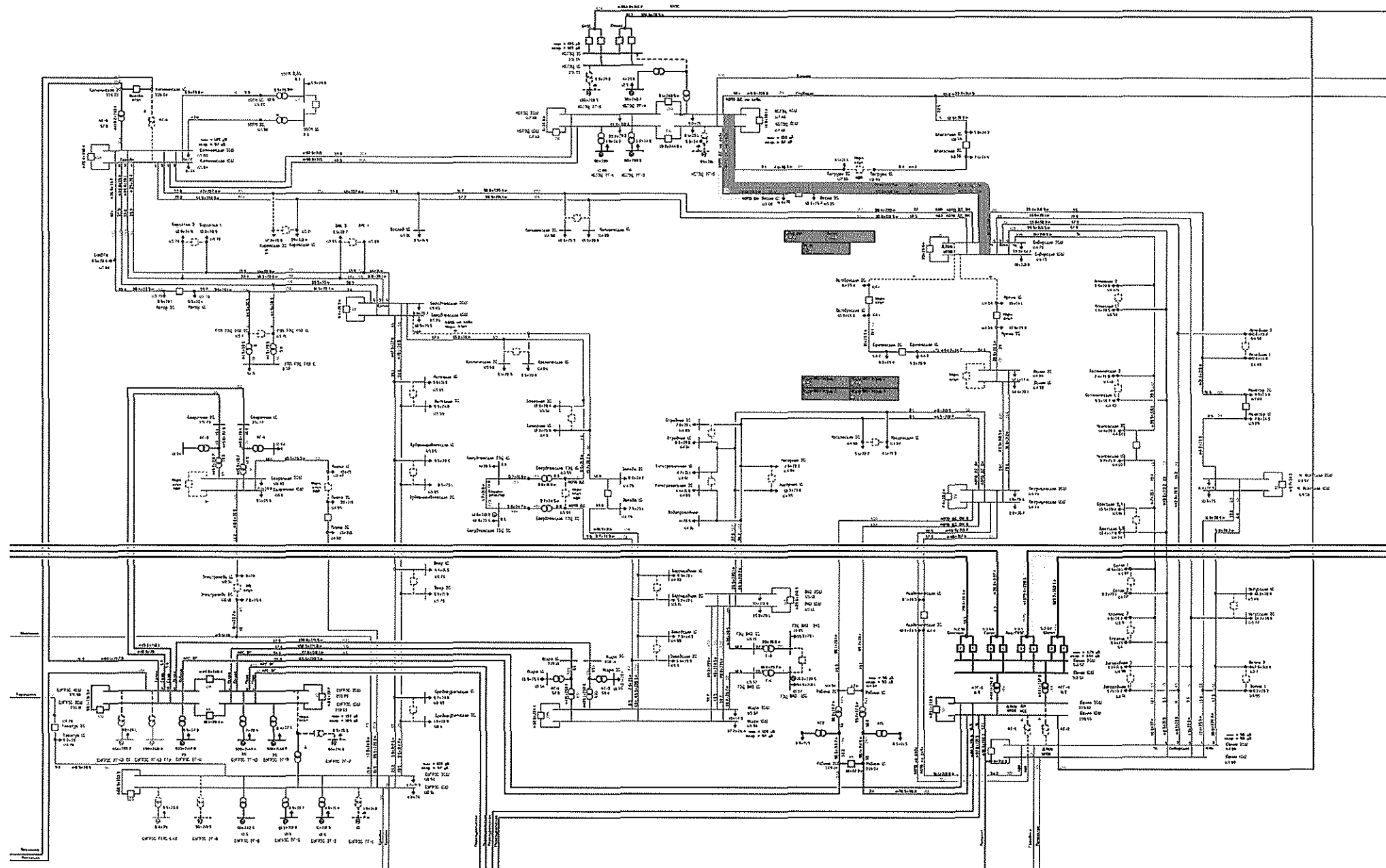


Рис. 61. Район ПС 110 кВ Сибирская. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Ремонт АТ1 ПС 500 кВ Южная, аварийное отключение АТ2 на ПС 500 кВ Южная после ввода ГВО

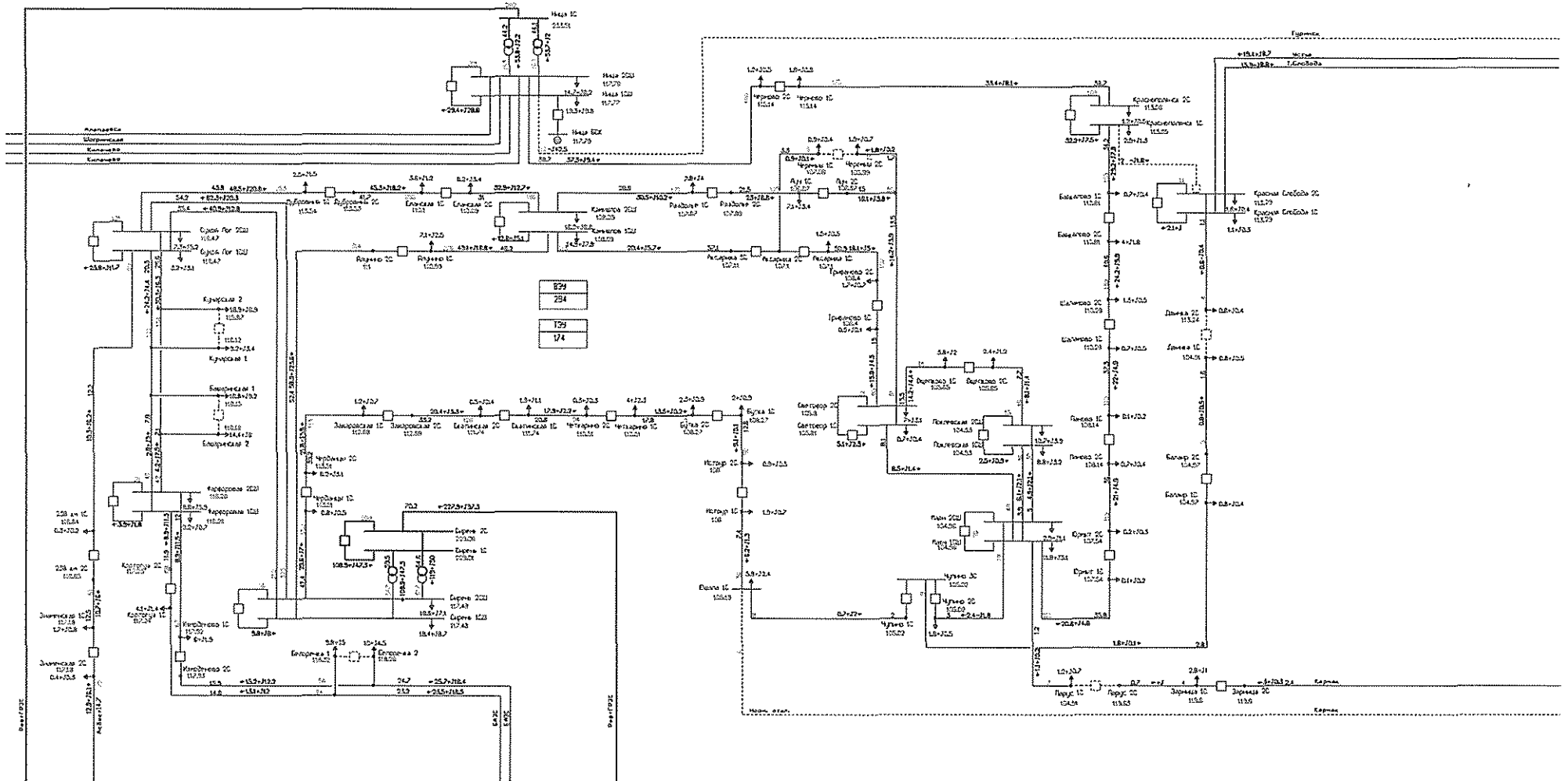


Рис. 62. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Нормальная схема

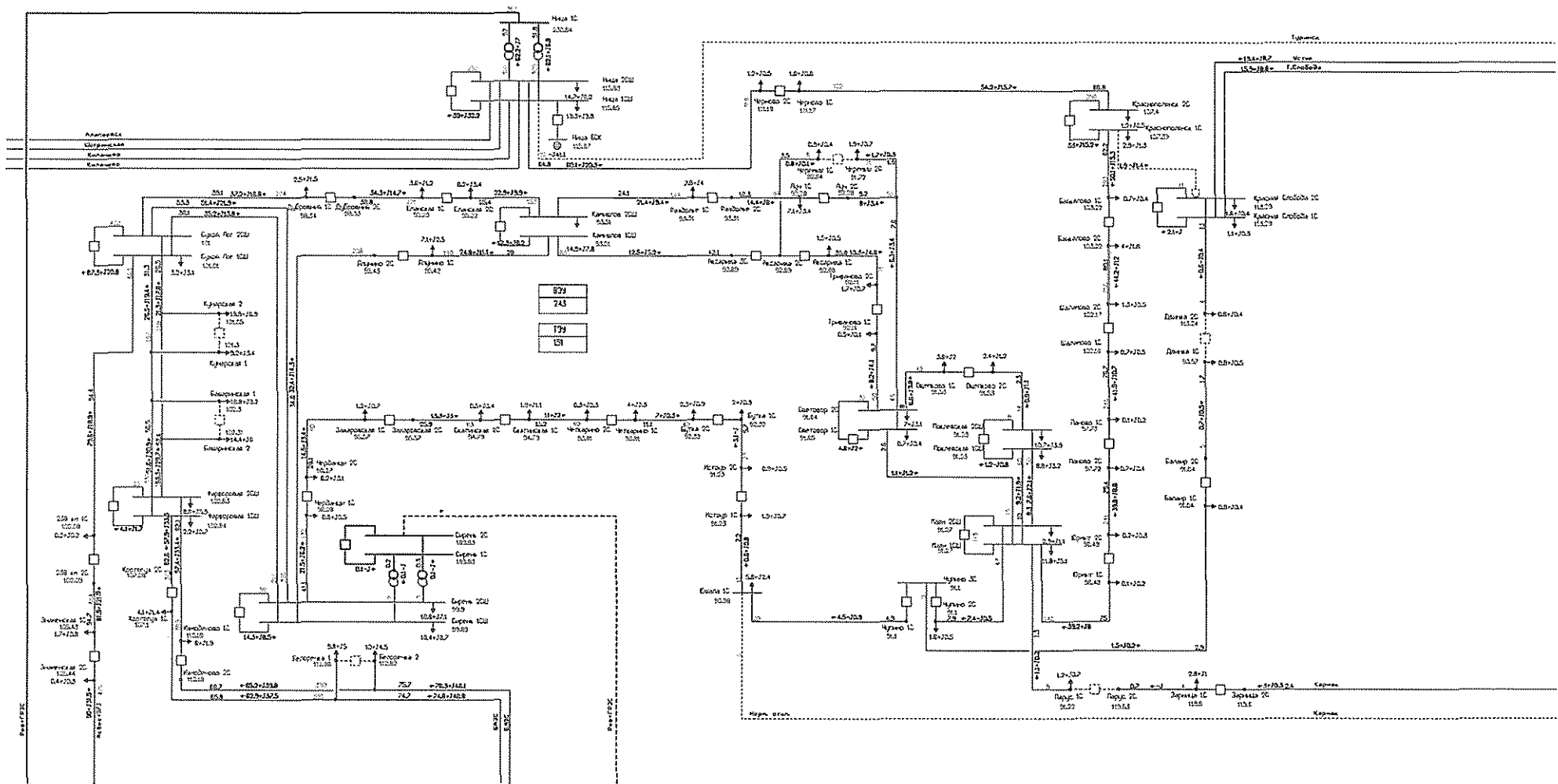


Рис. 63. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.

Аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень после работы ПА

В связи с перегрузкой КС «ВЭУ» необходимо замыкание транзитов 110 кВ с Тюменской энергосистемой или ввод ГВО.

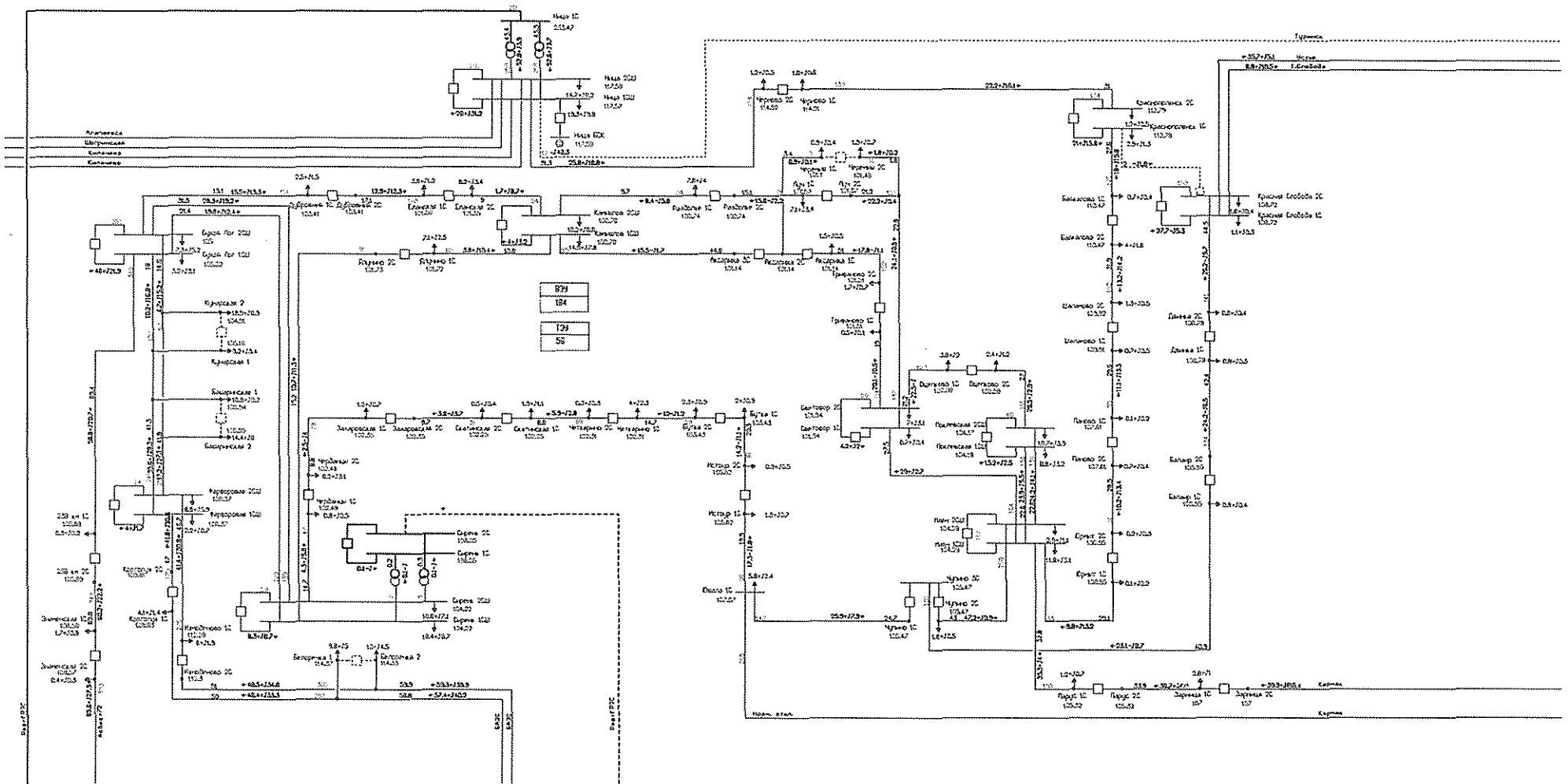
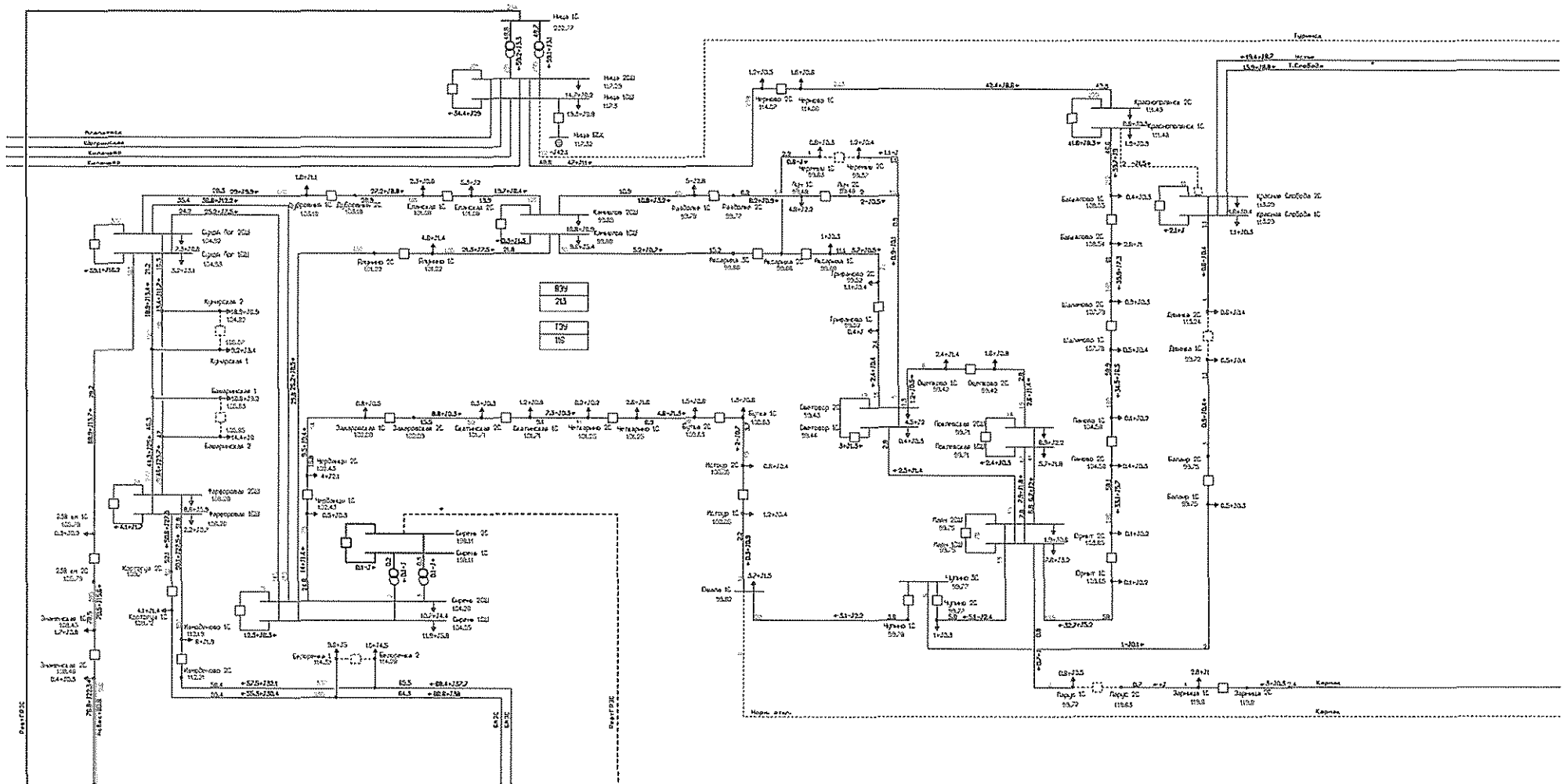
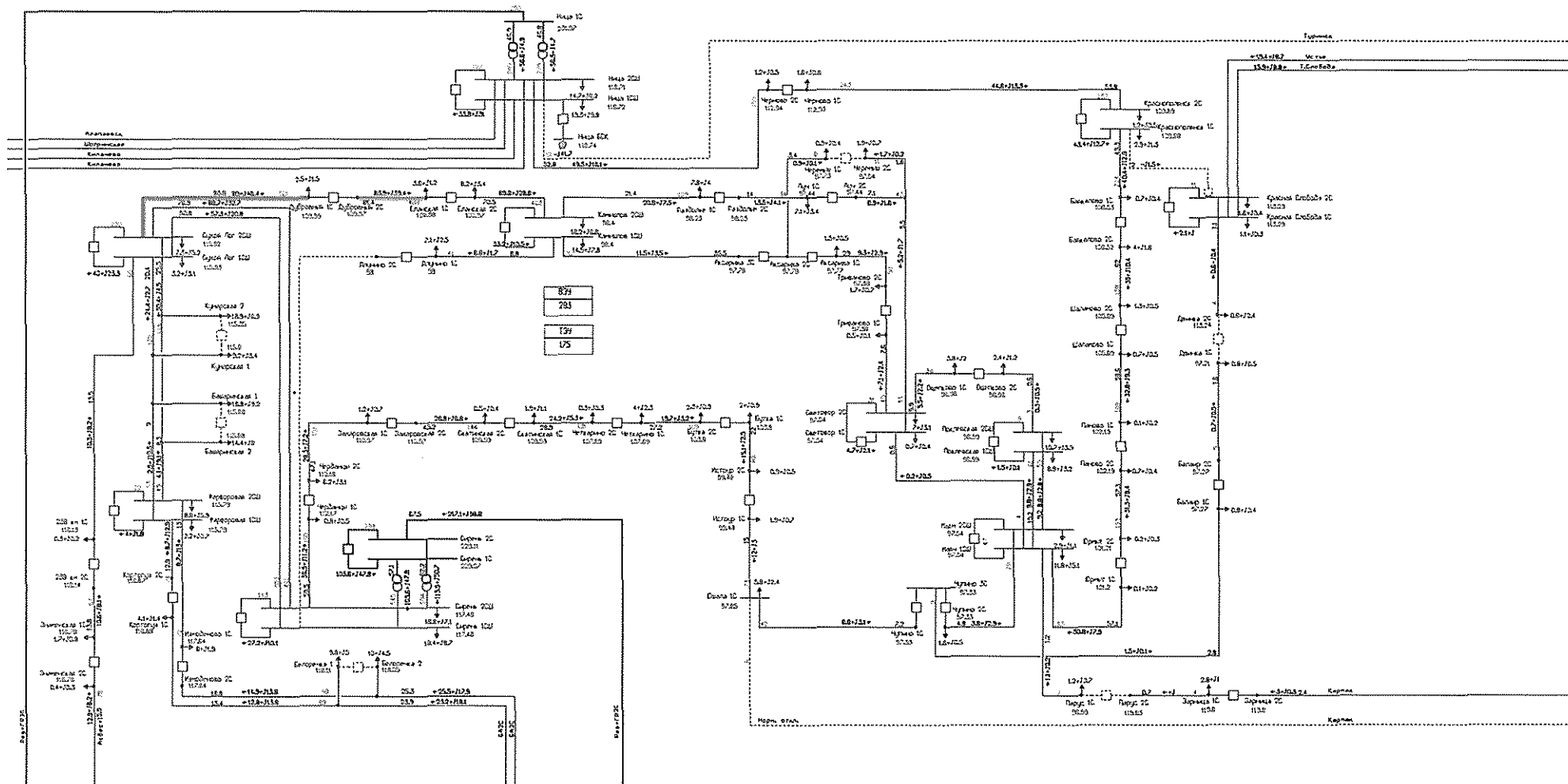


Рис. 64. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень после замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области и включения потребителей, отключенных от АОПО ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог



**Рис.65. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень после ввода ГВО и включения потребителей, отключенных от
АОПО ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог**



**Рис. 66. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.
Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино**

В связи с перегрузкой КС «ТЭУ» необходимо замыкание транзитов 110 кВ с Тюменской энергосистемой или ввод ГВО.

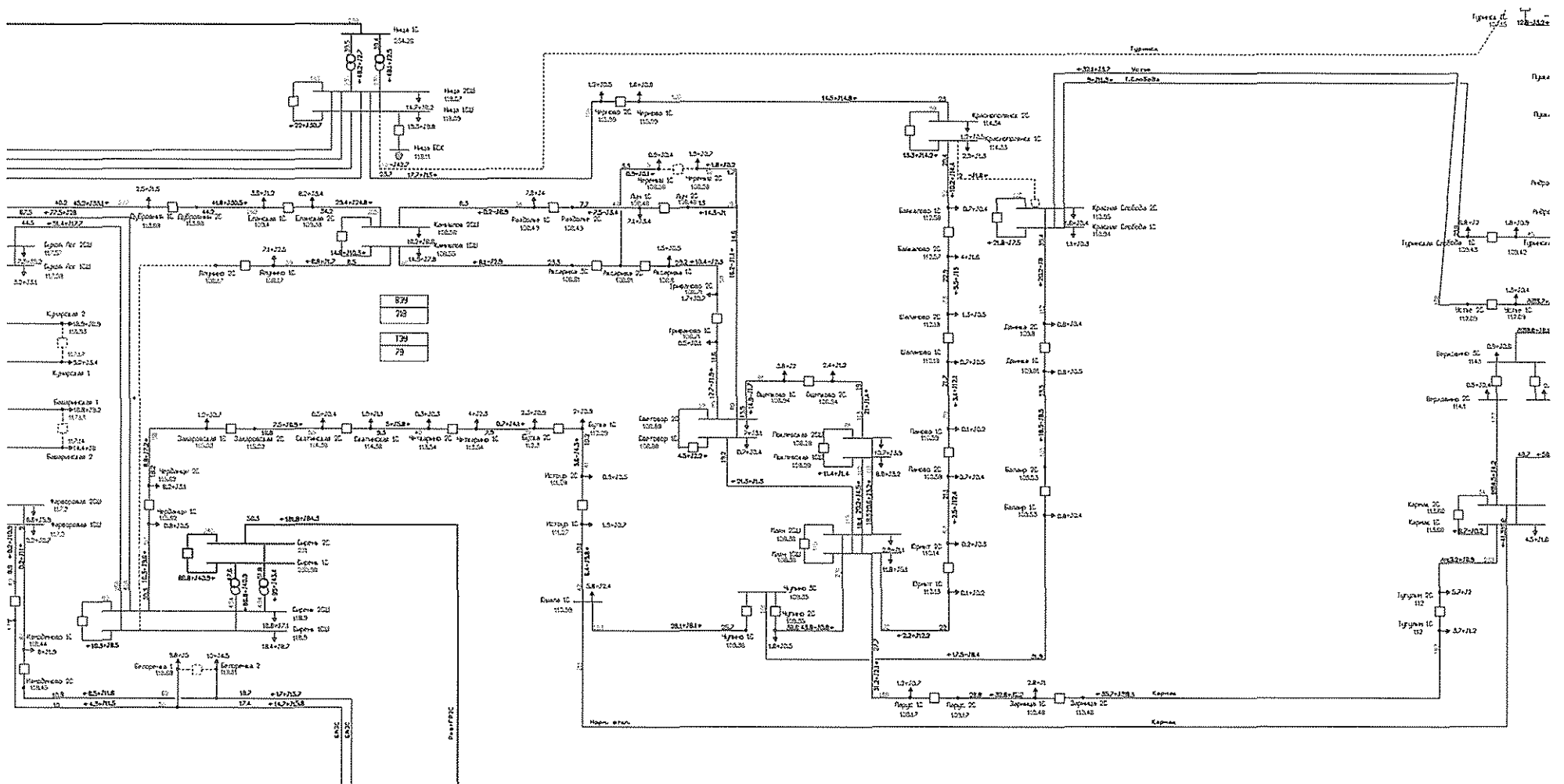


Рис. 67. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЭП 2013-2014 годов. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино после замыкания транзитов с энергосистемой Тюменской области

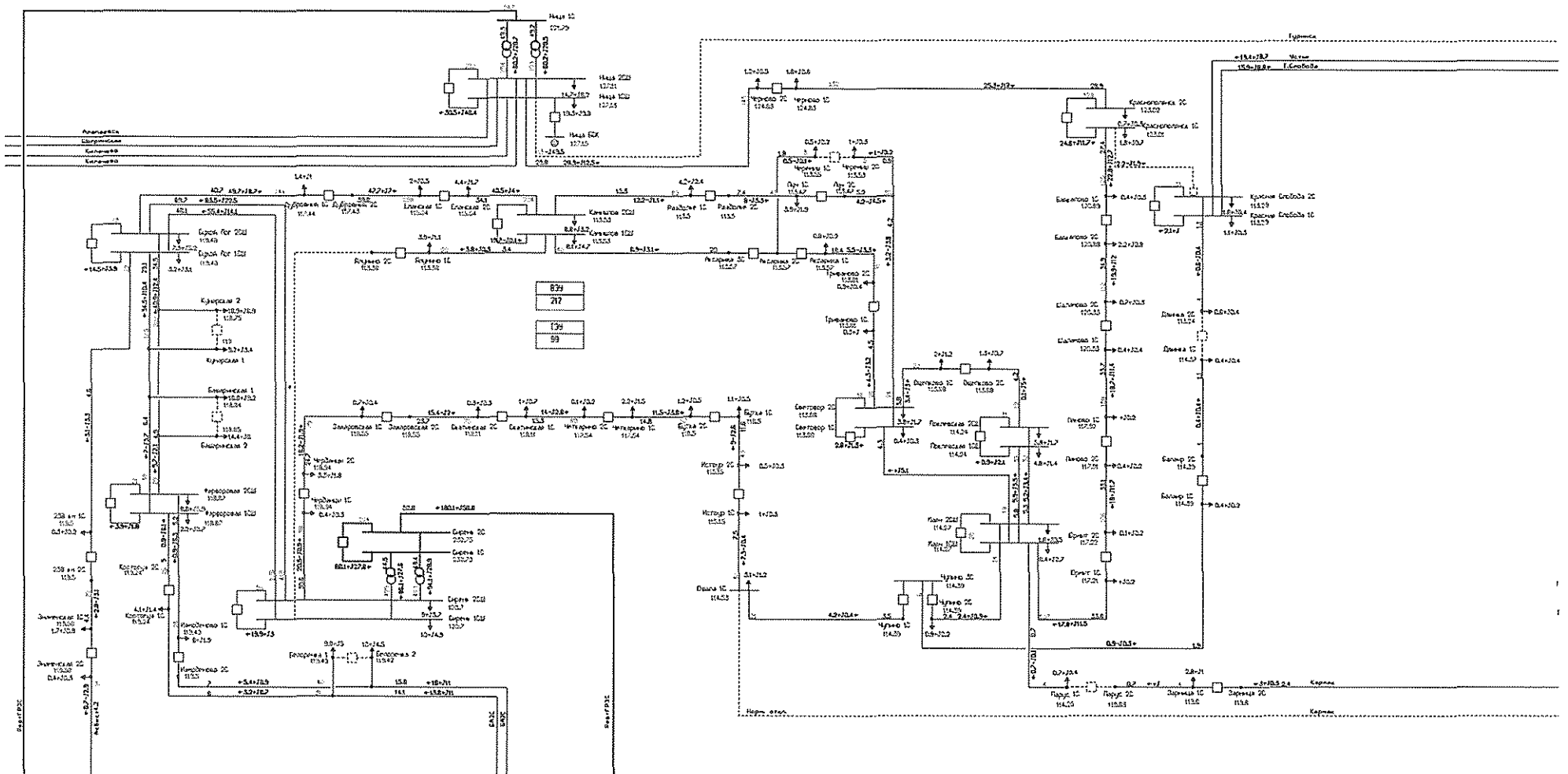
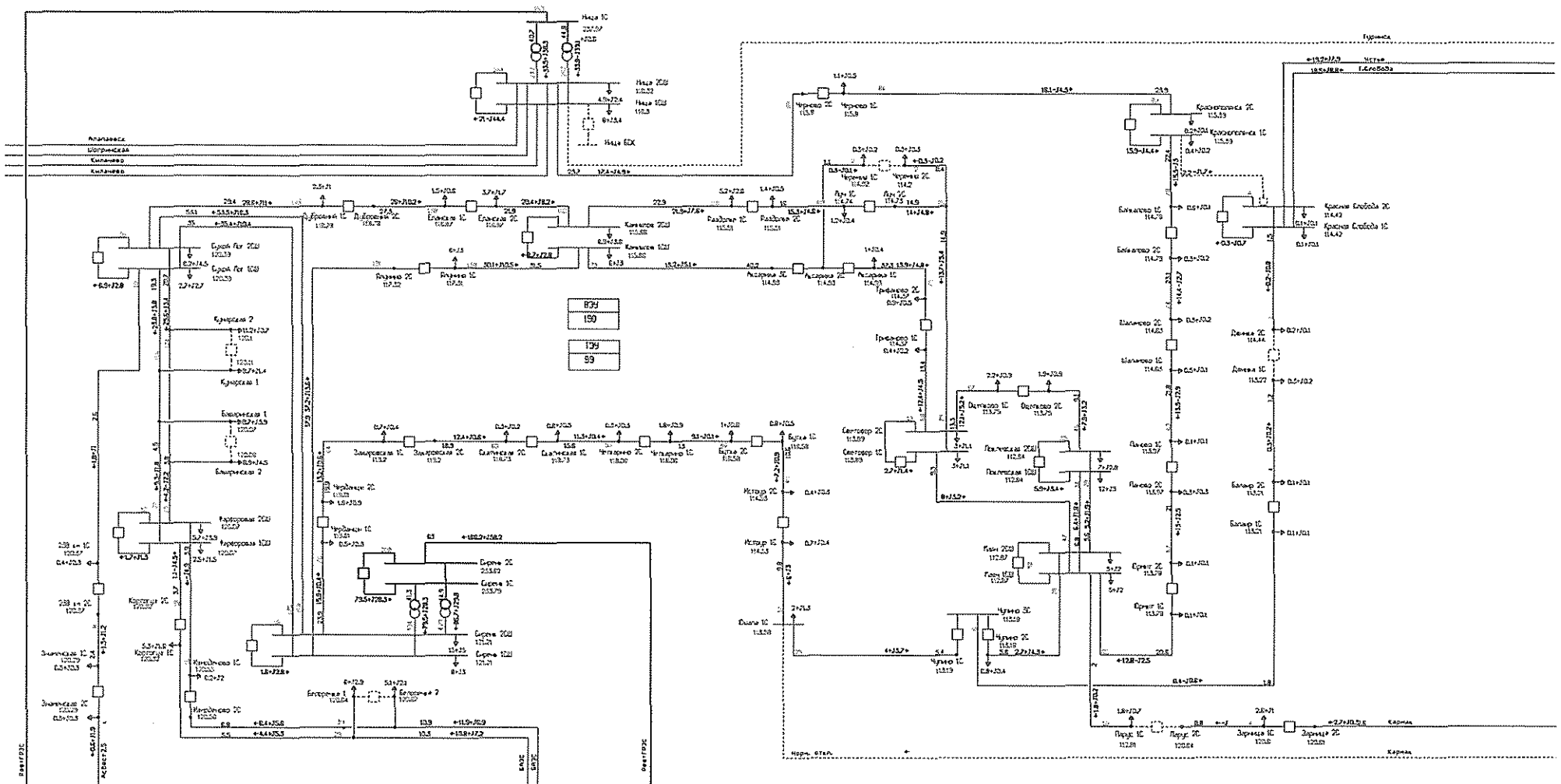
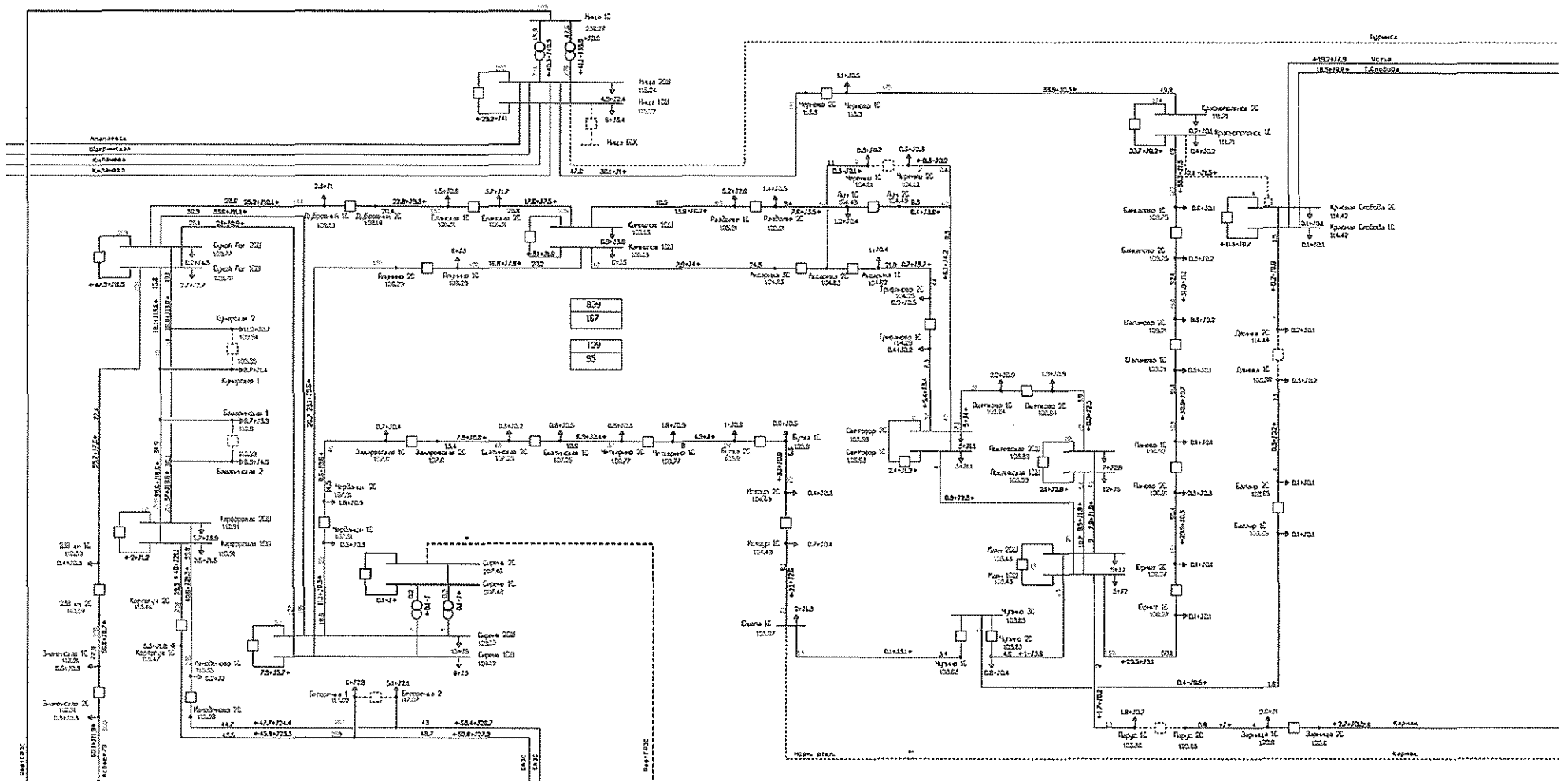


Рис. 68. Восточный энергоузел. Зимний максимум нагрузки ОЗП 2013-2014 годов.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино после ввода ГВО с учётом мероприятий схемно-режимного характера



**Рис. 69. Восточный энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Нормальная схема**



**Рис. 70. Восточный энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень**

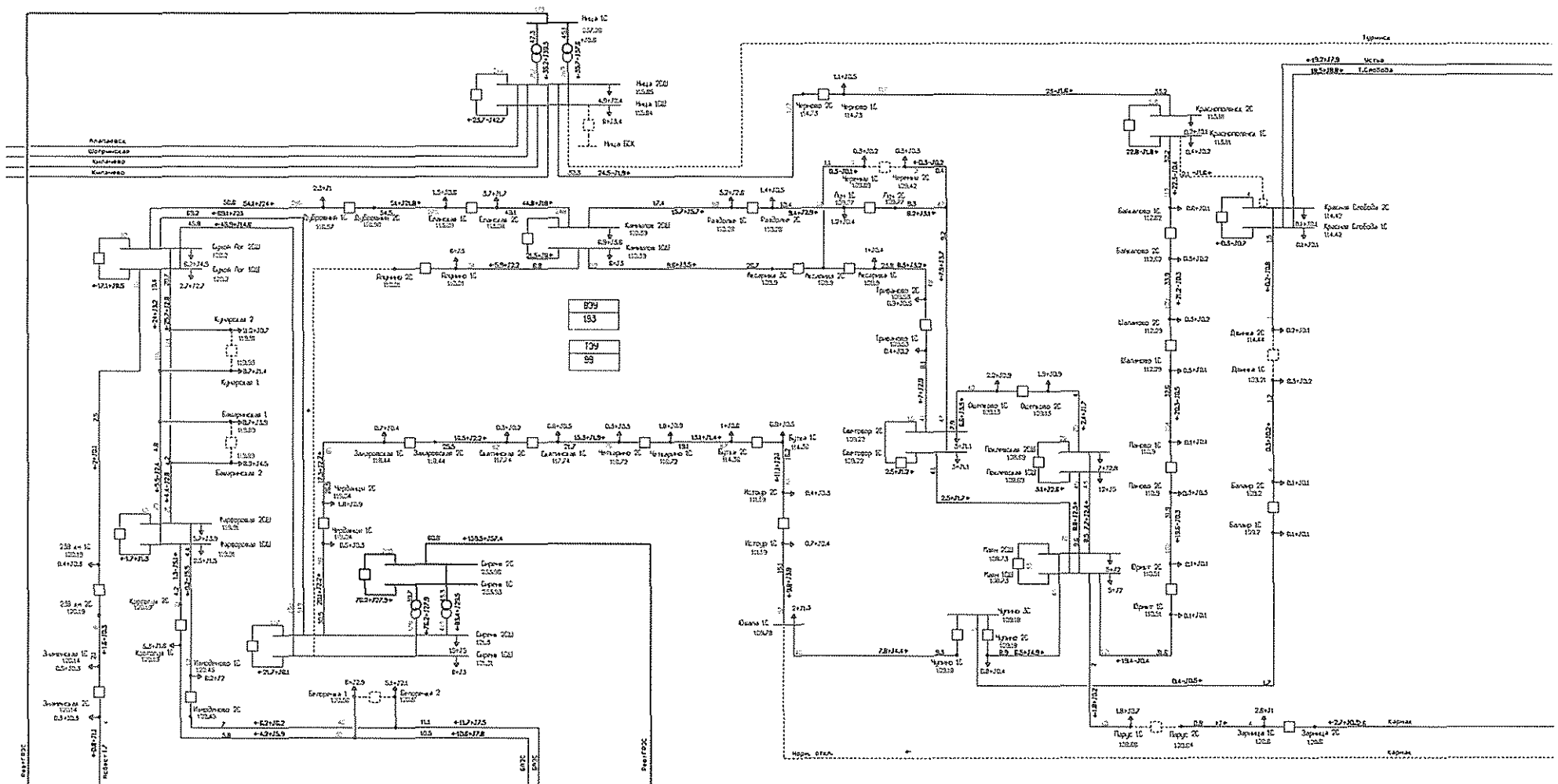
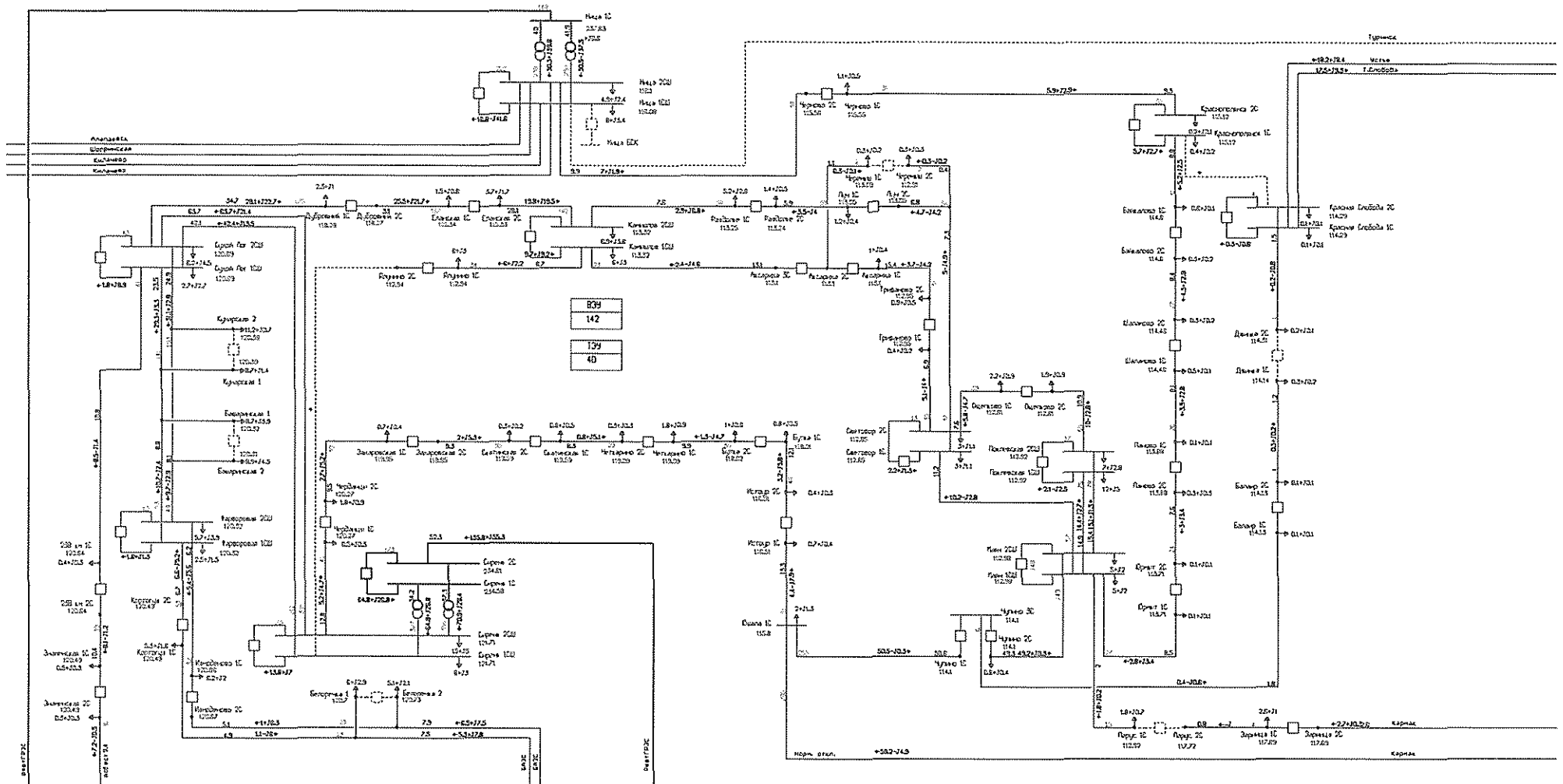


Рис. 71. Восточный энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино

В связи с перегрузкой КС «ТЭУ» необходимо замыкание транзитов 110 кВ с Тюменской энергосистемой или ввод ГВО.



**Рис. 72. Восточный энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.
Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино при замыкании транзитов с Тюменской энергосистемой**

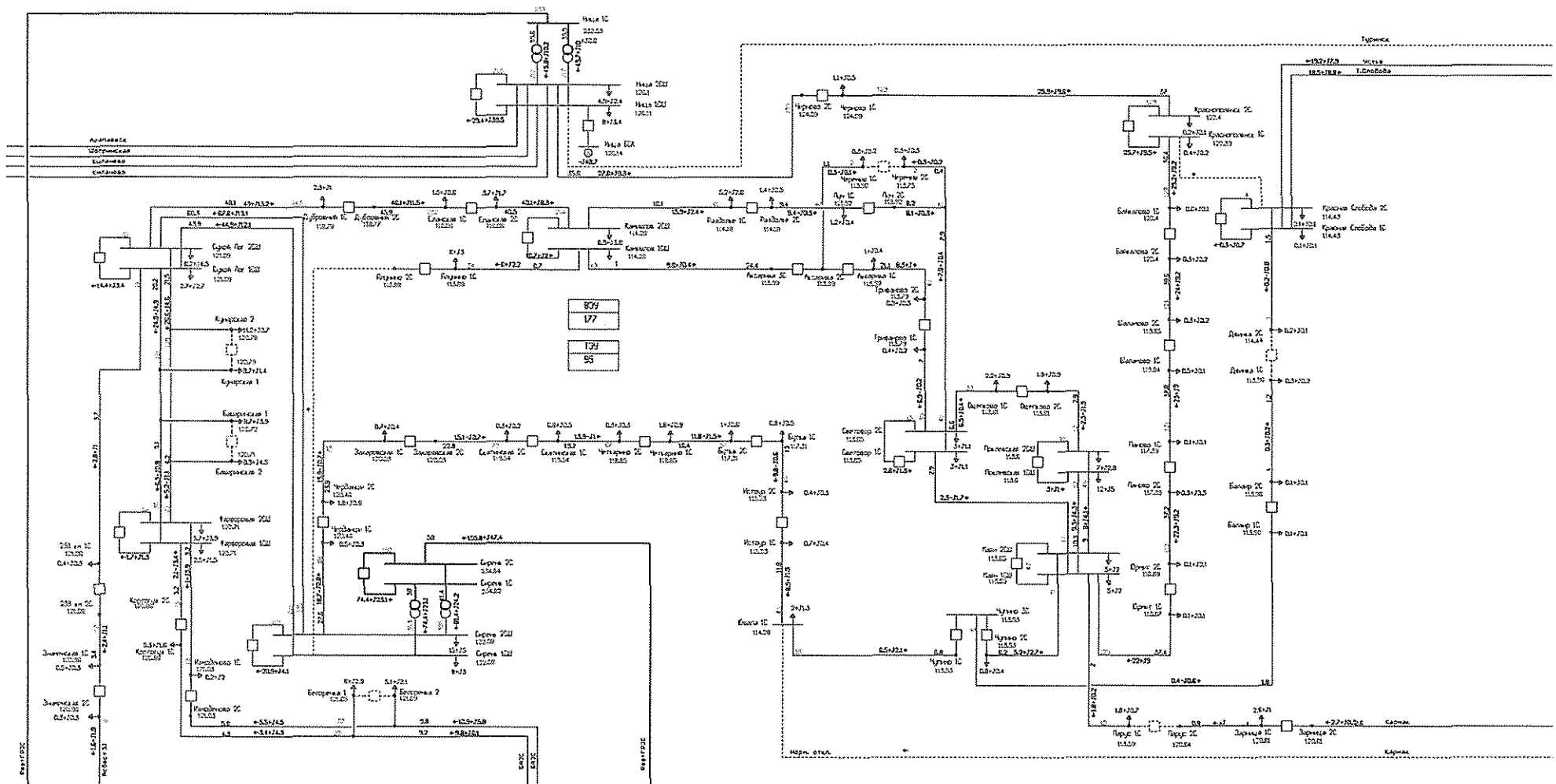


Рис. 73. Восточный энергоузел. Летний максимум нагрузки лета 2013 года.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино после ввода ГВО с учётом мероприятий схемно-режимного характера

Анализ СРС и эффективности реализации мероприятий по ликвидации «узких мест» энергосистемы по фактическим показателям

Год	Характерный период	Схема сети	Наименование контролируемого сечения	Потребление энергорайона (МВт)	Генерация энергорайона с выделением по станциям МДП/АДП в ИР (МВт)	До выполнения мероприятий						С учетом выполнения мероприятий						Примечание	
						Возмущение	МДП/АДП в ПАСх (МВт)	Прогнозный переток в КС ИР/ПАСх (МВт)	Объем ГАО в ПАСх (МВт)	Критерий определения МДП/АДП в ИР/ПАСх	Описание мероприятий	МДП/АДП в ИР (МВт)	Возмущение	МДП/АДП в ПАСх (МВт)	Прогнозный переток в КС ИР/ПАСх (МВт)	Объем ГАО в ПАСх (МВт)	Критерий определения МДП/АДП в ИР/ПАСх		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Полевской энергоузел																			
2013-2014 (факт)	зима	нормальная схема	КС1 – КС «Полевской энергоузел» - КС2 – КС «Первоуральская-Дегтярка»	225	0	КС1 311 /480 КС2 100 /160	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	КС1 227 /287 КС2 100 /160	КС1 262 /210 КС2 72 /98	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная или ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная. 2. Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-Полевская, установленными на ПС 110 кВ Полевская. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская.	КС1 363 /448 КС2 100 /160	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	КС1 269 /320 КС2 100 /160	КС1 262 /210 КС2 72 /98	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2 в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013 (факт)	лето	нормальная схема	КС1 – КС «Полевской энергоузел» - КС2 – КС «Первоуральская-Дегтярка»	170	0	КС1 281 /407 КС2 75 /130	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	КС1 170 /226 КС2 75 /130	КС1 205 /163 КС2 53 /75	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная или ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная. 2. Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-Полевская, установленными на ПС 110 кВ Полевская. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская.	КС1 284 /410 КС2 75 /130	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	КС1 200 /255 КС2 75 /130	КС1 205 /163 КС2 53 /75	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2 в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	
2013 (факт)	лето	ремонт ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	КС1 – КС «Полевской энергоузел» - КС2 – КС «Первоуральская-Дегтярка»	170	0	КС1 170 /226 КС2 75 /130	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная	КС1 102 /155 КС2 75 /130	КС1 163 /102 КС2 75 /60	60	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная или ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная. 2. Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-Полевская, установленными на ПС 110 кВ Полевская. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская.	КС1 200 /255 КС2 75 /130	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная	КС1 140 /167 КС2 75 /130	КС1 163 /122 КС2 75 /62	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС Мраморная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка -Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Район ПС 220 кВ Первоуральская																			
зима	нормальная схема	КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» КС2 - «СУГРЭС-Хромпик» КС3 - «Район ПС Первоуральская»	402	36	КС1 -/ КС2 134 /170 КС3 -/	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 315 /375 КС2 134 /170 КС3 -/	КС1 - /315 КС2 123 /130 КС3 -/	0	Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).	1. Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2. 2. Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС и на ПС 110 кВ Хромпик. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на ОН. 4. Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская. 5. Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН.	КС1 -/ КС2 161 /208 КС3 -/	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 375 /375 КС2 161 /208 КС3 -/	КС1 -/350 КС2 123 /127 КС3 -/	0	Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).		
лето	нормальная схема	КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» КС2 - «СУГРЭС-Хромпик» КС3 - «Район ПС Первоуральская»	339	9,6	КС1 -/ КС2 96 /135 КС3 -/	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 285 /375 КС2 96 /135 КС3 -/	КС1 -/ 285 КС2 64 /72 КС3 -/	0	Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).	1. Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2. 2. Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС и на ПС 110 кВ Хромпик. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на ОН. 4. Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская. 5. Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН.	КС1 -/ КС2 161 /208 КС3 -/	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 375 /375 КС2 16 /120 КС3 8 /8 КС3 -/	КС1 - /334 КС2 64 /83 КС3 -/	0	Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).		

2013-2014 (факт)

2013 (факт)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
2013 (факт)	лето	ремонт АТ2 ПС 220 кВ Первоураль- ская	КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» КС2 - «СУГРЭС- Хромпик» КС3 - «Район ПС Первоуральская»	339	9,6	КС1 285 /375 КС2 96 /135 КС3 -/	аварийное отключение АТЗ ПС 220 кВ Первоураль- ская	КС1 -/	КС1 285 /-	155	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТЗ ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 2(1). Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 1(2) в ПАР при отключении АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.	1. Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2. 2. Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС и на ПС 110 кВ Хромпик. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на ОН. 4. Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская. 5. Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН.	КС1 375 /375 КС2 161 /208 КС3 -/	аварийное отключение АТЗ ПС 220 кВ Первоураль- ская	КС1 -/	КС1 285 /-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТЗ ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС- Хромпик 2(1). Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.	КС1 310/ 310 КС3 -/	КС1 285 /-	КС1 285 /-	0

Юго-Западный энергорайон

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
2013-2014 (факт)	зима	нормальная схема	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	193	0	КС1 108 /163 КС2 -/	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино- Первоураль- ская	КС1 72 /86	КС1 98 /65	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти- Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3. Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 125 /163 КС2 -/	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино- Первоураль- ская	КС1 80 /86	КС1 98 /65	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино- Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	КС2 -/	КС1 80 /86	КС1 98 /65	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013 (факт)	лето	нормальная схема	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	124	0	КС1 84 /130 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	КС1 48 /66 КС2 -/-	КС1 50 /40 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3. Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 104 /130 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	КС1 65 /66 КС2 -/-	КС1 50 /40 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	
2013 (факт)	лето	ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	124	0	КС1 48 /66 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная	КС1 30 /65 КС2 -/-	КС1 40 /29 КС2 -/-	21	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Ирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3. Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 65 /66 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная	КС1 43 /66 КС2 -/-	КС1 40 /43 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Ирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013 (факт)	лето	ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	124	0	КС1 48 /66 КС2 - /-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Н.Серги - Первоуральская	КС1 - /- КС2 63 /110	КС1 40 /- КС2 - /63	5	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги - Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Продольная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги - Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Манчаж в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Уфимка. Критерий АДП КС2 в ПАСХ: 10 процентный запас по U на ПС 110 кВ Н.Серги (ПС 110 кВ Дидино) в ПАСХ.	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3. Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 65 /66 КС2 - /-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Н.Серги - Первоуральская	КС1 - /- КС2 68/10	КС1 40 /- КС2 - /68	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги - Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емельино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги - Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСХ: 10процентный запас по U на ПС 110 кВ Н.Серги (ПС 110 кВ Дидино) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Манчаж. Критерий АДП КС2 в ПАСХ: 10 процентный запас по U на ПС 110 кВ Н.Серги (ПС 110 кВ Дидино) в ПАСХ.	
Качканарский энергоузел																			
2013-2014 (факт)	зима	нормальная схема	КС1 - КС «КачЭУ № 1» КС3 - КС «КачЭУ № 3»	507		КС1 430 /430 КС3 - /-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КС1 - /- КС3 300 /400	КС1 242 /- КС3 - /299	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь.	1. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 2. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 3. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая. 4. Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ПС 220 кВ Острая.	КС1 430 /430 КС3 - /-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КС1 - /- КС3 414 /430	КС1 242 /- КС3 - /299	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСХ: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар.	
2013 (факт)	лето	нормальная схема	КС1 - КС «КачЭУ № 1» КС3 - КС «КачЭУ № 3»	442		КС1 430/430 КС3 - /-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КС1 - /- КС3 308 /401	КС1 276 /- КС3 - /308	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь.	1. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 2. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 3. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая. 4. Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ПС 220 кВ Острая.	КС1 430 /430 КС3 - /-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КС1 - /- КС3 356 /380	КС1 276 /- КС3 - /310	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 110 кВ Гранит-Уральская.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013 (факт)	лето	ремонт ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КС3 – КС «КачЭУ № 3»	442		КС3 308 /401	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Качканар-Острая	КС3 267 /275	КС3 308 /267	45	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь. Критерий МДП КС3 в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь.	1. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 2. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 3. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая. 4. Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ПС 220 кВ Острая.	КС3 -/	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КС3 318 /350	КС3 - /307	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГ3 ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГ3 ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь.	
Район ПС 220 кВ Салда																			
2013-2014 (факт)	зима	нормальная схема	КС1 – КС «Алапаевск-Салка-Вязовская»	219	0	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 286 /355	КС1 218 /227	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская. 2. Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН на в районе ПС 220 кВ Салда.	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 355 /355	КС1 218 /217	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	
2013 (факт)	лето	нормальная схема	КС1 – КС «Алапаевск-Салка-Вязовская»	175	0	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 230 /340	КС1 175 /174	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская. 2. Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН на в районе ПС 220 кВ Салда.	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 327 /340	КС1 175 /174	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	
2013 (факт)	лето	ремонт АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 – КС «Алапаевск-Салка-Вязовская»	175	0	КС1 230 /340	аварийное отключение АТ2(1) ПС 220 кВ Салда	КС1 96 /155	КС1 175 /96	73	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1). Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1).	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская. 2. Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН на в районе ПС 220 кВ Салда.	КС1 327 /340	аварийное отключение АТ2(1) ПС 220 кВ Салда	КС1 180 /235	КС1 175 /174	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1). Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1).	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Район ПС 220 кВ Искра																				
2013-2014 (факт)	зима	нормальная схема	КС – «Искра-ВИЗ-Петрищевская» КС1 - КС «ИВП №1» КС3 - КС «ИВП №3» КС4 - КС «ИВП №4»	464	КС1 441 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2	КС4 170 /323	КС1 /	КС4 333 /170	70	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	1. Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская 1, 2 по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская с действием по каналам УПАСК на ОН до 70МВт. 2. Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием на ОН.	КС1 500 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2	КС4 240 /323	КС1 333 /240	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.		
2013 (факт)	лето	нормальная схема	КС – «Искра-ВИЗ-Петрищевская» КС1 - КС «ИВП №1» КС3 - КС «ИВП №3» КС4 - КС «ИВП №4»	330	КС1 352 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2	КС3 101 /160	КС1 /	КС3; 4	60	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	1. Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская 1, 2 по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская с действием по каналам УПАСК на ОН до 70 МВт. 2. Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием на ОН.	КС1 500 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2	КС4 116 /245	КС1 /	КС3; 4	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20				
2013 (факт)	лето	ремонт ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1(2)	КС – «Искра-ВИЗ-Петришевская» КС1 - КС «ИВП №1» КС3 - КС «ИВП №3» КС4 - КС «ИВП №4»	330		КС1 352 /405	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 2(1)	КС3 101 /160	КС1 /	60	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 1, 2.	1. Установка АОПО на ПС 110 кВ Петришевская 1, 2 по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петришевская с действием по каналам УПАСК на ОН до 70 МВт. 2. Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием на ОН.	КС1 500 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 2(1)	КС4 116 /245	КС1 /	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петришевская 1, 2.	КС4 210 /245	КС1 /	278 /112; 181		
Восточный энергоузел																							
2013-2014 (факт)	зима	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Талицкий энергоузел»	210	0	КС1 300/4 30 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень	КС1 215 /253	КС1 294 /213	68	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялуинно. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфорова. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог.	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортгогуз. 3. Установка УКРМ номинальной мощностью 40 Мвар в районе г. Талица Фарфорова. (ПС 110 кВ Поклевская). 4. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 5. Установка УКРМ номинальной мощностью 40 Мвар на ПС 110 кВ Юшала.	КС1 354/ 450 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень	КС1 280 /300	КС1 305 /272	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянк-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялуинно. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфорова. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянк-Маян	КС2 -/-	КС2 -/-			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013-2014 (бюджет)	зима	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Талицкий энергоузел»	210	0	КС1 300 /430 КС2 -/	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 300 /430 КС2 99 /201	КС1 294 /229 КС2 -/99	81	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДН АДН на ПС 110 кВ Дубровский в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровский-С.Лог. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ С.Лог-Дубровский.	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортгоуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУс действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 354 /450 КС2 -/	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 354 /450 КС2 188 /201	КС1 303 /294 КС2 - /186	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДН на ПС 110 кВ Дубровский в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровский-С.Лог. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ С.Лог-Дубровский	
2013 (бюджет)	лето	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Талицкий энергоузел»	121	0	КС1 252 /330 КС2 -/	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень	КС1 180 /204 КС2 -/	КС1 190 /167 КС2 -/	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог.	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортгоуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУс действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 300 /350 КС2 -/	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень	КС1 258 /270 КС2 -/	КС1 190 /167 КС2 -/	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Нша-Краснополянск-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013. (февр.)	лето	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Талицкий энергоузел»	121	0	КС1 252 /330 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 252 /330 КС2 95 /201	КС1 190 /177 КС2 - /95	6	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДН АДН на ПС 110 кВ Дубровский в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровский-С.Лог. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ С.Лог-Дубровский	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортогуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУс действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 300 /350 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 258 /270 КС2 115 /115	КС1 190 /187 КС2 -107	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Ниша-Краснополянк-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Ниша-Краснополянк-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС Сирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Ниша-Краснополянк-Маян. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Ниша-Краснополянк-Маян.	
Район ПС 110 кВ Сибирская																			
2013-2014. (февр.)	зима	нормальная схема	КС1 - КС «Район НСТЭЦ-Калининская-Южная» (КС «НКЮ») КС2 - КС «Калининская-Сибирская» (КС «КСиб») КС3 - КС «Южная-Сибирская-НСТЭЦ» (КС «ЮСН»)	479	0	КС1 -/- КС2 -/- КС3 195 /195	аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС1 450 /505 КС2 -/- КС3 195 /195	КС1 479 /443 КС2 85 /85 КС3 178 /195	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН транзита 110 кВ Южная-Сибирская или ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2 (1) ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходов ВЛ 220 и 110 кВ	КС2 -/- КС3 195 /195	аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС2 -/- КС3 195 /195	КС2 85 /85 КС3 111 /121	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2013 (факт)	лето	нормальная схема	КС1 - КС «Район НСТЭЦ-Калининская-Южная» (КС «НКЮ») КС2 - КС «Калининская-Сибирская» (КС «КСиб») КС3 - КС «Южная-Сибирская-НСТЭЦ» (КС «ЮСН»)	343	0	КС1 -/- КС2 -/- КС3 155 /155	аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС1 370 /405 КС2 -/- КС3 155 /155	КС1 343 /318 КС2 78 /75 КС3 155 /155	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН транзита 110 кВ Южная-Сибирская или ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2 (1) ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходов ВЛ 220 и 110 кВ	КС2 -/- КС3 155 /155	аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС2 -/- КС3 155 /155	КС2 78 /78 КС3 118 /122	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	
2013 (факт)	лето	ремонт АТ1(2) ПС 00 кВ Южная	КС1 - КС «Район НСТЭЦ-Калининская-Южная» (КС «НКЮ») КС2 - КС «Калининская-Сибирская» (КС «КСиб») КС3 - КС «Южная-Сибирская-НСТЭЦ» (КС «ЮСН»)	343	0	КС1 370 /405 КС2 -/- КС3 155 /155	аварийное отключение АТ2(1) ПС 500 кВ Южная	КС1 -/- КС2 97 /150 КС3 155 /155	КС1 318 /299 КС2 78 /97 КС3 153 /149	17	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН транзита 110 кВ Южная-Сибирская или ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2 (1) ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Калининская-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	строительство ПС 220 кВ Надежда, с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходов ВЛ 220 и 110 кВ	КС2 -/- КС3 155 /155	аварийное отключение АТ2(1) ПС 500 кВ Южная	КС2 -/- КС3 155 /155	КС2 78 /78 КС3 128 /145	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	

Анализ СРС и эффективности реализации мероприятий по ликвидации «узких мест» энергосистемы на перспективный период

1	2	3	4	5	6	До выполнения мероприятий					С учетом выполнения мероприятий					20			
						7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		17	18	19
Год	Характерный период	Схема сети	Наименование контролируемого сечения	Потребление энергорайона (МВт)	Генерация энергорайона с выделением по станциям	МДП/АДП в ИР (МВт)	Возмущение	МДП/АДП в ПАСх (МВт)	Прогнозный переток в КС ИР/ПАСх (МВт)	Объем ГАО в ПАСх (МВт)	Критерий определения МДП/АДП в ИР/ПАСх	Описание мероприятий	МДП/АДП в ИР (МВт)	Возмущение	МДП/АДП в ПАСх (МВт)	Прогнозный переток в КС ИР/ПАСх (МВт)	Объем ГАО в ПАСх (МВт)	Критерий определения МДП/АДП в ИР/ПАСх	Примечание
Полевской энергоузел																			
2019	зима	нормальная схема	КС1 – КС «Полевской энергоузел» КС2 – КС «Первоуральская-Дегтярка»	283	0	КС1 311 /480 КС2 100 /160	аварий- ное отключе- ние ВЛ 220 кВ Малахит- Южная	КС1 227 /287 КС2 100 /160	КС1 311 /226 КС2 82 /83	7+0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная. 2. Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-Полевская, установленными на ПС 110 кВ Полевская. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская.	КС1 351 /460 КС2 100 /160	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит- Юная	КС1 269 /280 КС2 100 /160	КС1 317 /231 КС2 84 /85	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2 (АТ1 ПС 220 кВ Малахит). Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	нормальная схема	КС1 – КС «Полевской энергоузел» - КС2 – КС «Первоуральская -Дегтярка»	229	0	КС1 281 /407 КС2 75 /130	аварий- нос отключе- ние ВЛ 220 кВ Малахит- Южная	КС1 149 /202 КС2 75 /130	КС1 246 /149 КС2 62 /59	26	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская- Южная в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская- Южная. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская- Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная или ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская- Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная. 2. Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика- Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная; АОПО ВЛ 110кВ Дегтярка-Полевская, установленными на ПС 110 кВ Полевская. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская.	КС1 284 /410 КС2 75 /130	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Малахит- Юная	КС1 200 /255 КС2 75 /130	КС1 246 /173 КС2 62 /61	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2 в ПАР ВЛ 220 кВ Малахит-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Гвоздика- Южная. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	ремонт ВЛ 220 кВ Малахит-Южная	КС1 – КС «Полевской энергоузел» - КС2 – КС «Первоуральская -Дегтярка»	229	0	КС1 149/200 КС2 75/130	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная	КС1 102/155 КС2 75/130	КС1 149/101 КС2 59/56	26+49	<p>Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная или ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная.</p> <p>Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.</p> <p>Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная в ПАР ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная.</p> <p>Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.</p>	<p>1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная.</p> <p>2. Увеличение объемов УВ на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная; АОПО ВЛ 110 кВ Дегтярка-Полевская, установленными на ПС 110 кВ Полевская.</p> <p>3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Гвоздика-Полевская и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная на ПС 500 кВ Южная с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская.</p>	КС1 200/255 КС2 75/130	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная	КС1 160/160 КС2 75/130	КС1 173/159 КС2 61/74	0	<p>Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.</p> <p>Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.</p> <p>Критерий МДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Полевская-Южная.</p> <p>Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1 в ПАР ВЛ 110 кВ Дегтярка - Первоуральская 2. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Дегтярка – Первоуральская 1, 2.</p>	
Район ПС 220 кВ Первоуральская																			
2019	зима	нормальная схема	КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» КС2 - «СУГРЭС-Хромпик» КС3 - «Район ПС Первоуральская»	405	36	КС1 -/ КС2 134/170 КС3 -/	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 315/375 КС2 134/170 КС3 -/	КС1 -/312 КС2 106/126 КС3 -/	30	<p>Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).</p> <p>Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.</p> <p>Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).</p>	<p>1. Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2.</p> <p>2. Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС и на ПС 110 кВ Хромпик.</p> <p>3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на ОН.</p> <p>4. Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская.</p> <p>5. Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН.</p>	КС1 -/ КС2 161/208 КС3 -/	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 375/375 КС2 161/208 КС3 -/	КС1 -/368 КС2 106/143 КС3 -/	0	<p>Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).</p> <p>Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.</p> <p>Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).</p>	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	нормальная схема	КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» КС2 - «СУГРЭС-Хромпик» КС3 - «Район ПС Первоуральская»	342	9,6	КС1 -/- КС2 96 /135 КС3 -/-	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 285 /375 КС2 96 /135 КС3 -/-	КС1 - /273 КС2 58 /87 КС3 -/-	0	Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).	1. Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2. 2. Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС и на ПС 110 кВ Хромпик. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на ОН. 4. Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская. 5. Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН.	КС1 -/ КС2 161 /208 КС3 -/-	аварийное отключение АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 375 /375 КС2 161 /208 КС3 -/-	КС1 - /338 КС2 58 /72 КС3 -/-	0	Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1).	
2019	лето	ремонт АТ2 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 - КС «АТ(Г) ПС 220 кВ Первоуральская» КС2 - «СУГРЭС-Хромпик» КС3 - «Район ПС Первоуральская»	342	9,6	КС1 285 /375 КС2 96 /135 КС3 -/-	аварийное отключение АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 - /273 КС2 - /87 КС3 200 /360	КС1 273 /- КС2 87 /- КС3 - /200	160	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.	1. Замена провода ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2. 2. Замена ВЧ заградителей ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС и на ПС 110 кВ Хромпик. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на ОН. 4. Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская, действующей по факту отключения всех АТГ1, АТ2 и АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская. 5. Установка АОПО АТГ1, АТ2, АТ3 на ПС 220 кВ Первоуральская с действием на ОН.	КС1 375 /375 КС2 161 /208 КС3 -/-	аварийное отключение АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская	КС1 - /274 КС2 - /108 КС3 350 /350	КС1 274 /- КС2 108 /- КС3 - /345	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская в ПАР при отключении АТ3 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 2(1). Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1(2) в ПАР при отключении АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН АТГ1 ПС 220 кВ Первоуральская.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Юго-Западный энергорайон																			
2019	зима	нормальная схема*	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	212	0	КС1 108 /163 КС2 -/-	аварийное отключе- ние ВЛ 110 кВ Дидино- Перво- уральская	КС1 72 /86 КС2 -/-	КС1 98 /72 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино- Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги- Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти- Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3. Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 125 /163 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино- Первоураль- ская	КС1 80 /86 КС2 -/-	КС1 98 /72 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги- Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	
	лето	нормальная схема	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	144	0	КС1 84 /130 КС2 -/-	аварий- ное отключе- ние ВЛ 110 кВ Дидино- Перво- уральская	КС1 48 /66 КС2 -/-	КС1 64 /48 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино- Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги- Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти- Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3. Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 104 /130 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дидино- Первоураль- ская	КС1 66 /66 КС2 -/-	КС1 64 /48 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги- Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги- Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	144	0	КС1 48 /66 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная	КС1 30 /65 КС2 -/-	КС1 48 /29 КС2 -/-	41	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Красноуфимская-Ирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	1.Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2.Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3.Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 66 /66 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная	КС1 50/ 66 КС2 -/-	КС1 48 /47 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская.	
2019	лето	ремонт ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская	КС1 - КС «КМП» КС2 - КС «Транзиты 110 кВ КМП»	144	0	КС1 48 /66 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская	КС1 -/ КС2 63 /110	КС1 48 /- КС2 - /63	25	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Емелино-Продольная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Манчаж в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Уфимка. Критерий АДП КС2 в ПАСх: 10процентный запас по U на ПС 110 кВ Н.Серги (ПС 110 кВ Дидино) в ПАСх.	1.Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская и АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС 110 кВ Михайловская. 2.Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти. 3.Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН.	КС1 66 /66 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская	КС1 -/ КС2 81 /100	КС1 48 /- КС2 - /81	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 110 кВ Н.Серги – Первоуральская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: 10 процентный запас по U на ПС 110 кВ Н.Серги (ПС 110 кВ Дидино) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Красноуфимская-Манчаж. Критерий АДП КС2 в ПАСх: 10 процентный запас по U на ПС 110 кВ Н.Серги (ПС 110 кВ Дидино) в ПАСх.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Качканарский энергоузел																			
зима	нормальная схема	КС1 - КС «КачЭУ № 1» КС3 – КС «КачЭУ № 3»	528	НТГРЭС 460 Кач ТЭЦ 48	КС1 332 /360 КС3 -/-	аварийное отключе- ние ВЛ 220 кВ Калино- Цемент	КС1 -/- КС3 294 /360	КС1 243 /- КС3 - /294	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар- Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар- Янтарь.	1. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар- Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 2. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 3. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая. 4. Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар- Острая на ПС 220 кВ Острая.	КС1 430 /430 КС3 -/-	аварийное отключенне ВЛ 220 кВ Калино- Цемент	КС1 -/- КС3 414 /430	КС1 243 /- КС3 - /302	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар- Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар.		
лето	нормальная схема	КС1 - КС «КачЭУ № 1» КС3 – КС «КачЭУ № 3»	464	НТГРЭС 460 КачТЭЦ 0	КС1 341 /380 КС3 -/-	аварий- ное отключе- ние ВЛ 220 кВ Калино- Цемент	КС1 -/- КС3 294 /360	КС1 279 /- КС3 - /291	20	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь.	1. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар- Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 2. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 3. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС- Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая. 4. Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар- Острая на ПС 220 кВ Острая.	КС1 430 /430 КС3 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино- Цемент	КС1 -/- КС3 356 /380	КС1 279 /- КС3 - /316	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар- Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Гранит- Уральская.		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	ремонт ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КСЗ – КС «КачЭУ № 3»	464		КСЗ 294 /360	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Качканар-Острая	КСЗ 243 /275	КСЗ 308 /243	20+50	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь. Критерий МДП КСЗ в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Гранит-Качканар. Критерий АДП КСЗ в ПАСХ: ДДТН ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь.	1. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 2. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Янтарь на ПС 220 кВ Янтарь. 3. Замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Острая. 4. Замена трансформаторов ВЛ 220 кВ Качканар-Острая на ПС 220 кВ Острая.	КСЗ -/	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Калино-Цемент	КСЗ 318 /350	КСЗ - /314	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТГЗ ПС 220 кВ Качканар. Критерий МДП КСЗ в ПАСХ: АДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Качканар-Острая. Критерий АДП КСЗ в ПАСХ: ДДТН ВЛ 220 кВ Качканар-Янтарь.	
Район ПС 220 кВ Салда																			
2019	зима	нормальная схема	КС1 – КС «Алапаевск-Салка-Вязовская»	232	0	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 286 /355	КС1 232 /231	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская. 2. Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН на в районе ПС 220 кВ Салда.	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 355 /355	КС1 232 /231	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	
2019	лето	нормальная схема	КС1 – КС «Алапаевск-Салка-Вязовская»	188	0	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 230 /340	КС1 188 /189	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская. 2. Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН на в районе ПС 220 кВ Салда.	КС1 -/	аварийное отключение АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 327 /340	КС1 188 /189	0	Критерий МДП КС1 в ПАСХ: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ПАСХ: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	ремонт АТ1(2) ПС 220 кВ Салда	КС1 – КС «Алапаевск- Салка- Вязовская»	188	0	КС1 230 /340	аварийное отключе- ние АТ2(1) ПС 220 кВ Салда	КС1 96 /155	КС1 188 /95	81	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская- Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская- Салка 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1). Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Вязовская- Салка 2(1).	1. Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская. 2. Замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2. 3. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН на в районе ПС 220 кВ Салда.	КС1 327 /340	аварийное отключение АТ2(1) ПС 220 кВ Салда	КС1 190 /235	КС1 189 /189	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская- Салка 1, 2 в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ2(1) ПС 220 кВ Салда. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская- Салка 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 2(1). Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Вязовская- Салка 2(1).	
Район ПС 220 кВ Искра																			
2019	зима	нормальная схема	КС – «Искра- ВИЗ- Петрищевская» КС1 - КС «ИВП № 1» КС3 - КС «ИВП № 3» КС4 - КС «ИВП № 4»	562	ТЭЦ ВИЗа 68 СвТЭЦ 24	КС1 441 /580	аварий- ное отключе- ние ВЛ 220 кВ Искра- СУГРЭС 1 и 2	КС4 170 /323	КС1 / КС4 431 /170	153	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	1. Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская 1, 2 по ВЛ 110 кВ ВИЗ- Петрищевская с действием по каналам УПАСК на ОН до 70 МВт. 2. Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием на ОН.	КС1 500 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра- СУГРЭС 1 и 2	КС4 323 /323	КС1 /КС4 434 /323	0	Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1(2) ПС 220 кВ Искра в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Искра. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	нормальная схема	КС – «Искра-ВИЗ-Петрищевская» КС1 - КС «ИВП №1» КС3 - КС «ИВП №3» КС4 - КС «ИВП №4»	431	ТЭЦ ВИЗа 17 СвТЭЦ 16	КС1 352 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2	КС3 101 /160	КС4 140 /245	КС1 / КС3; 4 380 / 101;1 38	160 Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	1.Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская 1, 2 по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская с действием по каналам УПАСК на ОН до 70 МВт. 2.Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием на ОН.	КС1 500 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1 и 2	КС3 167 /170	КС4 230 /245	КС1 / КС3; 4 380 /167; 225	0 Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1(2) ПС 220 кВ Искра в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Искра. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	
2019	лето	ремонт ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 1(2)	КС – «Искра-ВИЗ-Петрищевская» КС1 - КС «ИВП №1» КС3 - КС «ИВП №3» КС4 - КС «ИВП №4»	431	ТЭЦ ВИЗа 17 СвТЭЦ 16	КС1 347 /405	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 2(1)	КС3 101 /160	КС4 140 /245	КС1 /КС3; 4 375 /101; 138	160 Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра – СУГРЭС 1 и 2. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2 в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 2(1). Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	1.Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская 1, 2 по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская с действием по каналам УПАСК на ОН до 70 МВт. 2.Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием на ОН.	КС1 500 /580	аварийное отключение ВЛ 220 кВ Искра-СУГРЭС 2(1)	КС3 167 /170	КС4 230 /245	КС1 / КС3; 4 375 /167; 225	0 Критерий МДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1(2) ПС 220 кВ Искра в ПАР при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Искра. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН АТ1, 2 ПС 220 кВ Искра. Критерий МДП КС3 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ Звезда-Свердловская. Критерий МДП КС4 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 2(1). Критерий АДП КС4 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ ВИЗ – Петрищевская 1, 2.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Восточный энергоузел																			
зима	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Галицкий энергоузел»	215	0	КС1 300 /430 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС С-Сирень	КС1 215 /253 КС2 -/-	КС1 300 /214 КС2 -/-	73	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог.	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортогуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУ с действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 354 /450 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень	КС1 280 /300 КС2 -/-	КС1 311 /277 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян.		
зима	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Галицкий энергоузел»	215	0	КС1 300 /430 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 300 /430 КС2 99 /201	КС1 300 /211 КС2 - /99	86	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДН АДН на ПС 110 кВ Дубровский в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровский-С.Лог. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ С.Лог-Дубровский.	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортогуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУ с действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 354 /450 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 354 /450 КС2 195 /201	КС1 311 /299 КС2 - /193	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС -Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянск-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС -Сирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДН на ПС 110 кВ Дубровский в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровский-С.Лог. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ С.Лог-Дубровский.		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Галицкий энергоузел»	127	0	КС1 252 /330 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС С-Сирень	КС1 180 /204 КС2 -/-	КС1 196 /173 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог.	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортогуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУ с действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 300 /350 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень	КС1 258 /270 КС2 -/-	КС1 204 /180 КС2 -/-	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Ница-Краснополянк-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ транзита 110 кВ БАЭС-Фарфоровая. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Краснополянк-Маян.	2019
2019	лето	нормальная схема	КС1 - КС «Восточный энергоузел» КС2 - КС «Галицкий энергоузел»	127	0	КС1 252 /330 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 252 /330 КС2 99 /201	КС1 196 /177 КС2 - /97	10	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДН АДН на ПС 110 кВ Дубровский в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Дубровский-С.Лог. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ 110 кВ С.Лог-Дубровский	1. Реконструкция ВЛ транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-С.Лог с заменой провода на провод АС-240. 2. Увеличение объема УВ АРЛ ВЛ 110 кВ БАЭС – Измоденово и АРЛ ВЛ 110кВ БАЭС – Кортогуз. 3. Установка АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ВЭУ. 4. Установка АОСН в ВЭУ с действием на деление сети. 5. Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак.	КС1 300 /350 КС2 -/-	аварийное отключение ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино	КС1 258 /270 КС2 115/115	КС1 204 /197 КС2 - /114	0	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Ница-Краснополянк-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС Сирень. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Ница-Краснополянк-Маян в ПАР при отключении ВЛ 220 кВ РефтГРЭС Сирень. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ 220 кВ РефтГРЭС-Сирень или ВЛ 110 кВ Сирень-Ялунино. Критерий МДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Ница-Краснополянк-Маян. Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Ница-Краснополянк-Маян.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Район ПС 110 кВ Сибирская																			
зима	нормальная схема*	КС1 - КС «Район НСТЭЦ- Калининская- Южная» (КС «НКЮ») КС2 - КС «Калининская- Сибирская» (КС «КСиб») КС3 - КС «Южная- Сибирская- НСТЭЦ» (КС «ЮСН»)	640	0	КС1 597 /605 КС2 -/ КС3 195 /195	аварий- ное отключе- ние 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС1 460 /505 КС2 140 /160 КС3 195 /195	КС1 597 /459 КС2 60 /138 КС3 194 /151	40 +	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Южная-Сибирская в ПАР при отключении 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Калининская-Сибирская. Критерий МДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС2 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2(1) на ПС Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Южная-Сибирская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Калининская- Сибирская 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Калининская-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходов ВЛ 220 и 110 кВ	КС2 -/ КС3 195 /195	аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС2 -/ КС3 195 /195	КС2 60 /60 КС3 137 /187	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	Примечание: Для обеспечения перетока в сечении КС1 в нормальной схеме выполнен ввод ГАО на величину 40 МВт	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2010	лето	нормальная схема	КС1 - КС «Район НСТЭЦ- Калининская- Южная» (КС «НКЮ») КС2 - КС «Калининская- Сибирская» (КС «КСнб») КС3 - КС «Южная- Сибирская- НСТЭЦ» (КС «ЮСН»)	515	0	КС1 505 /505 КС2 -/ КС3 155 /155	аварий- ное отключе- ние 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС1 370 /405 КС2 130 /150 КС3 155 /155	КС1 505 /370 КС2 61 /121 КС3 152 /109	6+ 46	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Южная-Сибирская в ПАР при отключении 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Калининская-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС1 в ПАСх: АДТН транзита 110 кВ Южная-Сибирская или ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2 (1) ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходов ВЛ 220 и 110 кВ	КС2 -/ КС3 155 /155	аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Южная	КС2 -/ КС3 155 /155	КС2 60 /60 КС3 122 /134	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2019	лето	ремонт АТ1(2) ПС 500 кВ Южная	КС1 - КС «Район НСТЭЦ- Калининская- Южная» (КС «НКЮ») КС2 - КС «Калининская- Сибирская» (КС «КСиб») КС3 - КС «Южная- Сибирская- НСТЭЦ» (КС «ЮСН»)	515	0	КС1 445 /445 КС2 -/- КС3 155 /155	аварий- ное отключе- ние АТ2(1) ПС 500 кВ Южная	КС1 -/- КС2 105 /150 КС3 155 /155	КС1 445 /260 КС2 137 /103 КС3 131 /119	40 + 170	Критерий МДП КС1 в ИР: АДТН ВЛ транзита 110 кВ Сибирская-Калининская в ПАР при отключении АТ2 (1) ПС 500 кВ Южная. Критерий АДП КС1 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Калининская-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС2 в ПАСх: АДТН ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская 1(2) в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Калининская- Сибирская 2(1). Критерий АДП КС2 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ Калининская-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА каждый и заходов ВЛ 220 и 110 кВ	КС2 -/- КС3 155 /195	аварийное отключение АТ2(1) ПС 500 кВ Южная	КС2 -/- КС3 155 /155	КС2 60 /60 КС3 132 /146	0	Критерий МДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ИР: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий МДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская. Критерий АДП КС3 в ПАСх: ДДТН ВЛ транзита 110 кВ НСТЭЦ-Сибирская.	-

Приложение № 11
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

**Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по
энергосистеме Свердловской области (основные)**

(МВт)

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	Ожидаемая дата вывода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2014 - 2019 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»										
4 Т-88/100-90/2,5		уголь экибастузский	окончательный	31.12.2015		88,0					88,0
5 К-100-90		газ природный	окончательный	31.12.2015		100,0					100,0
6 К-100-90		уголь экибастузский	окончательный	31.12.2015		100,0					100,0
Всего по станции						288,0					288,0
Серовская ГРЭС	ОАО «ОГК-2»										
1 К-50-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный	01.01.2015		50,0					50,0
2 К-50-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный	01.01.2015		50,0					50,0
4 К-50-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный	02.01.2015		50,0					50,0
7 К-100-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный	01.12.2015		100,0					100,0
8 К-100-90		уголь экибастузский, газ природный	окончательный	01.12.2015		100,0					100,0
Всего по станции						350,0					350,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО «КЭС»										
4 Р-15-111/21		газ природный	окончательный	01.05.2016			15,0				15,0
Всего по станции											15,5
Демонтаж всего						638,0	15,0				653,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	Ожидаемая дата вывода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2014- 2019 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8 Т-88-90/2,5		газ природный	окончательный				88,0				88,0
9 Т-88-90/2,5		уголь экибастузский	окончательный			88,0					88,0
10 Т-88-90/2,5		газ природный	окончательный				88,0				88,0
Всего по станции						88,0	176,0				264,0
Демонтаж всего						352,0	442,0				794,0

Приложение № 13
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 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	Ожидаемая дата ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2014- 2019го ды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Белоярская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
4 БН-880		ядерное топливо	новое строительство	2014	880,0						880,0
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»										
12 ПГУ-420		газ природный	новое строительство	31.12.2015		420,0*					420,0
Серовская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
9 ПГУ-420		газ природный	новое строительство	30.11.2015		420,0					420,0
10 ПГУ-420		газ природный	новое строительство	01.11.2017				420,0			420,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"										
12 ПГУ-230		газ природный	новое строительство	30.12.2016			230,0				230,0
13 ПГУ-230		газ природный	новое строительство	30.12.2016			230,0				230,0
Академическая ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
1 ПГУ-200		газ природный	новое строительство	01.07.2016			200,0**				200,0
Вводы всего					880,0	840,0	660,0	420,0	0,0	0,0	2800,0

* В соответствии с актом выездной проверки хода реализации инвестиционного проекта ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» «Строительство блока № 12 Верхнетагильской ГРЭС» от 17.01.2014 № 3/2014, проводимой в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 20.12.2013 № 902, существует риск срыва срока ввода блока ПГУ-420 в 2015 году.

** Собственником предусмотрен ввод блока ПГУ-230.

Приложение № 14
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 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	Ожидаемая дата ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2014- 2019 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТЭЦ НТМК	ОАО "ЕВРАЗ НТМК"										
8 ГУБТ-8		газ искусственный	новое строительство	2017				8,0			8,0
5а Р-12-8,9/1,0		газ	реконструкция	2015		+10					+10
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»										
7 К-165-130		уголь/газ	модернизация	31.12.2018					+60		+60
8 К-165-130		уголь/газ	модернизация	31.12.2019						+60	+60
Вводы всего					0,0	10,0	0,0	8,0	60,0	60,0	138

Приложение № 15
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Перечень объектов реконструкции и нового строительства, а также устройств противоаварийной автоматики, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области

№ п/п	Объект	Назначение объекта	Технические характеристики	Срок ввода	Ориентировочная сметная стоимость без НДС (млн. рублей)	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	6	7
1. Объекты, необходимые для обеспечения выдачи мощности строящихся станций						
1.1. Белоярская АЭС*						
1.1.1.	Строительство ПС 500 кВ Курчатовская и установка автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА	выдача мощности энергоблока № 4 880 МВт Белоярской АЭС-2	501 МВА, 180 Мвар	2014	уточняется проектом	ОАО «Концерн Росэнергоатом»
1.1.2.	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Курчатовская - Исеть	выдача мощности энергоблока № 4 880 МВт Белоярской АЭС-2	92,6 км	2014	2339,4	филиал ОАО «ФСК ЕЭС»- МЭС Урала
1.1.3.	Заходы ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Козырево на одноцепных опорах на ПП 500 кВ Исеть с установкой ШР 500 кВ на ПП 500 кВ Исеть	выдача мощности энергоблока № 4 880 МВт Белоярской АЭС-2	9,76 км+ 9,61 км; 180 Мвар	2014	2129,3	филиал ОАО «ФСК ЕЭС»- МЭС Урала

1	2	3	4	5	6	7
1.1.4.	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на ПС 500 кВ Курчатовская	выдача мощности энергоблока № 4 880 МВт Белоярской АЭС-2	1x84,4 км, 1x84,5км	2014	4228,5	филиал ОАО «ФСК ЕЭС»- МЭС Урала
1.2. Серовская ГРЭС*						
1.2.1	Установка автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА	выдача мощности ПГУ № 1 и 2 Серовской ГРЭС мощностью по 420 МВт	250 МВА	2015	уточняется проектом	ОАО «ОГК-2»
1.2.2	Заходы ВЛ 220 кВ Сосьва - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС	выдача мощности ПГУ № 1 и 2 Серовской ГРЭС мощностью по 420 МВт каждая	48,348 км	2014	420,5	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
1.3. ТЭЦ Академическая*						
1.3.1	Сооружение шлейфовых заходов на РУ 110 кВ ТЭЦ Академическая ВЛ 110 кВ Академическая – Южная и Петрищевская – Южная	выдача мощности ТЭЦ Академическая	4x1,2 км	2016	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
1.4. Верхнетагильская ГРЭС*						
1.4.1	Установка автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА на Верхнетагильской ГРЭС	выдача мощности ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС; повышение динамической устойчивости генераторов Верхнетагильской ГРЭС	250 МВА	2015	436,6	ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»
1.5. Нижнетуринская ГРЭС*						
1.5.1	Замена на ПС 220 кВ Острая трансформаторов тока (Iном=600 А) на вводах ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил с отп на ПС 220 кВ Острая,	выдача мощности ПГУ-230 Нижнетуринской ГРЭС	Iном ≥ 1000А	2016	уточняется проектом	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала

1	2	3	4	5	6	7
	Качканар - Острая на трансформаторы тока с $I_{ном} \geq 1000A$					
1.5.2	Замена на ПС 220 кВ Янтарь трансформаторов тока ($I_{ном}=600 A$) на вводах 220 кВ НТГРЭС, Качканар на трансформаторы тока с $I_{ном} \geq 1000A$	выдача мощности ПГУ-230 Нижнетуринской ГРЭС	$I_{ном} \geq 1000A$	2016	уточняется проектом	ОАО «КЭХП»
2. Объекты, необходимые для подключения новых потребителей						
2.1. ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»*						
2.1.1	Строительство шлейфовых заходов ВЛ 220 кВ Каменская – Травянская на ПС 220 кВ КУМЗ	электроснабжение ОАО «Каменск-Уральского металлургического завода»	2x1 км	2014	уточняется проектом	ОАО «КУМЗ»
2.1.2	Строительство ПС 220 кВ КУМЗ с установкой двух трансформаторов по 80 МВА	электроснабжение ОАО «Каменск-Уральского металлургического завода»	2x80 МВА	2014	уточняется проектом	ОАО «КУМЗ»
2.1.3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Окунево – Рефтинская ГРЭС 1, 2 с заменой провода на провод большего сечения	электроснабжение ОАО «Каменск-Уральского металлургического завода»	1,3 км	2014	13,7	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
2.2. Объекты, необходимые для подключения новых потребителей						
2.2.1	Строительство ПС 110кВ Звездная с заходами ВЛ 110кВ	электроснабжение ООО «ПроЛайм»	2x10 МВА, 2x15 км	2014- 2015	239,5	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
2.2.2	Строительство ПС 110 кВ Титан	электроснабжение ОЗЭ ППТ «Титановая долина»	2x10 МВА	2014	91	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
2.2.3	Строительство двух ответвлений КЛ 110кВ на ПС 110кВ Воздушная (ГПП-5)	электроснабжение производства ООО «Праксэа Рус»	2x0,4 км	2014	58,5	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
2.2.4	Строительство ПС 110кВ Воздушная	электроснабжение производства ООО «Праксэа Рус»	2x80 МВА	2014	уточняется проектом	ООО «Праксэа Рус»
2.2.5	Строительство ПС 110кВ Копи	электроснабжение производства ООО «Белокаменные копи»	1x2,5 МВА	2014-2015	уточняется проектом	ООО «Белокаменные копи»
2.2.6	Строительство ПС 110кВ Известь	для электроснабжения производства ООО «Михайловский карьер»	1x16 МВА	2015-2016	уточняется проектом	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
2.2.7	Строительство ПС 110 кВ Медная	электроснабжение объектов программы малоэтажного строительства города Екатеринбурга	2x40 МВА	2014	234	ОАО «ЕЭСК»
2.2.8	Реконструкция ПС 35 кВ Нива с реконструкцией ПС 35 кВ Полевая	электроснабжение объектов программы малоэтажного строительства города Екатеринбурга	2x40	2016	694	ОАО «ЕЭСК»
2.2.9	Строительство ПС 110 кВ Островская	электроснабжение новых потребителей города Екатеринбурга	2x40	2020	428,3	ОАО «ЕЭСК»
3. Объекты и устройства ПА, необходимые для ликвидации «узких мест»						
3.1. Полевской энергоузел						
3.1.1	Замена на ПС 500 кВ Южная ошиновки на вводе ВЛ 110 кВ Полевская, выполненной проводом марки АС-95/27 на провод марки не менее АС-150	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Полевского энергоузла	АС-150	2015	2,2	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала

1	2	3	4	5	6	7
3.1.2	Установка на ПС 500 кВ Южная АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика-Южная с отпайкой на ПС Диорит и АОПО ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН на ПС транзита 110 кВ Южная-Полевская	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Полевского энергоузла	-	2015	уточняется проектом	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.2. Юго-Западный энергорайон						
3.2.1	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Дидино-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 110 кВ Михайловская	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Юго-Западного энергоузла	-	2017	6,6	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.2.2	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Н.Серги-Первоуральская на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 110 кВ Михайловская	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Юго-Западного энергоузла	-	2017	6,6	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.2.3	Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Арти-Манчаж на ПС 110 кВ Арти номинальным током 320 А, на трансформатор тока с номинальным током 600 А	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Юго-Западного энергоузла	Ином $\geq 600\text{А}$	2016	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
3.2.4	Установка АОСН в районе ПС 110 кВ Михайловская с действием на ОН на новых ПС 110 кВ Звездная и ПС	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Юго-Западного энергоузла	-	2016	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
	110 кВ Известь					
3.3. Район ПС 220 кВ Искра						
3.3.1	Установка АОПО на ПС 110 кВ Петрищевская по ВЛ 110 кВ ВИЗ-Петрищевская 1 и 2 с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 220 кВ Искра	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	-	2014	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
3.3.2	Установка АОПО на ПС 110 кВ Свердловская по ВЛ 110 кВ Свердловская-Звезда и ВЛ 110 кВ Свердловская-СвТЭЦ с действием по каналам УПАСК на ОН ПС транзита 110 кВ Свердловская-Искра	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	-	2016	уточняется проектом	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
3.4. Район ПС 110 кВ Сибирская						
3.4.1	Строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух автотрансформаторов номинальной мощностью 250 МВА.	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	2x250 МВА	2015**	1542,8	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.4.2	Заходы ВЛ 220 НСТЭЦ-Южная на ПС 220 кВ Надежда	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	2x6,2 км	2015**	193,7	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала

1	2	3	4	5	6	7
3.4.3	Заходы ВЛ 110 кВ Сибирская-Южная 1,2,3; ВЛ 110 кВ Сибирская-Чкаловская; ВЛ 110 кВ Сибирская-Авиатор; на ПС 220 кВ Надежда	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	1,4 км	2015**	157	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
3.4.4	Заходы ВЛ 110 кВ Арена-Сибирская на ПС 220 кВ Надежда	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	1,25 км	2015**	56,306	ОАО «ЕЭСК»
3.5. Восточный энергоузел						
3.5.1	Установка на ПС 110 кВ ВЭУ АОСН с действием на отключение нагрузки	обеспечение качества напряжения в ВЭУ в ПАР	-	2015-2016	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
3.5.2	Установка АОСН в ВЭУ с действием на деление сети на ПС 110 кВ Юшала, Маян	обеспечение качества напряжения в ВЭУ в ПАР	-	2015	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго», ОАО «РЖД»
3.5.3	Установка АВР на ПС 110 кВ Двинка, Парус, Кармак	обеспечение качества напряжения в ВЭУ в ПАР	-	2015	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго», ОАО «РЖД»
3.5.4	Реконструкция транзита 110 кВ Асбест-Знаменская-Сухой Лог с заменой провода на провод большего сечения	повышение надежности электроснабжения потребителей Восточного энергоузла	43 км	2019	501	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
3.6. Качканарский энергоузел						
3.6.1	Замена на ПС 220 кВ Острая трансформаторов тока (I _{ном} =600 А) на вводах ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Тагил с отп на ПС 220 кВ Острая, Качканар - Острая на трансформаторы тока с I _{ном} ≥ 1000А	повышение надежности электроснабжения потребителей Качканарского энергоузла	I _{ном} ≥ 1000А	2016	уточняется проектом	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.6.2	Замена на ПС 220 кВ Янтарь трансформаторов тока (I _{ном} =600 А) на вводах 220 кВ НТГРЭС, Качканар на трансформаторы тока с I _{ном} ≥ 1000А	повышение надежности электроснабжения потребителей Качканарского энергоузла	I _{ном} ≥ 1000А	2016	уточняется проектом	ОАО «КЭХП»
3.7. Район ПС 220 кВ Салда						
3.7.1	Замена на ПС 220 кВ Вязовская ошиновки по вводам Салка 1, 2, выполненной проводом марки АС-120 на провод марки не менее АС-150 (или аналогичный по длительно допустимым токовым нагрузкам)	повышение надежности электроснабжения потребителей Тагильского энергорайона	АС-150	2017	14,78	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.7.2	Замена провода участка ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1, 2 от ПС Вязовская до ответвлений на ПС Светлая марки АС-120 на провод большего сечения	повышение надежности электроснабжения потребителей Тагильского энергорайона	2х4 км	2017	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
3.7.3	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская-Салка 1, 2 на ПС 220 кВ Вязовская с действием по каналам УПАСК на ОН в районе ПС 220 кВ Салда	повышение надежности электроснабжения потребителей Тагильского энергорайона	-	2017	уточняется проектом	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.8. Район ПС 220 кВ Первоуральская						
3.8.1	Установка ЛАПНУ на ПС 220 кВ Первоуральская с действием по факту отключения АТГ1, АТ2 и АТ3 на отключение нагрузки	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона	-	2017	6,6	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.8.2	Установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО АТГ1, АТ2 и АТ3 с действием на отключение нагрузки	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона	-	2017	6,6	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
3.8.3	Замена провода марки АС-120 и АС-150 ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Хромпик 1,2 на провод марки АС-240	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона	2x38 км	2015	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
3.8.4	Замена ВЧ-заградителей на ПС 110 кВ Хромпик по вводам 110 кВ СУГРЭС 1 и 2 (I _{ном} =500 А) на ВЧ-заградители с I _{ном} ≥ 1000А	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона	I _{ном} ≥ 1000А	2015	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
3.8.5	Замена ВЧ-заградителей на СУГРЭС по вводам 110 кВ Хромпик 1и 2 (I _{ном} =500 А) на ВЧ-заградители с I _{ном} ≥ 1000А	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона	I _{ном} ≥ 1000А	2015	уточняется проектом	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»

1	2	3	4	5	6	7
3.8.6	Установка АОПО ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием по каналам УПАСК на ОН транзита 110 кВ СУГРЭС-Хромпик	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона	-	2015	уточняется проектом	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»
4. Объекты и новые устройства ПА, необходимые для повышения надежности и повышения пропускной способности сети						
4.1	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Свердловская- СУГРЭС 1 и 2 и ВЛ 110 кВ СУГРЭС-Хромпик 1 и 2 на СУГРЭС с действием на перевод ТГ7 СУГРЭС с шин 110 кВ на шины 220 кВ и наоборот	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского и Екатеринбургского энергоузлов	-	2014	уточняется проектом	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ОАО «Энел ОГК-5»
4.2	Установка АОПО ВЛ 110 кВ ВИЗ-Искра 1, 2, 3 на ПС 220 кВ Искра с действием на отключение перегружающегося элемента	повышение надежности электроснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	-	2014	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
4.3	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Калининская-Сибирская с действием на отключение АТЗ ПС 220 кВ Калининская	повышение надежности электроснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	-	2017	уточняется проектом	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
4.4	Установка АПП на ПС 500 кВ Южная с действием на замыкание транзита 110 кВ Академическая-Южная	повышение надежности электроснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	-	2014	уточняется проектом	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала

1	2	3	4	5	6	7
4.5	Установка АОСН на ПС транзита 110 кВ Тагил-Районная-ВТГРЭС с действием на ОН (ПС 110 кВ Гальянка, Горбуново, Районная, Черноисточинск)	повышение надежности потребителей Нижнетагильского и Верхнетагильского энергорайонов	-	2016	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
5. Объекты реконструкции						
5.1	ПС 220 кВ Каменская	повышение надежности электроснабжения потребителей Каменского энергоузла	2x250 МВА	2016	436,6	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала
5.2	ПС 110 кВ Сибирская	повышение надежности электроснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	2x40	2020	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
5.3	ПС 110 кВ Керамик	повышение надежности электроснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	2x40	2021	346,5	ОАО «ЕЭСК»
5.4	Реконструкция ПС 110 кВ ВИЗ (замена ВЧ заградителей на ПС 110 кВ ВИЗ по условиям электродинамической стойкости с установкой АОДС)	обеспечение надежности энергоснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	-	2014-2015	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
5.5	ПС 110 кВ Чкаловская	выполнение предписаний СанПиН	2x40	2017	687,0	ОАО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	6	7
5.6	ПС 110 кВ Горный Щит	повышение надежности электроснабжения потребителей Екатеринбургского энергоузла	2x40	2022	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»

* Перечень не учитывает ввод новых и изменение алгоритмов существующих устройств ПА. Вводимые и реконструируемые устройства ПА отражены в соответствующих проектных решениях и СВМ.

** Собственником предполагается ввод в эксплуатацию ПС 220 кВ Надежда в 2017 году.

Приложение № 16
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 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, задействованным в проведении ЧМ-2018 года	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Принадлежность к сетевой компании, ФСК/МРСК/ЕЭСК	Дата и № 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 стадиона на 45000 зрительских мест, г. Екатеринбург, ул. Репина, д. 5.	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 20.02.2014 № 966	ПС Нагорная, ПС Западная	06.2017	10,92	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	10,92	ОАО «ЕЭСК»			
2	100	Строительство временных сооружений на территории стадиона в г. Екатеринбурге, ул. Репина, д. 5, в том числе проектно-изыскательские работы																	
3	17	Реконструкция тренировочной площадки на стадионе «УрФУ», г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 29	Правительство Свердловской области				н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.				В соответствии с письмом Министра спорта Российской Федерации от 31.01.2014 № ВМ-06-07/534 объект будет исключен из программы
4	18	Реконструкция тренировочной площадки муниципального учреждения «Спортивный комбинат «Урал», г. Екатеринбург, ул. Коммунальная, д. 9	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 12.05.2012 № 3499	ПС Кировская	2012	0,69	0,50	-	-	-	-	-	-	ОАО «ЕЭСК»	договор не подписан в срок, заявка аннулирована		
5	19	Реконструкция тренировочной площадки на стадионе муниципального бюджетного учреждения «Спортивно-оздоровительный комплекс «Калининец», г. Екатеринбург, ул. Краснофлотцев, д. 48	Правительство Свердловской области					0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	ОАО «ЕЭСК»			
6	20	Реконструкция тренировочной площадки на стадионе «Уралмаш», г. Екатеринбург, ул. Фестивальная, д. 8	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 04.12.2013 № 10414	ПС 110 кв Заводская, ГРУ ТЭЦ, Литейная	03.2014	0,98	0,18	0,18	0,18	0,98	0,98	0,98	0,98	ОАО «ЕЭСК»			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7	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»			
8	63	Строительство тренировочной площадки, Свердловская область, Белоярский район, раб.пос. 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»			
9	175	Реконструкция (восстановление) аэродромных покрытий в аэропорту Кольцово, г. Екатеринбург, Свердловская область (II очередь)	Росавиация	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	ОАО «Аэропорт Кольцово»	15.11.2013 № 9665	11,81	
10	175	Реконструкция пассажирского терминала, системы электрогазоснабжения аэропорта	Правительство Свердловской области																
11	207	Капитальный ремонт городского бюджетного учреждения здравоохранения Свердловской области «Свердловская областная клиническая больница № 1», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 185	Правительство Свердловской области			ПС Ясная		0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	ОАО «ЕЭСК»			
12	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»			
13	209	Капитальный ремонт муниципального автономного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 40», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 189	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 04.03.2013 № 2550	ПС Ясная	2014	0,31	0,15	0,15	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	ОАО «ЕЭСК»			
14	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				

Приложение № 17
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Анализ загрузки центров питания, задействованных в 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 и коэффициентов совмещения)			Мощность, планируемая к присоединению по объектам, относящимся к проведению ЧМ-2018 (до 2018 года включительно; с учетом собственных нужд ПС и коэффициентов совмещения)						Нагрузка на 2018 год с учетом существующей нагрузки, мощности, планируемой к присоединению по объектам, не входящим в ПП РФ № 518 и объектам, задействованным в проведении ЧМ-2018 (на момент проведения ЧМ-2018; летний максимум)	Резерв МВт	Нагрузка на 2018 год с учетом существующей нагрузки, мощности, планируемой к присоединению по объектам, не входящим в ПП РФ № 518 и объектам, задействованным в проведении ЧМ-2018 (зимний максимум)						Резерв МВт		
			Летний максимум (2013 год)			Зимний максимум (ОЗП 2013-2014)			Р	Q	S	P	Q	S	P	Q	S			P	Q	S	Загрузка трансформаторов (процентов)	P	Q		S	Загрузка трансформаторов (процентов)
			P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)																				
1.	ПС 110 кВ Западная	80	17	4	17,46	25	6	25,71	21,80	9,29	23,70	4,55	4,55	1,94	4,94	43,4	15,2	46,1	57,6	33,9	51,3	19,8	51,3	64,2	28,7			
2.	ПС 110 кВ Нагорная	80	20	6	20,88	31	10	32,57	6,20	2,64	6,74	4,47	4,47	1,90	4,86	43,3	10,5	32,5	40,6	47,5	41,7	17,1	41,2	51,5	38,8			
3.	ПС 110 кВ Заводская	40	13	10	16,40	19	9	21,02	1,97	0,84	2,14	0,02	0,02	0,01	0,02	15,0	10,8	18,6	46,4	21,4	21,0	9,9	23,2	57,9	16,8			
4.	ПС 110 кВ Куйбышевская	63	13,4	11,8	17,85	22,50	14,90	26,99	3,00	1,28	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	16,4	13,1	21,1	33,5	41,9	25,5	16,2	30,2	48,0	32,8			
5.	ПС 110 кВ Орджоникидзевская	80	18	6,4	19,10	28,00	8,00	29,12	6,05	2,58	6,58	0,00	0,00	0,00	0,00	22,1	9,0	25,7	32,1	54,3	34,1	10,6	35,7	44,6	44,3			
6.	ПС 110 кВ Кировская	126	20	12,4	23,53	32,50	14,50	35,59	1,5	0,64	1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	21,5	13,0	25,2	20,0	100,8	34,0	15,1	37,2	29,5	88,8			
7.	ПС 35 кВ Кольцово	12,6	0	0	0,00	5,91	2,51	6,42	0,18	0,08	0,20	3,00	3,00	1,28	3,26	3,2	1,4	3,5	27,4	9,1	9,1	5,6	7,9	62,7	4,7			
8.	ПС 110 кВ Авиатор	80	0,8	0,1	0,81	4,40	0,90	4,49	21,3	9,07	23,15	3,00	3,00	1,28	3,26	25,1	10,5	27,2	34,0	52,8	28,7	13,0	28,9	36,2	51,1			
9.	ПС 110 кВ Ясная	80	28	14	31,30	49,00	17,00	51,87	2,46	1,05	2,67	0,16	0,16	0,07	0,17	30,6	15,1	34,2	42,7	45,8	51,6	18,2	54,6	68,3	25,4			
10.	ПС 35 кВ Птицефабрика	16,3	3,6	1,5	3,90	5,57	2,37	6,05	0,6	0,26	0,65	1,20	1,20	0,51	1,30	5,4	2,3	5,9	35,9	10,4	7,4	3,8	7,2	44,3	9,1			

Приложение № 19
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Перечень объектов электроэнергетической инфраструктуры, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, с указанием распределения по источникам финансирования*

№ п/п	Наименование объекта инфраструктуры/ мероприятия	Срок реализации инвестиционного проекта	Общий объем финансирования в 2013-2018 годы, (млн.рублей)							в том числе:												Исполнитель	Город	Статус объекта					
										уже включено в существующие программы						требуется дополнительно													
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	итого	2013	2014	2015	2016	2017	2018	итого	2013	2014	2015	2016	2017				2018	итого			
1.	ПС 220/110 кВ «Надежда»**	2011-2019 годы		25,00	504,45	359,85	516,82	101,80	1 507,92		25,00	504,45	359,85	516,82	101,80	1 507,92											ОАО «ФСК ЕЭС»	Екатеринбург	
2.	Заходы ВЛ 220 кВ Южная-Ново-Свердловская ТЭЦ на ПС 220 кВ «Надежда»**	2011-2018 годы		5,00	51,77	36,97	50,00	50,00	193,74		5,00	51,77	36,97	50,00	50,00	193,74											ОАО «ФСК ЕЭС»	Екатеринбург	
3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сибирская - Южная 1,2,3, Сибирская - Чкаловская, Сибирская - Авиатор - заходы на ПС 220 кВ «Надежда»	2012-2016 годы	7,23	11,05	42,56	59,05	11,37		131,26	7,23	11,05	42,56	59,05	11,37		131,26										ОАО «МРСК Урала»	Екатеринбург	Проектная документация выполнена, получено положительное заключение государственной экспертизы	
4.	Реконструкция КЛ 110 кВ Арена - Сибирская с организацией связи ПС «Арена» - ПС «Надежда»	2016 год				56,31							56,31		56,31											ОАО «ЕЭСК»	Екатеринбург		
Итого по объектам ОАО «ФСК ЕЭС»			0,0	30,0	556,2	396,8	566,8	151,8	1.701,7	0,0	30,0	556,2	396,8	566,8	151,8	1.701,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
Итого по объектам ОАО «МРСК Урала»			7,2	11,1	42,6	59,1	11,4	0,0	131,3	7,2	11,1	42,6	59,1	11,4	0,0	131,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
Итого по объектам ОАО «ЕЭСК»			0,0	0,0	0,0	56,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	56,3	0,0	0,0	56,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
Итого			0,0	30,0	556,2	453,1	566,8	151,8	1.701,7	0,0	30,0	556,2	453,1	566,8	151,8	1.758,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				

* Финансирование указанных объектов осуществляется за счет инвестиционных программ электросетевых организаций. Финансирование из других источников не предусмотрено.

** По информации собственников данные объекты планируются к вводу в 2017 году.

Приложение № 20
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на 2015-2019 годы и на
перспективу до 2024 года

Существующая и перспективная схема потокораспределения Екатеринбургского энергоузла на 2018 год (максимум лето и максимум зима) в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

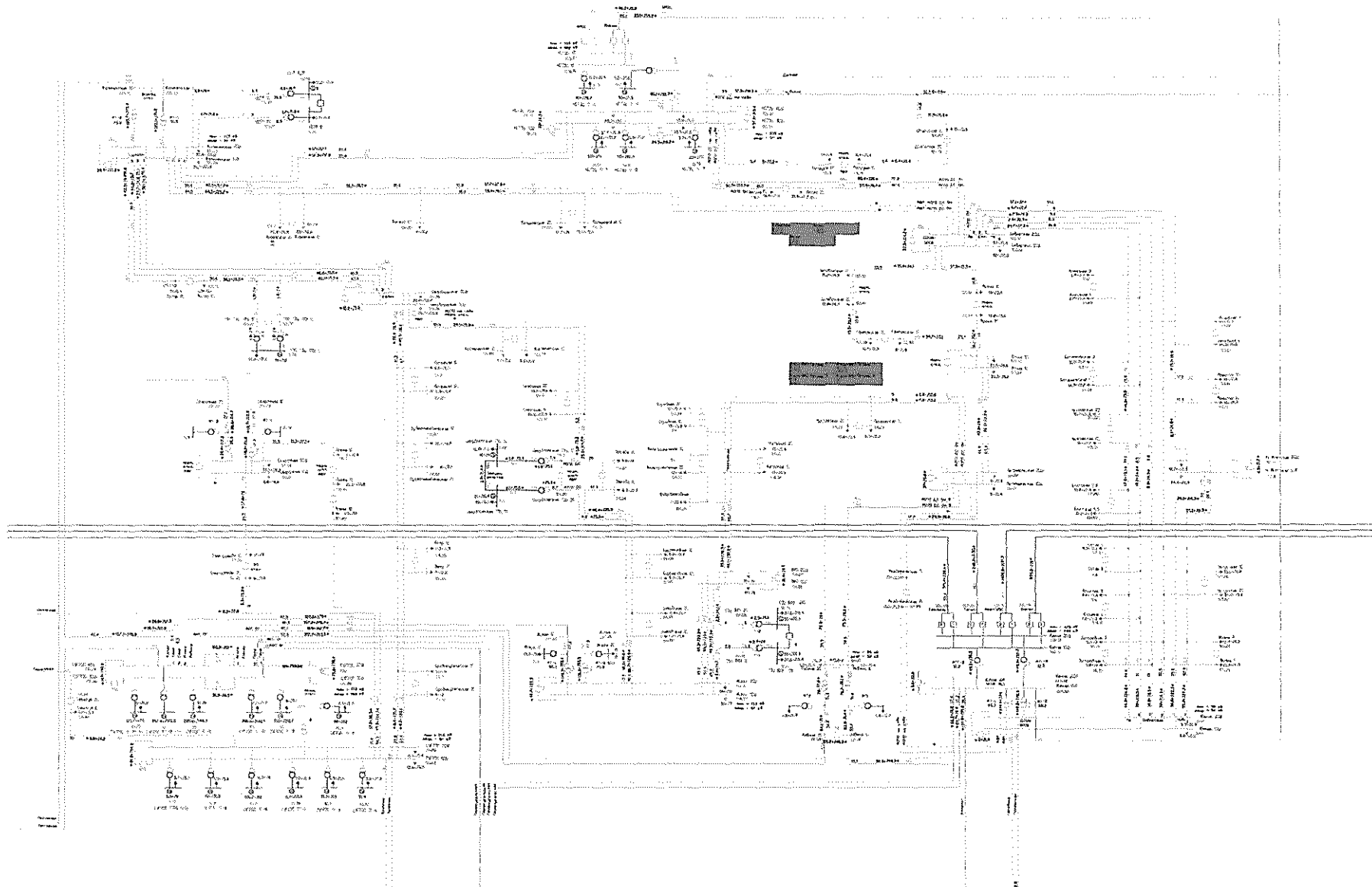


Рис. 1. Зимний максимум нагрузки 2013-2014 годов

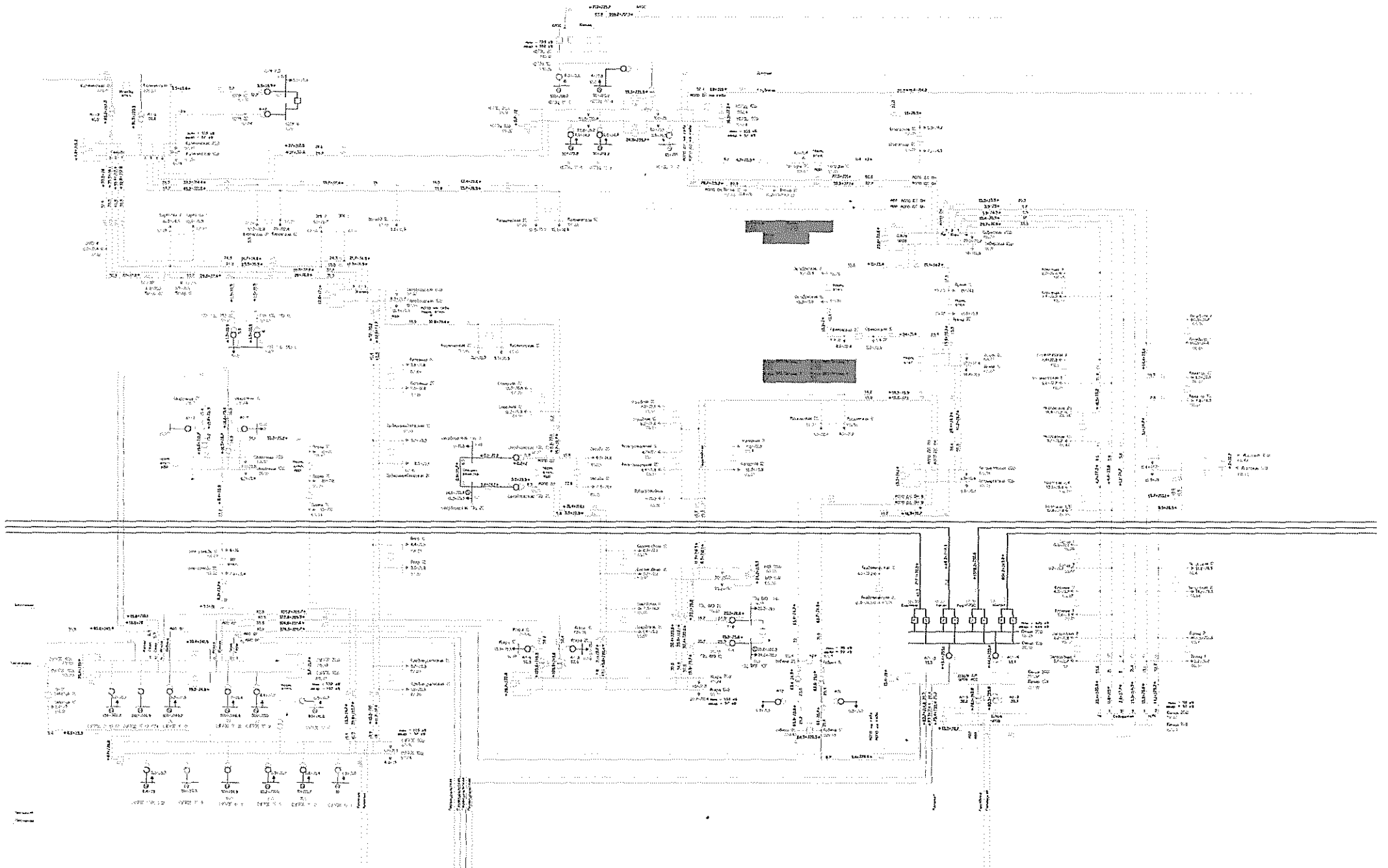


Рис. 2. Летний максимум нагрузки 2013 года

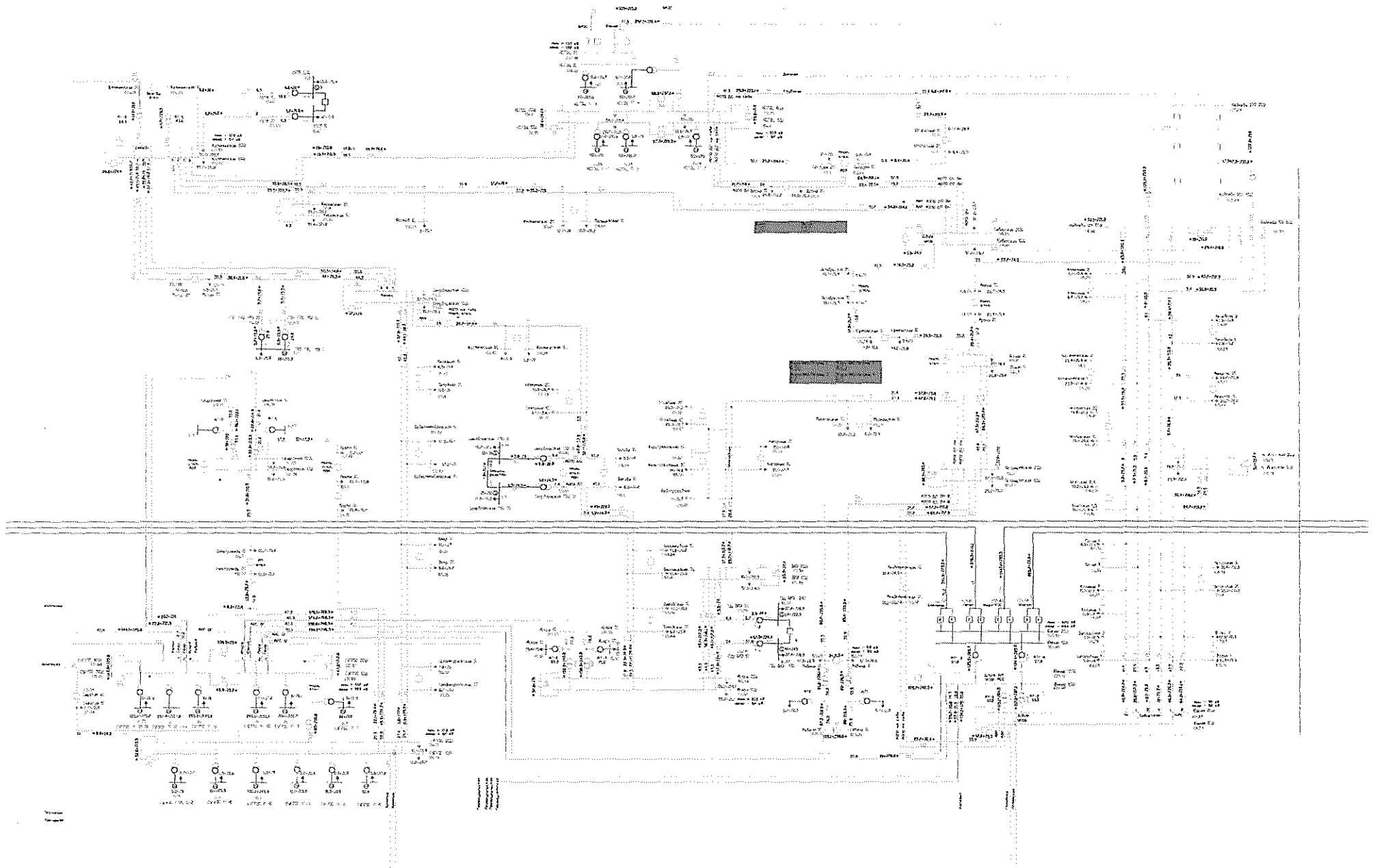


Рис. 3. Зимний максимум нагрузки 2018 года

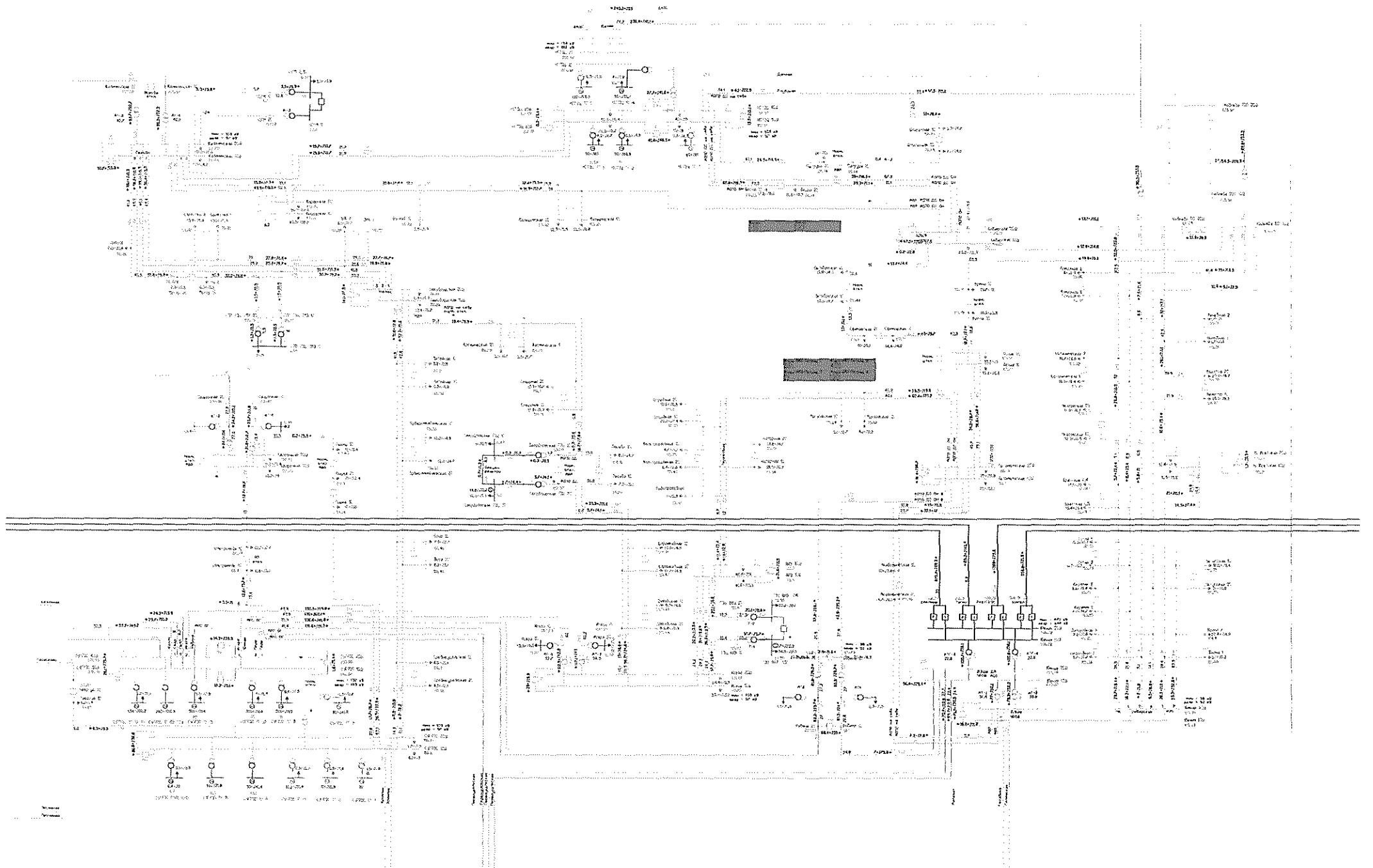


Рис. 4. Летний максимум нагрузки 2018 года

Перечень используемых сокращений

- А – ампер;
АВР – автоматическое включение резерва;
АДП – аварийно допустимый переток;
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
АИИСКУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
АРЛ – автоматика разгрузки линии;
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
АТ – автотрансформатор;
АТГ – автотрансформаторная группа;
АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
АЭС – атомная электрическая станция;
БАЗ – Богословский алюминиевый завод;
БАЭС – Белоярская атомная электростанция;
БН – (реактор) на быстрых нейтронах;
БСК – батарея статических конденсаторов;
В – выключатель;
ВИЗ – Верх-Исетский завод;
ВЛ – воздушная линия;
ВРП – валовый региональный продукт;
ВТГРЭС – Верхнетагильская государственная районная электрическая станция;
ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
ВЭУ – Восточный энергоузел;
ГК – генерирующая компания;
Гкал – гигакалория;
ГВС – горячее водоснабжение;
ГВО – график временного отключения;
ГОК – горно-обогатительный комбинат;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ГРЭС – государственная районная электрическая станция;
ГТ ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль;
ГУП СО – государственное унитарное предприятие Свердловской области;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ДДТП – длительно допустимая токовая нагрузка;
ДПМ – договор о предоставлении мощности;
ЕМУП – Екатеринбургское муниципальное унитарное предприятие;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЕЭСК – Екатеринбургская электросетевая компания;
ЖР – жилой район;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗУ – заземляющее устройство;
ИРМ – источник реактивной мощности;
ИП – инвестиционная программа;
кВ – киловольт;
кВт – киловатт;
кВтч – киловатт-час;
кг.у.т. – килограмм условного топлива;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КПГ – компримированный газ;
КПД – коэффициент полезного действия;
КС – контролируемое сечение;
КУМЗ – Каменск-Уральский металлургический завод;
ЛАПНУ – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЛЭП – линия электропередач;
МВА – мегавольтампер;
МВар – мегавольтампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МДП – максимально допустимый переток;
МО – муниципальное образование;
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;
МЭС – магистральные электрические сети;
НДС – налог на добавленную стоимость;
НСТЭЦ – Ново-Свердловская теплоэлектроцентраль;
НТГРЭС – Нижнетуринская государственная районная электрическая станция;
НТМК – Нижнетагильский металлургический комбинат;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОН – отключение нагрузки;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии;
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАР – послеаварийный режим;
ПАСх – послеаварийная схема;
ПГУ – парогазовая установка;
ПИР – проектно- изыскательские работы;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
ПЭУ – Полевской энергоузел;
РАО – российское акционерное общество;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЖД – Российские железные дороги;
РЗА – релейная защита и автоматика;

РП – распределительный пункт;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
РЭС – районные электрические сети;
САОН – специальная автоматика отключения нагрузки;
СанПиН – санитарные правила и нормы;
СВМ – схема выдачи мощности;
СвТЭЦ – Свердловская теплоэлектроцентраль;
СК – статический компенсатор;
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;
ССПИ – система сбора и передачи информации;
СТЗ – Синарский трубный завод;
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
СТК – Свердловская теплоснабжающая компания;
СУГРЭС – Среднеуральская государственная районная электрическая станция;
СШ – система шин;
т.у.т. – тонна условного топлива;
ТГ – турбогенератор;
ТГК – территориальная генерирующая компания;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭБ – топливно-энергетический баланс;
ТЭР – топливные энергетические ресурсы;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УВ – управляющее воздействие;
УВЗ – Уралвагонзавод;
УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;
УМП – унитарное муниципальное предприятие;
УПАСК – устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;
УрО РАН – Уральское отделение Российской академии наук;
УрФО – Уральский федеральный округ;
ФГУП – федеральное государственное предприятие;
ФСК – федеральная сетевая компания;
ЦРП – центральный распределительный пункт;
ЧДЗ – частотная делительная защита;
ЧМ-2018 – чемпионат мира по футболу в 2018 году;
ЦТП – центральный теплопункт;
ШР – шунтирующий реактор.