



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

АДМИНИСТРАЦИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

30 апреля 2010 года

г. Липецк

№ 270

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2021-2025 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» администрация Липецкой области постановляет:

Утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области на 2021-2025 годы (приложение).

Глава администрации
Липецкой области

И.Г. Артамонов

Приложение
к постановлению администрации
Липецкой области
«Об утверждении Схемы и
программы развития
электроэнергетики Липецкой
области на 2021–2025 годы»

**«Схема и программа развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021–2025 годы»**

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	5
1.1 Паспорт Схемы и программы развития	5
1.2 Основание для разработки Схемы. Цели и задачи разработки Схемы	5
2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА.....	7
3. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	15
3.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области	15
3.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления	16
3.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе.....	18
3.4 Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет.....	19
3.5 Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области	19
3.6 Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям	20
3.7 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	21
3.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности	22
3.9 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Липецкой области.....	22
3.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области.....	22
3.10.1 Общая характеристика электросетевых объектов 220 кВ и 500 кВ	23
3.10.2 Общая характеристика электросетевых объектов 110 кВ.....	24
3.10.3 Общая характеристика электросетевых объектов 35 кВ.....	28
3.11 Внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области.....	33
3.12 Показатели, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	35
3.13 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций.....	35
4. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ	37
4.1 Анализ загрузки ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетном году	37
4.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ.....	41
4.2.1 Анализ существующей загрузки центров питания 110 кВ	41
4.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 110 кВ.....	51
4.2.3 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ	51
5. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ	55
5.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период.....	55
5.2 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области	56
5.3 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области	56
5.4 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива.....	58

5.4.1 Перспективы развития ветроэнергетики региона	58
5.4.2 Перспективы развития солнечной энергетики региона	59
5.4.3 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона	61
5.4.4 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона.....	62
5.5 Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период	63
5.6 Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше	65
5.6.1 Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше	65
5.6.1.1 Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития).....	65
5.6.1.2 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития)	70
5.6.1.3 Решения по электрическим сетям 220 и 500 кВ (региональный вариант развития) ..	72
5.6.2 Решения по электрическим сетям 110 кВ	75
5.6.2.1 Решения по электрическим сетям напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)	75
5.6.2.2 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ (базовый вариант развития).....	81
5.6.2.3 Решения по электрическим сетям напряжением 35-110 кВ (региональный вариант развития).....	84
5.6.4 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже ...	90
5.6.4.1 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (базовый вариант развития).....	90
5.6.4.2 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (региональный вариант развития)	102
6. ОСНОВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА	111
6.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Липецкой области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных.....	111
6.2 Прогноз ограничений мощности ТЭС до 2025 г.	114
6.3 Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период	117
6.4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе	117
6.5 Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Липецкой области	117
7. ПЕРЕХОД К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЦИФРОВЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ	125

Приложение 1. ПС 220-500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области

Приложение 2. ЛЭП 220-500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области

Приложение 3. ПС 110 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

Приложение 4. ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

Приложение 5. ПС 110 кВ, ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций

Приложение 6. ПС 35 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

Приложение 7. ЛЭП 35 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

Приложение 8. Информация по договорам на осуществление технологического присоединения к электросетевым объектам 35-220 кВ

- Приложение 9. Информация о планируемом технологическом присоединении к электросетевым объектам напряжением 110 кВ и выше
- Приложение 10. Расчеты электроэнергетических режимов в сети 220 кВ и выше (базовый вариант)
- Приложение 11. Расчеты электроэнергетических режимов в сети 220 кВ и выше (региональный вариант)
- Приложение 12. Расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ (базовый вариант)
- Приложение 13. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и модернизации объектов теплосетевого хозяйства
- Приложение 14. Карты-схемы и принципиальные схемы электрических сетей Липецкой области на 2020 и 2021-2025 годы (базовый вариант)
- Приложение 15. Карты-схемы и принципиальные схемы электрических сетей Липецкой области на 2020 и 2021-2025 годы (региональный вариант)
- Приложение 16. Техничко-экономическое обоснование строительства ПС 35 кВ Восход (региональный вариант)

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Паспорт Схемы и программы развития

Схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2021-2025 годы	
Цели и задачи Схемы, важнейшие целевые показатели	Цель: - повышение технического уровня и обеспечение высокого уровня надёжности функционирования электросетевых объектов в проектный период. Задачи: - повышение эффективности функционирования электросетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию и потерь электроэнергии в сетях; - разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную работу энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах; - создание условий для недискриминационного доступа на присоединение к электрическим сетям участников розничного рынка.

1.2 Основание для разработки Схемы. Цели и задачи разработки Схемы

Основанием для разработки Схемы послужило следующее:

- постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- необходимость корректировки Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области 2020 – 2024 гг.

Цели и задачи разработки Схемы:

- исполнение постановления Правительства РФ от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- создание условий для недискриминационного доступа на присоединение к электрическим сетям: филиала ПАО «МРСК Центра»–«Липецкэнерго»; филиала ПАО «ФСК ЕЭС»–«Верхне-Донское ПМЭС»; ПАО «Квадра» филиал «Липецкая генерация»; АО «ЛГЭК»;
- ликвидация недостаточной пропускной способности (авто-) трансформаторов на центрах питания, в том числе по объектам ПАО «ФСК ЕЭС», в соответствии с результатами расчета пропускной способности центров питания 220 кВ и 500 кВ на территории Липецкой области;
- ликвидация районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений по пропускной способности ВЛ 110, 220 кВ на территории Липецкой области;
- определение образующихся в перспективе районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений Липецкой энергосистемы и разработка первоочередных мероприятий по вводу параметров режимов в область допустимых значений;
- повышение параметров энергосбережения и энергоэффективности энергосистемы;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

При выполнении работы были использованы нижеперечисленные материалы, нормативно-технические и методические документы:

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание.

2. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (Москва, 2003 г.).

3. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 (утв. Минтопэнерго РФ 07.07.1994, РАО «ЕЭС России» 31.05.1994).

5. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.55.016-2008, утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 № 460).

6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009, утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136).

7. Отчетные данные ПАО «МРСК Центра» – филиал «Липецкэнерго» и сетевых предприятий.

8. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (№ 278тм, г. Москва, 2007 г.).

9. Проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы.

10. Схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2020-2024 годы, утверждена постановлением администрации Липецкой области от 26.04.2019 № 231.

11. Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

12. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по проектированию энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Кроме того, применялись также другие руководящие материалы, используемые при проектировании энергосистем.

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Липецкая область была образована указом Президиума Верховного Совета СССР от 6 января 1954 года из районов четырёх соседних областей.

В состав области были включены:

от Воронежской области – город Липецк, Боринский, Водопьяновский, Грачевский, Грязинский, Дмитришевский, Добринский, Липецкий, Молотовский, Талицкий, Усманский, Хворостянский и Хлевенский районы;

от Орловской области – город Елец, Волынский, Долгоруковский, Елецкий, Задонский, Измалковский, Краснинский, Становлянский, Чернавский и Чибисовский районы;

от Рязанской области – Березовский, Воскресенский, Данковский, Добровский, Колыбельский, Лебединский, Лев-Толстовский, Троекуровский, Трубетчинский и Чаплыгинский районы;

от Курской области – Больше-Полянский, Воловский и Тербунский районы.

Географическое положение

Липецкая область расположена в центральной части европейской территории России на пересечении важнейших транспортных магистралей страны, в 500 км на юг от Москвы. Липецкая область граничит с Воронежской, Курской, Орловской, Тульской, Рязанской, Тамбовской областями.

Территория области – 24,17 тыс. км², что составляет 0,14% от территории Российской Федерации. По этому показателю область занимает 71 место в России и последнее среди пяти регионов Центрально-Чернозёмного экономического района.

Протяженность области:

с севера на юг – 200 км,

с запада на восток – 150 км.

Общая протяженность границ – 900 км.

Климат умеренно континентальный с умеренно холодной зимой и теплым летом.

Население

В таблице 2 и на Рисунке 1 представлена информация по численности населения Липецкой области на 2020 год, на предшествующий пятилетний период и на 2000 год.

Таблица 2

Год	Все население, тыс. чел.	В том числе, тыс. чел.		В общей численности населения (%)	
		городское	сельское	городское	сельское
Численность населения на 1 января					
2000	1233,7	789,3	444,4	64,0	36,0
2016	1156,1	742,5	413,6	64,2	35,8
2017	1156,2	742,2	414,0	64,2	35,8
2018	1150,2	740,3	409,9	64,4	35,6
2019	1144,0	738,3	405,8	64,5	35,5
2020	1139,5	736,6	402,7	64,6	35,4
2020 в % к 2019	99,6%				

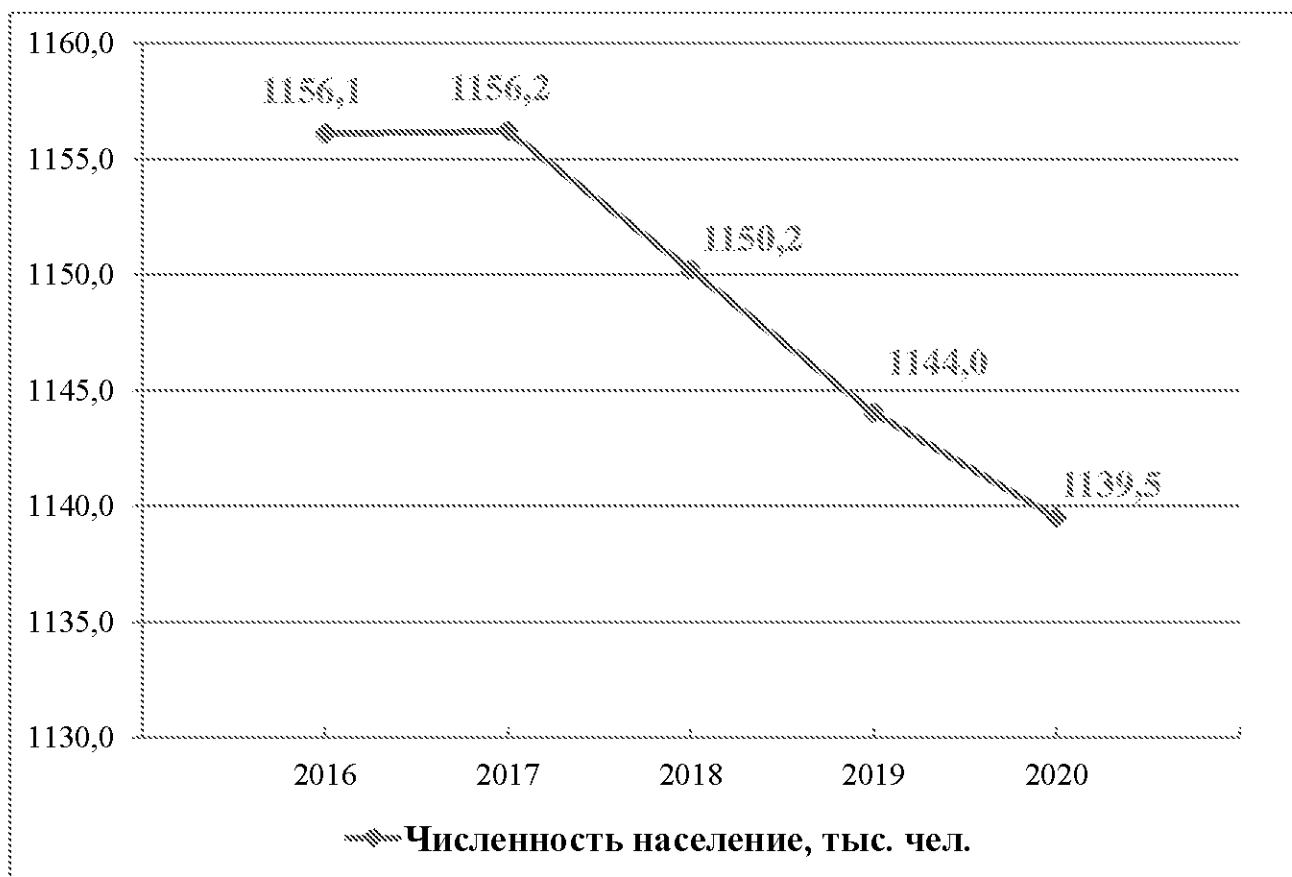


Рисунок 1. Динамика численности населения

Численность населения области на 1 января 2020 года составила 1 139,5 тыс. человек. По сравнению с 2019 годом население области уменьшилось на 4,5 тыс. человек.

Липецкая область включает в себя 314 муниципальных образований, в том числе:

1. Два города областного подчинения, образующие Липецкий городской округ и Елецкий городской округ.

2. Восемнадцать муниципальных районов: Воловский, Грязинский, Данковский, Добринский, Добровский, Долгоруковский, Елецкий, Задонский, Измалковский, Краснинский, Лебединский, Лев-Толстовский, Липецкий, Становлянский, Тербунский, Усманский, Хлевиенский, Чаплыгинский.

3. Шесть городских поселений, 288 сельских поселений.

Города Липецкой области:

– Липецк (население 508,858 тыс. чел.) – административный, промышленный, культурный и курортный центр области, расположенный на берегах реки Воронеж;

– Елец (население 102,259 тыс. чел.) – старинный город с героической историей, богатыми духовными и культурными традициями. Имеет развитую промышленность;

– Грязи (население 46,707 тыс. чел.) – перекресток крупных железнодорожных магистралей с севера на юг и с запада на восток, обеспечивающих доступ к рынкам центральных и отдаленных регионов России и стран СНГ;

– Данков (население 18,662 тыс. чел.) – название города произошло от входившего в Рязанское княжество древнего города Донков, который был разрушен монголо-татарами. Сейчас на том месте находится село Стрешнево Данковского района. В 1796–1804 и 1924–1958 годах не имел статуса города. Нынешний статус – с 1959 года;

– Лебединь (население 19,173 тыс. чел.) – в городе действуют несколько машиностроительных и перерабатывающих предприятий, в том числе крупнейший в России производитель соков – ОАО «Экспериментально-консервный завод Лебединский»;

– Усмань (население 19,672 тыс. чел.) – из промышленных предприятий города следует отметить завод литейного оборудования (ООО «Литмашприбор»), мебельную фабрику, швейную фабрику, хлебокомбинат;

– Чаплыгин (население 11,780 тыс. чел.) – основную долю занимает пищевая промышленность, она представлена такими предприятиями, как ООО «Агрохим», ООО «Чаплыгинмолоко», ЗАО «Раненбургское», крахмальным заводом и др. Машиностроение представлено ООО «Чаплыгинский завод агрегатов» (тракторные агрегаты, фильтрующие элементы);

– Задонск (население 9,513 тыс. чел.) – слобода, давшая начало Задонску, возникает на левобережье речки Тешевки около 1610 года, в связи с основанием Тешевского (Задонского) Богородицкого мужского монастыря, как вотчинное его владение. В городе работают хлебокомбинат, цех мясопереработки и завод по розливу минводы.

Земельные и минерально-сырьевые ресурсы

Почвы области представлены в основном черноземами выщелоченными и оподзоленными; на юго-востоке преобладают серые лесные и лугово-черноземные почвы. Потенциальное плодородие этих почв высокое. Липецкая область лежит в зоне черноземных степей, леса занимают не более 8% ее площади. В основном это березово-сосновые леса на песчаных террасах. В долине Дона местами сохранились древние дубравы, в которых преобладает дуб с примесью вяза и ясеня. Наиболее крупная из них – в заповеднике «Галичья гора».

Минерально-сырьевая база Липецкой области включает в себя 160 месторождений твердых полезных ископаемых, 107 оцененных месторождений (участков) пресных и 5 - минеральных подземных вод, а также многочисленные рудопроявления, участки и месторождения железных руд, снятых с баланса. Добываемое сырье представлено технологическими и цементными известняками, доломитами, стекольными песками, песками и глинами для стройиндустрии. На территории области действуют 10 крупных горнодобывающих предприятий по добыче карбонатного сырья, глин и строительных песков с объемом добычи от 200 до 4000 тыс. тонн сырья в год.

Транспорт

Транспортный комплекс Липецкой области представлен предприятиями железнодорожного, автомобильного и воздушного транспорта.

Липецкая область располагает развитой сетью железных дорог. Густота железнодорожных путей на 10000 кв. км по Липецкой области составляет 314 км путей. Эксплуатационная длина железнодорожных путей в Липецкой области составляет 751,1 км, из них 363 км электрифицированы. По густоте железнодорожных путей общего пользования область занимает 7-е место в РФ: её территорию пересекают три железнодорожные магистрали, связывающие Москву с Северным Кавказом, Донбассом, Поволжьем. Крупнейшие узловые станции – Елец и Грязи. Основные виды перевозимых грузов железнодорожным транспортом: руда, известняки, глины, черные металлы, цемент, бытовая техника, зерно, сахарная свекла.

По плотности сети автомобильных дорог Липецкая область входит в первую десятку регионов России. Современные автомобильные магистрали связывают Липецк со всеми сопредельными областными центрами, а также с трассами федерального значения: Москва – Ростов-на-Дону, Москва – Волгоград. На каждую 1 тыс. км² территории приходится свыше 208,1 км автодорог с твёрдым покрытием.

В целях дальнейшего развития современной и комплексной транспортной инфраструктуры Липецкой области начата реализация крупномасштабного проекта по строительству 2 очереди автомобильной дороги «Восточный обход промышленной зоны г.

Липецка». Автомобильная дорога разгрузит перегруженные трассы «Липецк – Усмань», «Липецк – Грязи», выведет транспортные потоки за пределы городской черты, свяжет аэропорт Липецк через трассу 1Р 119 с промышленной зоной.

В 2019 году построен мостовой переход через реку Сосна у с. Черкассы в Елецком районе Липецкой области. Протяженность мостового перехода - 0,86 км, в т.ч. длина моста 127,16 п.м.

Большое значение имеет проходящий по территории Липецкой области международный транспортный коридор № 9 Финляндия – Санкт-Петербург – Москва – Астрахань – Новороссийск.

В окрестностях Липецка – современный аэродром, способный принимать самолёты любого класса.

Промышленность и сельское хозяйство

Липецкая область является промышленно развитым регионом.

По объему экспорта Липецкая область занимает 3 место в ЦФО (после г. Москвы и Московской области) и 24 место в Российской Федерации. Доля несырьевых товаров в общем объеме экспорта составляет 99%.

В структуре экспорта Липецкой области доля продукции из черных металлов составила 85%, продукции АПК – 10%, машиностроительной продукции – 3%, минеральной и химической продукции – 1%.

В структуре импорта Липецкой области представлена машиностроительная продукция – 43%, изделия из металлов – 23%, химическая продукция – 17%, пищевая продукция – 8%.

Внешнеэкономическая деятельность ведется со 119 странами ближнего и дальнего зарубежья. Ведущие партнеры региона: Мексика (19% от общего товарооборота), Турция (17%), Бельгия (17%), Дания (6%), Китай (5%), Германия (4%), Беларусь (5%), Казахстан (3%).

Индекс промышленного производства в 2019 году составил 100 %, в обрабатывающих отраслях – 102,1%.

За последние 15 лет создано более 110 новых промышленных предприятий. В настоящее время промышленный комплекс насчитывает 2,1 тыс. предприятий.

В особой экономической зоне промышленно-производственного типа «Липецк» зарегистрированы 65 резидентов, из них 8 компаний на елецком участке.

В 2019 году состоялось торжественное открытие завода ООО «Систем Сенсор Технологии», ООО «Дока Липецк», ООО «Липецкая кофейная компания» и других, получили статус резидента: ООО «Семенной завод КВС» (Германия), ООО «Сингента Продакшн» (Швейцария), ООО «ФЕНИКС», ООО «СОЙПРОМ», ООО «АНЕВА», ООО «САФ Фрагранс», ООО «ПОТОК ОДИН», ООО «ПОТОК ДВА», состоялась закладка капсулы времени, посвященной началу строительства производственного комплекса ООО «Рустарк».

Авторитетный международный журнал fDi Magazine, входящий в группу The Financial Times, опубликовал ежегодный рейтинг особых экономических зон. Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Липецк» получила дипломы победителя в пяти номинациях: «За внедрение технологий», «За расширение проектов», «За развитие инфраструктуры», «За новые инвестиции» и «За снижение административной нагрузки».

В особых экономических зонах регионального уровня промышленно-производственного типа (далее – ОЭЗ РУ ППТ) зарегистрировано 18 участников. На предприятиях создано более 2000 рабочих мест.

Производственную деятельность осуществляют 11 предприятий.

В особой экономической зоне регионального уровня технико-внедренческого типа зарегистрировано 16 участников с объемом заявленных инвестиций 326 млн руб. Объем освоенных инвестиций участниками составил 155 млн руб., создано более 160 рабочих мест. Объем выручки резидентов составил около 1 млрд руб.

В настоящее время на территории региона осуществляют деятельность два индустриальных парка, включенных в реестр Минпромторга России: «Созидатель» в городе Ельце и «Рождество» в Краснинском муниципальном районе.

Общая площадь индустриального парка «Созидатель» составляет 8,65 га. Основной специализацией индустриального парка являются машиностроение, металлообработка и станкостроение. В настоящее время резидентами индустриального парка являются четыре компании: ООО «Елецкая внешнеторговая компания» (деятельность по обработке металлических изделий с использованием основных технологических процессов машиностроения); ООО «Материалист» (производство красок); ООО «Спарк Индастриз» (производство пластмасс и синтетических смол); ООО «Интермаш» (производство металлообрабатывающих станков). Резидентами индустриального парка создано 53 рабочих места.

Основной специализацией индустриального парка «Рождество» являются автомобилестроение и производство комплектующих изделий к автомобилям, машиностроение. Общая площадь индустриального парка составляет 420 га. В настоящее время резидентами индустриального парка являются три компании: ООО «ЛМЗ» (сборочное производство автомобилей); ООО «Реал Эстейт» (окраска автомобильных кузовов); ООО «Юнионвайр» (производство комплектующих для сложнобытовой техники). Резидентами индустриального парка создано 108 рабочих мест.

Сельское хозяйство области специализируется на возделывании зерновых и масличных культур, сахарной свеклы, картофеля, плодов, овощей открытого и защищенного грунта, на производстве мяса, молока, яиц.

В 2019 году хозяйства всех категорий произвели продукции сельского хозяйства на сумму 135,9 млрд рублей в действующих ценах, в том числе продукции растениеводства – 88,0 млрд рублей, животноводства – 47,9 млрд рублей.

Индекс производства продукции сельского хозяйства составил 111,4%, при этом индекс производства продукции растениеводства сложился на уровне 117,2%, продукции животноводства - 102%.

Почти 80%, а это 1918,3 тыс. га, территории области занимают земли сельскохозяйственного назначения, из которых 1774,7 тыс. га отведено под сельскохозяйственные угодья.

В структуре сельскохозяйственных угодий пашня занимает 1449,8 тыс. га, или 81,7%, многолетние насаждения – 21,2 тыс. га (1,2%); сенокосы – 77 тыс. га (4,3%); пастбища – 226,6 тыс. га (12,8%); залежь 0,1 тыс. га (менее 0,01%).

Ведущей отраслью сельского хозяйства Липецкой области является растениеводство, на долю которого приходится около 60% объема сельхозпроизводства.

В 2019 году, впервые за всю историю существования Липецкой области, собраны наивысшие урожаи зерновых и зернобобовых культур (в весе после доработки) - 3,3 млн тонн, сахарной свеклы - 5,9 млн тонн, овощей закрытого грунта – 111,8 тыс. тонн, масличных культур – 740,4 тыс. тонн, из которых 491,9 тыс. тонн приходится на долю подсолнечника, 139,5 тыс. тонн – сои.

В 2019 году собрано 73,7 тыс. тонн плодово-ягодной продукции, из них 54,3 тыс. тонн собрано в сельхозорганизациях. На длительное хранение заложено более 36 тыс. тонн.

В 2019 году одним из основных приоритетов по-прежнему оставалось производство овощей в закрытом грунте (томатов, огурцов, салатов). Дополнительно было введено 90 га теплиц, при этом их общая площадь составила 200 га. Введение в эксплуатацию данных

площадей позволит довести производство овощей закрытого грунта в Липецкой области до 180 тыс. тонн в год.

Особое место отводится семеноводству. В общей площади посевов семенами высших репродукций зерновых и зернобобовых культур было засеяно более 56,0 тыс. га, что составило 7,5% от общей посевной площади. Необходимо отметить, что 98% используемых семян зерновых культур - отечественного производства.

За счет модернизации и строительства новых объектов животноводства в регионе продолжается наращивание объемов производства мяса, молока и яйца.

За 2019 год хозяйствами всех категорий Липецкой области произведено:

- 378,5 тыс. тонн скота и птицы на убой в живом весе (103% к уровню 2018 года);
- 286,7 тыс. тонн молока (103% к уровню 2018 года), при этом продуктивность дойного стада сложилась на уровне 7707 кг молока (103% к уровню 2018 года);
- 752,2 млн штук яиц, в том числе в сельхозпредприятиях – 571,2 млн штук, рост производства по сравнению с прошлым годом составил 12%;
- 3105 тонн рыбы, что на уровне прошлого года.

Пищевая и перерабатывающая промышленность - одна из стратегических отраслей экономики, призванная обеспечивать устойчивое снабжение населения необходимыми по количеству и качеству продуктами питания.

На учете в статистическом регистре хозяйствующих субъектов области, по виду экономической деятельности - производство пищевых продуктов, на 1 января 2020 года состоит 341 организация, производство напитков – 62, общей численностью работающих 19,2 тыс. человек.

В 2019 году индекс производства пищевых продуктов составил 109,3%, напитков - 106,9%, табачных изделий - 112,2% по сравнению с аналогичным периодом 2018 года.

Выросли объемы производства говядины на 17,6%; свинины (на 4%); консервов мясных (на 4%) и мясосодержащих (на 17,8%), консервов растительно-мясных из мяса птицы (в 1,6 раза); масел растительных (в 1,3 раза), в т. ч. подсолнечного (на 21,7%), рапсового (в 1,9 раза); молока жидкого обработанного (на 7,3%), масла сливочного (на 3,9%); картофеля переработанного и консервированного (в 1,8 раза); нектаров фруктовых и овощных (на 6,2%); сахара (на 8,2%); продукции молочной для детского питания (на 19,9%), воды питьевой, напитков для детского питания (на 7,3%), продукции для детского питания на зерновой основе (на 23,1%), продукции мясной для детского питания (на 26,2%), минеральных вод (на 2,4%), напитков безалкогольных (на 15%), табачных изделий (на 7%), дрожжей (на 15%).

Увеличилось также производство премиксов (на 5%), комбикормов (на 1,1%), корма готового для непродуктивных животных (на 75,3%).

Рекордными для региона стали объемы производства:

- сахара свекловичного – 956,8 тыс. тонн (108,2%);
- растительных масел – 342,1 тыс. тонн (133,5%), в том числе рапсового – 78,7 тыс. тонн (в 1,9 раза).

Налажено производство гречневой крупы.

Наращиванию объемов производства важнейших видов продовольствия способствуют меры, принимаемые производителями по модернизации производства, улучшению качества и расширению ассортимента продукции, внедрению инновационных технологий, а также меры по государственной поддержке агропромышленного комплекса как на федеральном, так и на региональном уровнях.

Заготовительной деятельностью в регионе занимаются 47 хлебоприемных предприятий и элеваторов мощностью единовременного хранения зерновых и масличных культур 2521,6 тыс. тонн.

В 2019 году было реализовано 2 инвестиционных проекта по строительству новых высокотехнологичных элеваторных комплексов для подработки, хранения и перевалки

зерновых и масличных культур в Задонском и Данковском районах общей зерновой мощностью 70 тыс. тонн.

На сегодняшний день в АПК Липецкой области реализуется более 30 инвестиционных проектов.

Одним из основных приоритетов в АПК является производство овощей в закрытом грунте (томаты, огурцы, салат).

В Данковском, Елецком, Усманском и Хлевиенском районах продолжают работу по расширению площадей тепличных комплексов: ООО «ТК ЛипецкАгро», ООО «ТК Елецкие овощи», ООО «Овощи Черноземья», ООО «АгроАльянсЛипецк».

В 2019 году построено 90 га теплиц, при этом общая площадь теплиц составляет 200 га, что позволит довести производство овощей закрытого грунта до 180 тыс. тонн в год.

Построены, реконструированы и введены в эксплуатацию следующие объекты:

- на территории ОЭЗ РУ АПТ «Хлевиное» - селекционно-семеноводческий центр ООО «Семенные глобальные технологии», включающий селекцию, семеноводство, современный универсальный семенной завод с уникальным оборудованием, способным готовить семена высокого качества по мировым стандартам, мощностью 18 тысяч тонн семян в год;

- на территории ОЭЗ РУ ППТ «Данков» - завод по производству дрожжей ООО «Ангел Ист Рус», производственные мощности которого позволяют производить в год 20 тыс. тонн сухих и прессованных дрожжей и 30 тыс. тонн органических удобрений. Глубокая переработка свекловичной мелассы с применением биотехнологий с общим объемом переработки мелассы порядка 100 тыс. тонн в год;

- в Данковском районе ООО «Агро-Элеватор» - комплекс по хранению, подработке, перевалке и отгрузке зерновых культур мощностью 40 тыс. тонн единовременного хранения;

- в Данковском районе ООО «Юникруп» - завод по производству гречневой крупы мощностью 40 тонн в сутки;

- на территории Задонского района - комплекс для подработки, хранения и перевалки зерновых и масличных культур мощностью 30 тыс. тонн единовременного хранения ООО «АПО «Аврора»;

- на территории ОЭЗ РУ АПТ «Измалково» ООО «Введено» - 12 свиноводческих площадок по производству на реализацию молодняка мощностью 3,2 тысячи тонн мяса в живом весе в год;

- на территории Лебедянского района ООО «Агроном сад» - первая очередь логистического комплекса по хранению и обработке яблок мощностью 10 тысяч тонн единовременного хранения. Современное высокотехнологичное фруктохранилище полного цикла будет включать зону экспедиции, калибровки, упаковки и хранения продукции. Общая вместимость холодильных камер составит 50 тыс. тонн.

Строительство

Липецкая область входит в число лидеров в жилищном строительстве среди субъектов Российской Федерации. За последнее десятилетие введено в эксплуатацию более 8 млн кв. м жилья.

В 2019 году достигнут рекордный показатель: 1 255 тыс. кв. м жилья, что составляет 137,9% к уровню 2018 года (910 тыс. кв. м), 104,3% к заданию на 2019 год (1 204 тыс. кв. м).

Ввод жилья на душу населения по области в 2019 году составил 1,097 кв. м на человека. По данному показателю Липецкая область занимает 3 место среди субъектов ЦФО Российской Федерации, уступая Воронежской и Белгородской.

Все муниципальные районы области выполнили установленное задание на 2019 год. Следует отметить, что Липецкий муниципальный район выполнил задание на 131% (158 тыс. кв. м), что в общем объеме ввода составляет 13%.

Наилучшие результаты по вводу жилья на душу населения (более 1,00 кв. м) достигнуты в Липецком (3,02 кв. м), Добровском (1,40 кв. м), Елецком (1,29 кв. м), Усманском (1,25 кв. м), Хлевиенском (1,20 кв. м), Лебедянском (1,18 кв. м), Чаплыгинском (1,00) районах и г. Липецке (1,18 кв. м).

Электроэнергетика

Перечень территориальных сетевых организаций Липецкой области:

- Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»;
- АО «Липецкая городская энергетическая компания»;
- ПАО «НЛМК»;
- ООО «Техноинжиниринг»;
- ООО «Липецкий силикатный завод»;
- АО «Липецкое торгово-промышленное объединение»;
- Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение «Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»;
- ООО «ЛТК «Свободный Сокол»;
- ООО «Лонгричбизнес»;
- АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»;
- ООО «Первая сетевая компания»;
- Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на территории Липецкой области.

Гарантирующие поставщики:

- ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»;
- ООО «Новое Информационно-технологичное Энергосбережение»;

Поставщики электрической энергии (субъекты ОРЭМ) на территории Липецкой области, деятельность которых не подлежит государственному регулированию:

- ПАО «НЛМК»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- АО «Газпром энергосбыт»;
- ООО «Межрегионсбыт»;
- ООО «Энергосбытовая компания ОЭЗ экономической зоны «Липецк»;
- ООО «ГРИНН Энергосбыт»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- АО «Мосэнергосбыт»;
- ООО «АгроЭнергоСбыт»;
- ООО «ЭнергоСбытСервис».

Липецкая область, наряду с Тамбовской и Воронежской областями, входит в зону обслуживания Верхне-Донского ПМЭС. В эксплуатации Верхне-Донского ПМЭС находятся линии электропередачи и подстанции напряжением 220 и 500 кВ.

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД

3.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области

Энергосистема Липецкой области входит в состав объединённой энергосистемы Центра (ОЭС Центра) и имеет электрические связи со следующими смежными энергосистемами:

- Рязанской области;
- Тамбовской области;
- Воронежской области;
- Брянской области;
- Орловской области;
- Курской области;
- Тульской области.

Липецкая энергосистема также связана с энергосистемой Волгоградской области, входящей в ОЭС Юга (двумя ВЛ 500 кВ).

Информация по количеству электростанций, установленной мощности электростанций, величине потребления электрической энергии и мощности по Липецкой области, выработке и сальдо-перетоков за 2019 г. представлена в таблице 3.

Таблица 3

№	Параметр	Ед. изм.	Величина
1	Количество электростанций	шт.	14
2	Установленная мощность электростанций	МВт	1168,47
3	Потребление электроэнергии в 2019 г.	млн кВтч	12884,4
4	Максимум мощности в 2019 г.	МВт	1925,0
5	Выработка электроэнергии в 2019 г.	млн кВтч	5470,2
6	Сальдо-перетоков в 2019 г.	млн кВтч	7414,2

Информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Липецкой области, а также станциям промышленных предприятий представлена в таблице 4.

Таблица 4

№	Наименование
1	Электросетевые компании:
1.1	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» «Верхне-Донское ПМЭС»
1.2	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»
1.3	АО «Липецкая городская энергетическая компания»
1.4	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению
2	Генерирующие компании:
2.1	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
	Липецкая ТЭЦ-2
	Елецкая ТЭЦ
	Данковская ТЭЦ
3	Энергосбытовые компании – субъекты оптового рынка

№	Наименование
3.1	ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»
3.2	ООО «Новое Информационно-технологичное Энергосбережение»
3.3	АО «Газпром энергосбыт»
3.4	ООО «Русэнергоресурс»
3.5	ООО «Межрегионсбыт»
3.6	ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк»
3.7	ООО «ГРИНН Энергосбыт»
3.8	ООО «Русэнергосбыт»
3.9	ООО «Транснефтьэнерго»
3.10	ООО «МагнитЭнерго»
3.11	АО «Мосэнергосбыт»
3.12	ООО «АгроЭнергоСбыт»
4	Станции промышленных предприятий
4.1	ТЭЦ ПАО «НЛМК»
4.2	УТЭЦ ПАО «НЛМК»
4.3	ГТРС ПАО «НЛМК»
4.4	ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»
4.5	ТЭЦ ПАО «Добринский сахарный завод»
4.6	ТЭЦ ОАО «Лебедянский сахарный завод»
4.7	ТЭЦ ЗАО «Грязинский сахарный завод»
4.8	ТЭЦ АО «Аврора» «Боринский сахарный завод»
4.9	ТЭЦ АО «Аврора» «Хмелинецкий сахарный завод»
4.10	ТЭЦ сахарного завода в г. Елец
4.11	Мини ТЭЦ ООО «ТК ЛипецкАгро»
5	Крупные потребители - субъекты оптового рынка
5.1	ПАО «НЛМК»

3.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за последние 5 лет представлена в таблице 5.

Таблица 5

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области, млн кВт·ч

Показатель/год	2015	2016	2017	2018	2019
Липецкая область	12255	12392	12546	13008,2	12884,4
Прирост, %	1,2	1,11	1,2	3,7	-1,0
Потери ЕНЭС	294	336	354	361	326
СН ТЭЦ	329	336	345	363	373
НЛМК	6852	6736	6715	6935	6528
Крупные потребители – субъекты ОРЭ	741	781	896	1034	1454
Гарантирующие поставщики	4039	4204	4236	4316	4203

На рисунке 2 представлена динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за отчетный период.

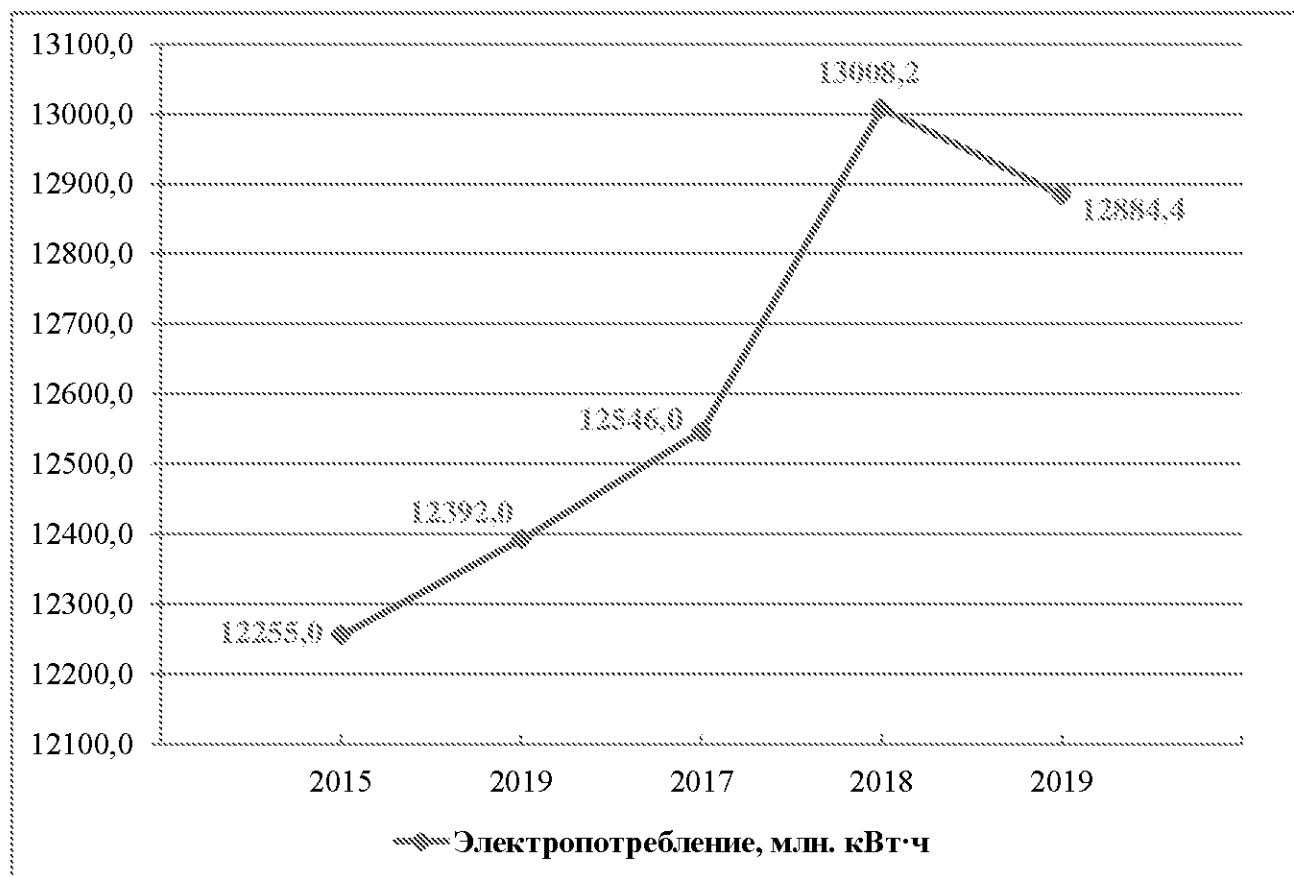


Рисунок 2. Динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за отчетный период

В таблице 6 представлена структура электропотребления по видам экономической деятельности за 2015-2019 гг.

Таблица 6

Структура электропотребления субъекта РФ по видам экономической деятельности за 2015-2019 гг., млн кВт·ч

№ п/п	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019
1	Промышленное производство	7873,6	7893,77	7901,9	8312,6	8053,0
2	Сельское хозяйство	90,01	101,01	208,7	261,4	465,5
3	Бытовое потребление (потребление электрической энергии населением)	1062,19	1095,82	1116,1	1097,7	1114,0
4	Прочие потребители	1825,1	1845,3	1845,5	1875,4	1819,0
5	Потери в электрических сетях	901,1	903,42	905,6	898,5	842,0
6	Потери ЕНЭС	294	335,6	348	361	326,0
7	Собственные нужды электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»	209	217,08	215,4	211	193,1
	Всего	12255	12392	12545,9	13008,2	12884,4

3.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Липецкой области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет представлен в таблице 7.

Таблица 7

Основные крупные потребители электрической энергии в Липецкой области

Крупный потребитель	ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
НЛМК	Млн кВт·ч	6852	6736	6715	6934,6	6534
	МВт	890	880	860	890	875
	% к области	55,91	54,36%	53,52%	53,31%	50,71%
Мострансгаз	Млн кВт·ч	3	4	32	15,0	150,3
	МВт	0,7	2	50	38	62
	% к области	0,02%	0,03%	0,26%	0,12%	1,2%
МН Дружба	Млн кВт·ч	210	214	226	203,0	193,1
	МВт	32	40	38	40	6,6
	% к области	1,71%	1,73%	1,80%	1,6%	1,5%
ОЭЗ ППТ Липецк	Млн кВт·ч	116	149	167	207	229,1
	МВт	15	19	19	24	25,4
	% к области	0,95%	1,20%	1,33%	1,6%	1,8%
Липецкцемент	Млн кВт·ч	107	94	103	87,0	99,5
	МВт	25	15	16	14	9,47
	% к области	0,87%	0,76%	0,82%	0,7%	0,8%
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	Млн кВт·ч	272	320	322	340,6	293,9
	МВт	45	46	46	46	45
	% к области	2,22	2,58%	2,57%	2,6%	2,3%
ЭКЗ Лебедянский	Млн кВт·ч	31	34	29	37,0	35,4
	МВт	4	4	3	4	3,8
	% к области	0,25%	0,27%	0,23%	0,3%	0,3%
Лемаз	Млн кВт·ч	31	34	31	30,0	29,3
	МВт	5	5	4	3	4,3
	% к области	0,25%	0,27%	0,25%	0,2%	0,2%
ООО «ТК Елецкие овощи»	Млн кВт·ч			8	146,0	257,3
	МВт			13	54	119
	% к области			0,06%	1,12%	2,0%
ООО «ТК ЛипецкАгро»	Млн кВт·ч			47	118	144,1
	МВт			40	48	46
	% к области			0,37%	0,9%	1,1%
Итого крупные потребители области	Млн кВт·ч	7636	7597	7625,8	8120	7966,0
	МВт	1018,3	1012	1090	1161	1196,57
	% к области	62,31%	61,31%	60,81%	63,2%	61,8%

Согласно таблице 7 потребления электроэнергии ПАО «НЛМК» оказывает основное влияние на изменение динамики потребления электроэнергии Липецкой области. Остальные потребители показывают гораздо меньшую динамику роста или некоторое снижение, не оказывающее заметного влияния на изменение общего потребления по области.

3.4 Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет

Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет в целом по Липецкой энергосистеме представлена в таблице 8.

Таблица 8

Год	2015	2016	2017	2018	2019
МВт	1747	1847	1809	1928	1925
Прирост, %	-	5,72	-2,1	6,6	-0,1

3.5 Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области

Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2019 году, представлена в таблице 9.

Таблица 9

Структура установленной мощности на территории Липецкой области

Электростанция	установленная мощность, МВт	доля, %	ввод, демонтаж в 2020 году
Липецкая область	1164,474	100	0,0
Липецкая ТЭЦ-2	515	44,2	0,0
Елецкая ТЭЦ	57	4,9	0,0
Данковская ТЭЦ	9	0,8	Вывод из эксплуатации
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	332	28,5	0,0
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	150	12,9	0,0
ГТРС ПАО «НЛМК»	40	3,4	0,0
ТЭЦ ООО «ЛТК Свободный Сокол»	12	1,0	0,0
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	6,704	0,6	0,0
ТЭЦ сахарных заводов *	42,77	3,7	0,0

* Добринский, Грязинский, Лебедянский, Боринский, Хмелинецкий, г. Елец

Примечание: согласно информации от филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» вывод в 2020 году генерирующего оборудования Данковской ТЭЦ не планируется.

Структура установленной мощности по видам собственности представлена на Рисунке 3.

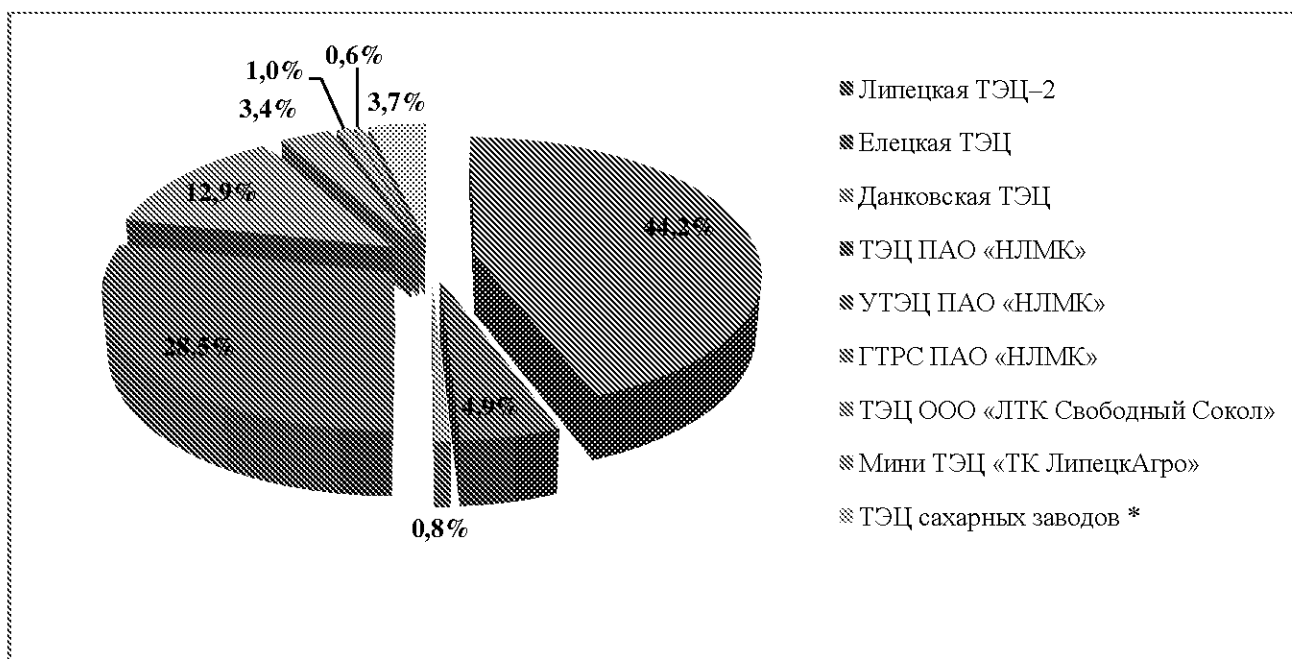


Рисунок 3. Структура установленной мощности по видам собственности

3.6 Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлен в таблице 10.

Таблица 10

Электростанция	Энергокомпания
Липецкая ТЭЦ-2	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
Елецкая ТЭЦ	
Данковская ТЭЦ	
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	для собственного потребления ПАО «НЛМК»
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	для собственного потребления ПАО «НЛМК»
ГТРС ПАО «НЛМК»	для собственного потребления ПАО «НЛМК»
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	для собственного потребления ООО «ЛТК «Свободный Сокол»
ТЭЦ ОАО «Добринский сахарный завод»	для собственного потребления + продажа на розничном рынке ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»
ТЭЦ ОАО «Грязинский сахарный завод»	
ТЭЦ ОАО «Лебедянский сахарный завод»	для собственного потребления
ТЭЦ сахарного завода ООО «Агроснабсахар» в г. Елец	для собственного потребления
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	для собственного потребления

3.7 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена в таблице 11, Млн кВтч.

Таблица 11

№	Электростанция	2015	2016	2017	2018	2019	Доля, %
	Липецкая область	5331,6	5191	4970,2	5304,9	5470,2	100
1	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация», в т.ч.	1324,2	1416,8	1308,3	1207,7	1105,6	20,2
1.1	Липецкая ТЭЦ-2	1088	1252,5	1098,6	1123,02	1018,7	18,6
1.2	Елецкая ТЭЦ	214,8	143,5	190,1	60,04	60,5	1,1
1.3	Данковская ТЭЦ	21,4	20,8	19,6	24,6	26,4	0,5
2	Станции промышленных предприятий, в т.ч.	4007,4	3774,2	3661,9	4097,2	4364,7	79,8
2.1	ТЭЦ ПАО «НЛМК»	2559,8	2277,3	2217,2	2502,5	2749,8	50,3
2.2	УТЭЦ ПАО «НЛМК»	1266,4	1278,2	1172,8	1294,6	1304,6	23,8
2.3	ГТРС ПАО «НЛМК»	61,3	107,2	141,8	148,4	130,5	4,7
2.4	ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	6,1	4,6	5,4	4,4	0,0	0,0
2.5	ТЭЦ сахарных заводов	113,8	90,7	96,6	124,7	159,9	2,9
2.5.1	<i>ТЭЦ Добринского сахарного завода</i>	<i>63,4</i>	<i>33,2</i>	<i>41,1</i>	<i>57,3</i>	<i>75,7</i>	<i>1,4</i>
2.5.2	<i>ТЭЦ Грязинского сахарного завода</i>	<i>17,2</i>	<i>18,2</i>	<i>11,9</i>	<i>22,4</i>	<i>17,6</i>	<i>0,3</i>
2.5.3	<i>ТЭЦ Лебедянского сахарного завода</i>	<i>24,4</i>	<i>29,5</i>	<i>29,9</i>	<i>32,0</i>	<i>30,1</i>	<i>0,6</i>
2.5.4	<i>ТЭЦ Боринского сахарного завода</i>	<i>4,7</i>	<i>5,3</i>	<i>6,4</i>	<i>6,3</i>	<i>5,9</i>	<i>0,1</i>
2.5.5	<i>ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода</i>	<i>4,1</i>	<i>4,5</i>	<i>7,3</i>	<i>6,8</i>	<i>5,9</i>	<i>0,1</i>
2.5.6	<i>ТЭЦ сахарного завода в г. Елец</i>					<i>24,7</i>	<i>0,5</i>
2.6	Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»		16,2	28,1	22,5	19,8	0,4

На рисунке 4 представлена структура выработки электроэнергии за 2019 год по видам собственности в виде диаграммы.

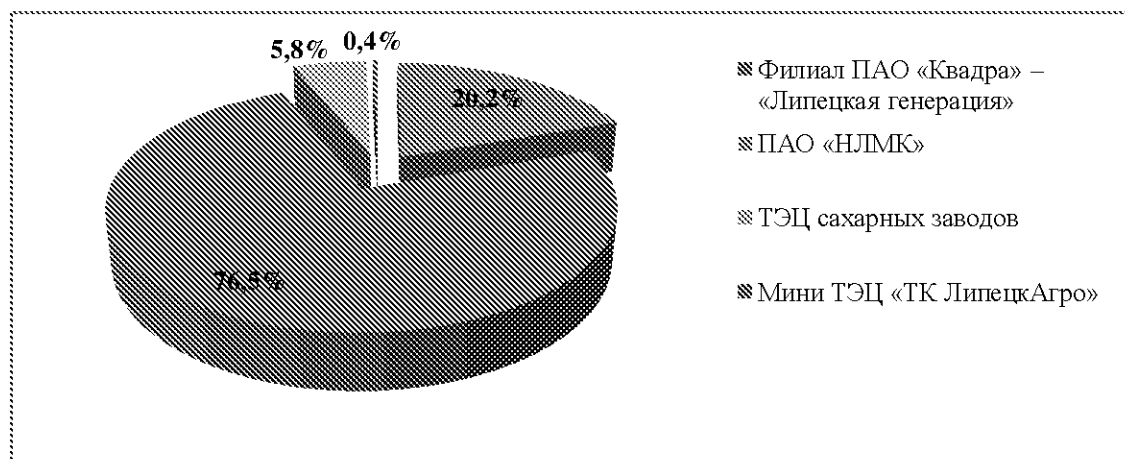


Рисунок 4. Структура выработки электроэнергии по видам собственности

3.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Характеристика балансов мощности и электроэнергии за последние 5 лет представлена в таблицах 12 и 13, МВт и Млн кВтч.

Таблица 12

№	Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
1	Абсолютный максимум потребления	1747	1847	1809	1928	1925
2	Средний максимум потребления за зимний период	1618	1642	1608	1756	1795
	Прирост, %	-0,4	1,5	-2,1	9,2	2,2

Таблица 13

№	Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
1	Потребление	12255	12392	12545,9	13008,2	12884,4
	Прирост	1,2	1,1	1,20	3,69	-1,0
2	Покрытие (производство электрической энергии)	5332	5191	4970,2	5304,9	5470,2
	Прирост	5,4	-2,6	-4,25	6,73	3,1
3	Сальдо перетоков	6923	7201	7575,7	7703,3	7414,2
	Прирост, %	-1,7	4,0	5,2	1,7	-3,7

3.9 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Липецкой области

Основные показатели энерго- и электроэффективности по Липецкой области за 2015-2019 гг. представлены в таблице 14.

Таблица 14

Год	Энергоемкость ВРП, т.у.т/млн руб.	Электроемкость ВРП, кВт ч/тыс. руб.	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел.
2015	43,12	26,91	917,34
2016	41,88	25,18	956,34
2017	40,64	23,45	965,23
2018	36,24	20,91	959,77
2019	34,06	19,65	997,62

3.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области

В таблице 15 представлены основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области по состоянию на 2019 г.

Таблица 15

№	Параметр	ед. изм.	величина
1	Количество ПС	шт.	280
	500 кВ	шт.	3
	220 кВ	шт.	18
	110 кВ	шт.	96
	35 кВ	шт.	163
2	Общая мощность ПС	МВА	15 662
	500 кВ	МВА	3 507
	220 кВ	МВА	4 801
	110 кВ	МВА	6 307,9
	35 кВ	МВА	1 046,12
3	Количество ТЭС	шт.	14
4	Установленная мощность ТЭС	МВт	1164,47
5	Количество воздушных линий	шт.	362
	500 кВ	шт.	11
	220 кВ	шт.	39
	110 кВ	шт.	105
	35 кВ	шт.	208
6	Протяженность воздушных линий	км	6 753,03
	500 кВ	км	532,29
	220 кВ	км	1 173,20
	110 кВ	км	2 416,42
	35 кВ	км	2 631,12

3.10.1 Общая характеристика электросетевых объектов 220 кВ и 500 кВ

В Липецкой области эксплуатируются сети 220 кВ и 500 кВ. Электрические сети 220 кВ являются системообразующими и предназначены для создания ЦП распределительных сетей 110 и 35 кВ. Сети 500 кВ являются основными в ЕЭС России, выполняя системообразующие и межсистемные связи, выдачу мощности крупнейших электростанций, электроснабжение крупных нагрузочных узлов сети 220 и 110 кВ, концентрированно расположенных потребителей нефтяной, газовой и металлургической промышленности. На территории Липецкой области находятся три подстанции с высшим напряжением 500 кВ «Липецкая», «Борино», «Елецкая» и 18 подстанций с высшим напряжением 220 кВ, из которых только 8 ПС 220/110 кВ питают сеть 110 кВ Липецкой энергосистемы («Сокол», «Металлургическая», «Северная», «Новая», «Правобережная», «Елецкая», «Тербуны-220», «Дон»).

Основными центрами питания (далее по тексту ЦП) распределительных сетей 35-110 кВ являются подстанции с высшим напряжением 220 кВ: Сокол, Северная, Новая, Правобережная, Дон, Елецкая, Тербуны. Подстанции напряжением 220 кВ и выше имеют два и более независимых источника питания, и на всех установлено по два и более автотрансформаторов, кроме ПС 220 кВ Сокол, где установлен один автотрансформатор и подстанция на напряжении 220 кВ питается по одной ВЛ 220 кВ.

Подстанция 220/110 кВ Металлургическая с установленной автотрансформаторной мощностью 2x250 МВА обеспечивает электроэнергией в основном потребителей ПАО «НЛМК», и через неё осуществляется выдача мощности Липецкой ТЭЦ-2.

Также в области имеются тяговые и компрессорные подстанции с высшим напряжением 220 кВ: Грязи-Орловские, Пост-474, Усмань тяга, Чириково, КС-29, Маяк.

В настоящее время осуществляется комплексная реконструкция ПС Правобережная с заменой всего основного оборудования. На реконструируемой подстанции планируется

установка четырех автотрансформаторов по 150 МВА, из них два с напряжением обмоток 220/110/35 кВ и два с напряжением 220/110/10 кВ (три автотрансформатора на настоящий момент уже смонтированы и введены в работу).

В 2017 году введена в работу ПС 220/110/10 кВ Казинка с установленной автотрансформаторной мощностью 2х250 МВА, которая будет обеспечивать электроэнергией потребителей АО «ОЭЗ ППТ Липецк». Подключение подстанции выполнено заходами от ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая I цепь и ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая 2 цепь.

В таблице 16 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 220 и 500 кВ на территории Липецкой области.

Таблица 16

Сводная информация по электросетевым объектам 220 и 500 кВ

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
ВСЕГО ПС	21	8308	-
ПС 500 кВ	3	3507	-
ПС 220 кВ	18	4801	-
ВЛ 500 кВ	10	-	532,29
ВЛ 220 кВ	39	-	1173,20

Примечание: протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

В Приложениях 1, 2 электросетевые объекты напряжением 220 кВ и 500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области: подстанции, линии электропередачи и их основные параметры.

3.10.2 Общая характеристика электросетевых объектов 110 кВ

За прошедший пятилетний период были завершены следующие мероприятия:

- введена в эксплуатацию ГТРС ПАО «НЛМК» - газотурбинная расширительная станция (ГУБТ № 2 за доменной печью № 7 20 МВт);
- введена в эксплуатацию электростанция ГТРС ПАО «НЛМК» (ГУБТ № 1 за доменной печью № 6) мощностью 20 МВт;
- реконструкция ПС 110/10/6 кВ Юго-Западная с установкой третьего трансформатора 40 МВА (ввод 40 МВА);
- реконструкция ПС 110/35/6 кВ Новая Деревня с заменой трансформатора Т2 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА (ввод 10 МВА, вывод 6,3 МВА);
- строительство ПС 110/10 кВ Рождество с трансформатором 25 МВА (ввод 25 МВА) и питающей ее ВЛ-110 кВ;
- реконструкция ПС 110/6 кВ Привокзальная с заменой трансформаторов 20+20+25 МВА на трансформаторы 2х40 МВА (ввод 80 МВА, вывод 65 МВА);
- строительство ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I (II) цепь;
- строительство ПС 110 кВ Данков-Тепличная с трансформаторами 1х50 МВА, 2х25 МВА (ввод 50 МВА) и питающих ее КВЛ-110 кВ Дон – Данков-Тепличная I, II цепь;
- реконструкция ПС 35/10 кВ Борисовка с заменой трансформатора Т2 2,5 МВА на трансформатор 4 МВА (ввод 4 МВА, вывод 2,5 МВА);
- реконструкция ПС 35/10 кВ Борино с заменой трансформаторов 2х4 МВА на 2*6,3 МВА (ввод 12,6 МВА, вывод 8 МВА);
- реконструкция ПС 35/10 кВ Частая Дубрава с заменой трансформаторов 2х2,5 МВА на 2х4 МВА (ввод 8 МВА, вывод 5 МВА);
- реконструкция ПС 35/10 кВ Раненбург с заменой трансформатора Т2 1,6 МВА на трансформатор 2,5 МВА (ввод 2,5 МВА, вывод 1,6 МВА);

- выполнена реконструкция участков двухцепной ВЛ 110 кВ Двуречки левая, правая, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии, с заменой провода АЖ-120 на АС-120 в цепи ВЛ 110 кВ Двуречки левая (кроме перехода через железную дорогу).

Подстанции 110 кВ предназначены для создания ЦП распределительных сетей как 35 кВ, так и 6-10 кВ. Подстанции класса напряжения 110 кВ предназначены для электроснабжения потребителей крупных предприятий и населённых пунктов.

В таблице 17 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 110 кВ.

Таблица 17

Сводная информация по электросетевым объектам 110 кВ

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
ПС 110 кВ:	96	6307,9	-
в том числе:			-
110/35/6 кВ	6	455,1	-
110/35/10 кВ	28	1049,8	-
110/35/27,5 кВ	3	240	
110/35	1	320	
110/6 кВ	17	935,3	-
110/10 кВ	33	2459,7	-
110/10/6 кВ	6	841	
ЛЭП 110 кВ:	167	-	2416,42

Примечание: протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

В Приложениях 3, 4 представлены электросетевые объекты напряжением 110 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», подстанции и линии электропередачи и их основные параметры.

В Приложении 5 представлены электросетевые объекты напряжением 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций, подстанции и линии электропередачи и их основные параметры.

Срок службы электросетевых объектов определяется стандартом исходя из усредненного экономически целесообразного времени службы основных фондов (с учетом морального износа) и в основном соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 110 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах стандарт устанавливает срок службы 45 лет по объекту в целом, исходя из долговечности наиболее употребляемых марок проводов, для ВЛ на деревянных опорах – 20-25 лет, исходя из физического износа опор. Для ПС, согласно соответствующим стандартам, сроки использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет. На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа. В таблицах 18 и 19 представлена сводная информация о сроках службы основных электросетевых объектов.

**Срок службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»**
(исходным годом считать 2019 г.)

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%	Кол- во	%
40 лет и более	10	37,04	7	50,00	2	13,33	19	33,93%
от 30 до 39 лет	13	48,15	2	14,29	9	60,00	24	42,86%
от 20 до 29 лет	2	7,41	2	14,29	3	20,00	7	12,50%
от 10 до 19 лет	0	0,00	1	7,14	0	0,00	1	1,79%
менее 10 лет	2	7,41	2	14,29	1	6,67	5	8,93%
ИТОГО	27	100,00%	14	100,00%	15	100,00%	56	100,00%

На Рисунке 5 представлено процентное соотношение по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго».

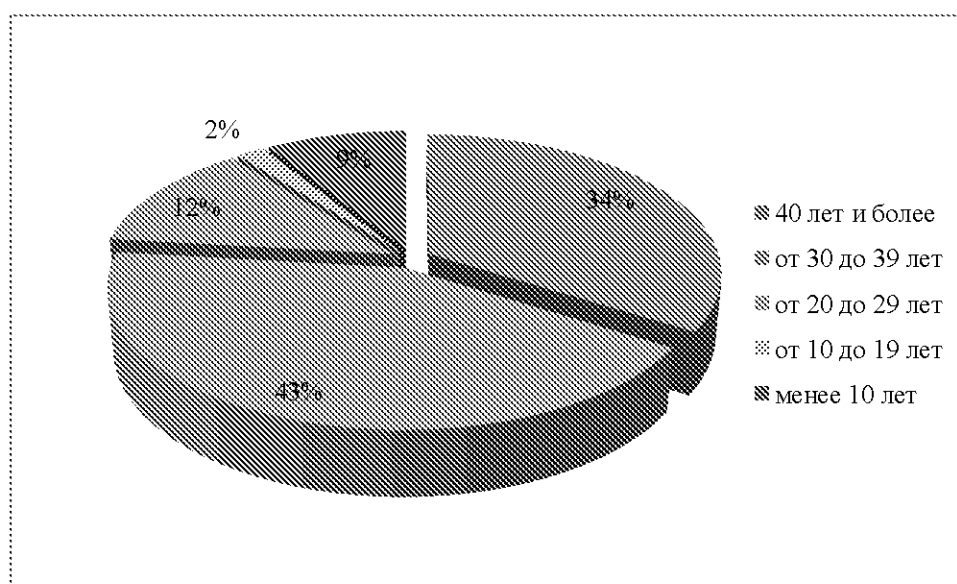


Рисунок 5. Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

**Срок службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»**
(исходным годом считать 2019 г.)

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	км	%	км	%	км	%	км	%
40 лет и более	211,75	24,70	190,42	26,16	145,15	18,83	547,32	23,23
от 30 до 39 лет	476,63	55,59	322,46	44,30	402,07	52,16	1201,16	50,98
от 20 до 29 лет	159,88	18,65	204,82	28,14	160,28	20,79	524,98	22,28
от 10 до 19 лет	0	0,00	9,48	1,30	0	0,00	9,48	0,40
менее 10 лет	9,12	1,06	0,701	0,10	63,29	8,21	73,111	3,10
Всего	857,38	100,00	727,881	100,00	770,79	100,00	2356,05	100,00

На Рисунке 6 представлено процентное соотношение по срокам службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».

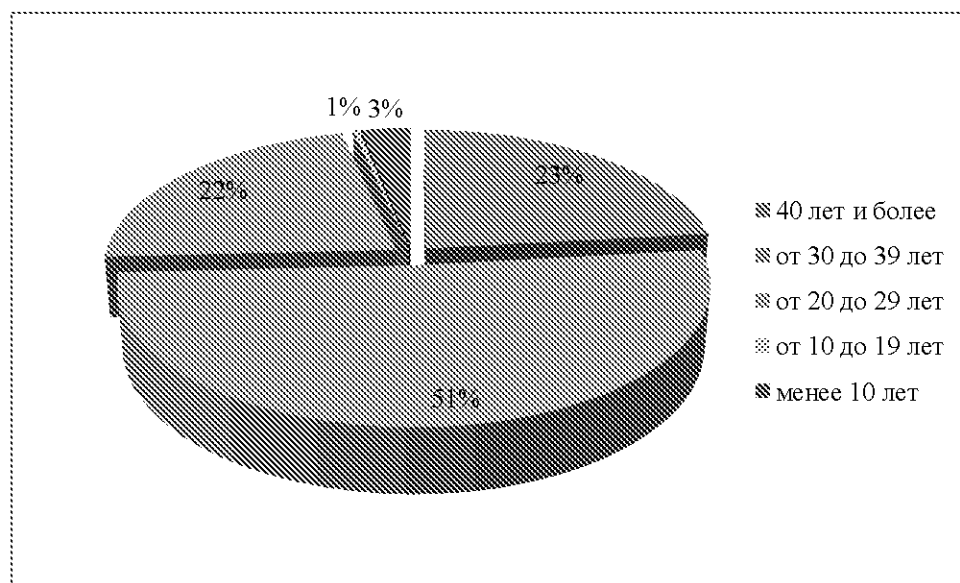


Рисунок 6. Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ВЛ 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

В таблицах 20 и 21 представлены электросетевые объекты напряжением 110 кВ, находящиеся на балансе АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», подстанции и линии электропередачи и их основные параметры.

Таблица 20

ПС 110 кВ, находящиеся на балансе АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»

№	Наименование	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Тех. состояние	Трансформаторы					Схема РУ 110 кВ
					№	Тип	Мощность, МВА	Год ввода	Тех. сост.	
1	ОЭЗ	110/10/10	2007	хор.	T1	ТРДН	40	2007	хор.	110-5АН
		T2			ТРДН	40	2007	хор.		

Таблица 21

ВЛ 110 кВ, находящиеся на балансе АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»

№	Наименование ЛЭП 110 кВ	Марка провода/кабеля	Количество цепей	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Тех. сост.
1	Отпайка ВЛ 110 кВ Двуречки Левая Отпайка ВЛ 110 кВ Двуречки Правая	АС-150	2	0,09	2007	хор.
2	КЛ-110 кВ «Йокохама»	АПВВнг 1*185	1	3,57	2017	хор.

3.10.3 Общая характеристика электросетевых объектов 35 кВ

За прошедший пятилетний период, с 2014 по 2019 год, были завершены следующие мероприятия:

- Реконструкция ПС 35/10 кВ Борисовка с заменой трансформатора Т2 2,5 МВА на трансформатор 4 МВА (ввод 4 МВА, вывод 2,5 МВА);
- Реконструкция ПС 35/10 кВ Борино с заменой трансформаторов 2*4 МВА на 2*6,3 МВА (ввод 12,6 МВА, вывод 8 МВА);
- Реконструкция ПС 35/10 кВ Частая Дубрава с заменой трансформаторов 2*2,5 МВА на 2*4 МВА (ввод 8 МВА, вывод 5 МВА);
- Реконструкция ПС 35/10 кВ Раненбург с заменой трансформатора Т2 1,6 МВА на трансформатор 2,5 МВА (ввод 2,5 МВА, вывод 1,6 МВА).

Подстанции 35 кВ предназначены для питания распределительных сетей 6-10 кВ. Гораздо реже используется трансформация 35/0,4 кВ для прямой передачи в сеть потребителей. Подстанции класса напряжения 35 кВ используются в основном в сельской местности, реже на промышленных предприятиях и в городах.

В таблице 22 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 35 кВ, находящимся на территории Липецкой области.

В таблице 23 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 35 кВ, находящимся на балансе АО «ЛГЭК».

Таблица 22

Сводная информация по электросетевым объектам 35 кВ

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
ПС 35 кВ:	163	1046,12	
в том числе:			
35/0,4 кВ	4	5,52	
35/6 кВ	19	157,8	
35/10 кВ	139	850,8	
35/10/6 кВ	1	32	
ВЛ 35 кВ:	208		2 631,12
Из них на двухцепных опорах, с подвеской двух цепей			
35 кВ	29		399,94
КЛ 35 кВ:	1		0,4

Примечание: протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

Таблица 23

Сводная информация по электросетевым объектам 35 кВ, находящимся на балансе АО «ЛГЭК»

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
ПС 35 кВ:	3	61,5	
в том числе:			
35/10/6 кВ	1	32	
35/6 кВ	2	29,5	
ВЛ 35 кВ:	2		16,46
Из них на двухцепных опорах, с подвеской двух цепей			
35 кВ	2		16,46

Примечание: протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

В Приложениях 6, 7 представлены электросетевые объекты напряжением 35 кВ, находящиеся на балансе филиала «Липецкэнерго», подстанции и линии электропередачи и их основные параметры.

В таблицах 24 и 26 представлены электросетевые объекты напряжением 35 кВ, находящиеся на балансе АО «ЛГЭК», подстанции и линии электропередачи и их основные параметры. В таблицах 25 и 27 представлены электросетевые объекты напряжением 35 кВ, находящиеся на балансе прочих организаций.

Таблица 24

ПС 35 кВ, находящиеся на балансе АО «ЛГЭК»

№	Наименование подстанции (классы напряжения)	Год ввода электроустановки в эксплуатацию	Адрес электроустановки	Установленные силовые трансформаторы	Год ввода трансформатора в эксплуатацию
1	ПС 35/10/6 кВ Город	1939	ул. Кузнечная, д. № 1 (территория КЭС АО «ЛГЭК»)	ТДТН-16000/35/10/6	2010
		(в 2010 реконструирована)		ТДТН-16000/35/10/6	2010
2	ПС 35/6 кВ Студеновская	1971	ул. Энгельса, за домом № 2	ТДНС-10000/35/6	1971
				ТДНС-10000/35/6	1971
3	ПС 35/6 кВ Водозабор-2	1998	ул. Папина, территория водозабора № 2	ТМ-6300/35/6	1978
				ТМ-3200/35/6	1965

Таблица 25

ПС 35 кВ, находящиеся на балансе других организаций

Собственник	ПС 35/6-10 кВ	Мощность трансформаторов, кВА
ОАО «Асфальтобетонный завод»	35/0,4 кВ АБЗ	T1 / 630
АООТ «ЛАКТО»	35/10 кВ СОМ	T1 / 1600
	35 кВ Стальконструкция	T1 / 4000
	35 кВ Стройдеталь	T1 / 1000 T2 / 630 T3 / 630
	35 кВ Силикатный з-д	T1 / 10000
		T2 / 10000
	35 кВ Эковент	T1 / 630
		T2 / 1000
ПАО «НЛМК»	35/6 кВ Боринский водозабор	T1 / 1600
		T2 / 1600
ПАО «НЛМК»	35/10 кВ Пионерская	T1 / 6300
		T2 / 6300
ОАО «Казинский пищевой комбинат»	ПС 35/6 кВ КПК	T1 / 4000
		T2 / 4000
	ПС 35 кВ Добринский сахарный з-д	T1 / 1600
		T2 / 1600
	ПС 35/10кВ Литейная	T1 / 2500
ОАО ЛОЭЗ «Гидромаш»	ПС 35/10 кВ ЛОЭЗ	T1 / 4000
		T2 / 4000
		T3 / 6300
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.	ПС 35 кВ Грязи ж/д	T1 / 3200
		T2 / 3200

Собственник	ПС 35/6-10 кВ	Мощность трансформаторов, кВА
ЗАО «Рождественский карьер»	ПС 35/10 кВ Рождество	T1 / 4000
		T2 / 2700
ОП «Задонск-Агротест»	ПС 35/10 кВ Сахзавод	T1/1600
	35/0,4 кВ СХТ	T / 1000
ФГУ ИК-4 УФСИН РФ по Липецкой обл.	35/6 кВ ИТК	T / 4000

Таблица 26

ВЛ 35 кВ, находящиеся на балансе АО «ЛГЭК»

№	Наименование ЛЭП 35 кВ	Марка провода/кабеля	Количество цепей	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС Бугор – ПС ЦРП-Город с отпайкой на ПС Водозабор-2	АС-95,70	2	2,83	1962
2	ПС Цементная – ПС Студеновская	АС-50	2	3,8	1967

Таблица 27

ВЛ 35 кВ, находящиеся на балансе сторонних потребителей

№	ВЛ	Наименование ВЛ	Марка провода	Протяженность, км
1	Ответвление на АБЗ			2
2	Ответвление на СОМ		АС-70	2,3
3	Ответвление на Стальконструкция СТК		АС-120	1,6
4	Ответвление на Стройдеталь СТД			1
5	Ответвление на Силикатный завод			1
6	Ответвление на Эковент			1
7	Борино-Пионерская	Сухоборье-левая		8,8
8	Борино-Пионерская с отв. на Грязное	Сухоборье-правая	АС-95	8,8
9	Усмань-Литейная	Литейная-левая	АС-95	2,5
10	Пост 474-Грязи ж/д	Грязи ж/д	АС-95	5,2
11	Ответвления на ИТК от Елец-220 – Восточная правая		АС-95	1,4

По данным АО «ЛГЭК», электросетевое оборудование, находящееся на балансе компании, находится в удовлетворительном состоянии. В таблицах 28 и 29 представлен перечень ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ АО «ЛГЭК», находящихся в эксплуатации больше нормативного срока.

Таблица 28

Техническое состояние ПС 35 кВ АО «ЛГЭК», находящихся в эксплуатации больше нормативного срока

№	Наименование подстанции (классы напряжения)	Год ввода электроустановки в эксплуатацию	Адрес электроустановки	Установленные силовые тр-ры	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	Тех. сост.
1	ПС Студеновская 35/6 кВ	1971	ул. Энгельса, за домом № 2	ТДНС-10000/35/6	1971	удовл.
				ТДНС-10000/35/6	1971	удовл.

№	Наименование подстанции (классы напряжения)	Год ввода электроустановки в эксплуатацию	Адрес электроустановки	Установленные силовые тр-ры	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	Тех. сост.
2	ПС Водозабор-2 35/6 кВ	1998	ул. Папина, территория водозабора № 2	ТМ-6300/35/6	1978	удовл.
				ТМ-3200/35/6	1965	удовл.

Таблица 29

Техническое состояние ВЛ 35 кВ АО «ЛГЭК», находящихся в эксплуатации больше нормативного срока

№	Наименование ЛЭП 35 кВ	Марка провода/кабеля	Количество цепей	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Тех. сост.
1	ПС Бугор – ПС ЦРП-Город с отпайкой на ПС Водозабор-2	АС-95,70	2	2,83	1962	удовл.
2	ПС Цементная – ПС Студеновская	АС-50	2	3,8	1967	удовл.

Срок службы электросетевых объектов определяется стандартом, исходя из усредненного экономически целесообразного времени службы основных фондов (с учетом морального износа), и в основном соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах стандарт устанавливает срок службы 45 лет по объекту в целом, исходя из долговечности наиболее употребляемых марок проводов, для ВЛ на деревянных опорах – 20-25 лет, исходя из физического износа опор. Для ПС, согласно соответствующим стандартам, сроки использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет. На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа. В таблицах 30 и 31 и на рисунках 7 и 8 представлена информация о сроках службы основных электросетевых объектов напряжением 35 кВ филиала «Липецкэнерго».

На надёжность электроснабжения потребителей кроме технического состояния и технического уровня электросетевых объектов, как было отмечено выше, также оказывает влияние схема присоединения электросетевых объектов к сети и конфигурация их связывающей сети.

Таблица 30

Срок службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

(исходным годом считать 2019 г.)

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
40 лет и более	31	48,44	17	37,78	14	41,18	62	43,36
от 30 до 39 лет	21	32,81	21	46,67	12	35,29	54	37,76
от 20 до 29 лет	8	12,50	6	13,33	7	20,59	21	14,69
от 10 до 19 лет	1	1,56	1	2,22	1	2,94	3	2,10
менее 10 лет	3	4,69	0	0,00	0	0,00	3	2,10
ИТОГО	64	100	45	100	34	100	143	100

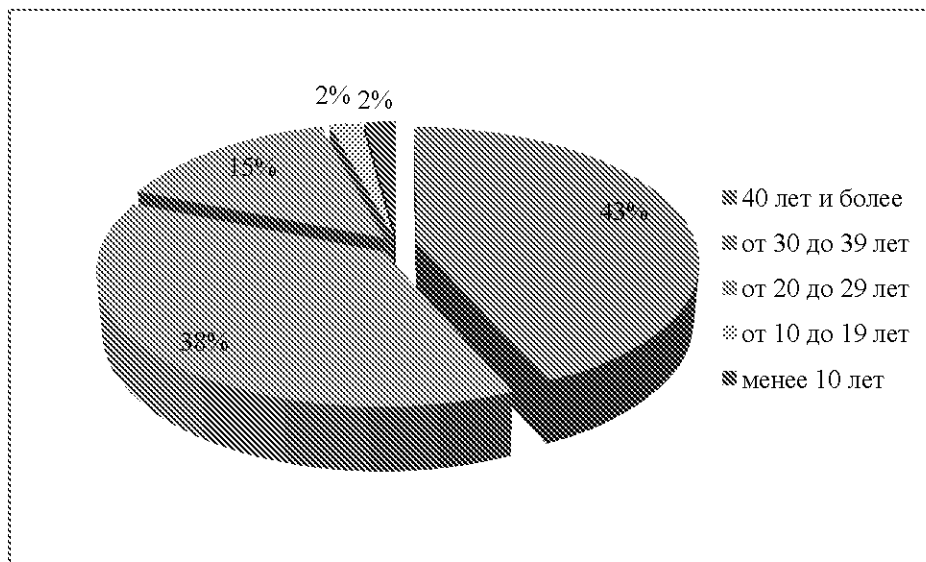


Рисунок 7. Диаграмма срока службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Таблица 31

Срок службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»
(исходным годом считать 2019 г.)

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Длина	%	Длина	%	Длина	%	Длина	%
40 лет и более	410,95	41,54	280,00	36,21	392,47	48,06	1083,42	42,01
от 30 до 39 лет	407,63	41,21	283,24	36,63	290,51	35,58	981,38	38,05
от 20 до 29 лет	122,47	12,38	197,08	25,48	123,91	15,17	443,45	17,19
от 10 до 19 лет	44,50	4,50	13,03	1,68	9,67	1,18	67,20	2,61
менее 10 лет	3,65	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	3,65	0,14
ИТОГО	989,19	100,00	773,34	100,00	816,56	100,00	2579,09	100,00

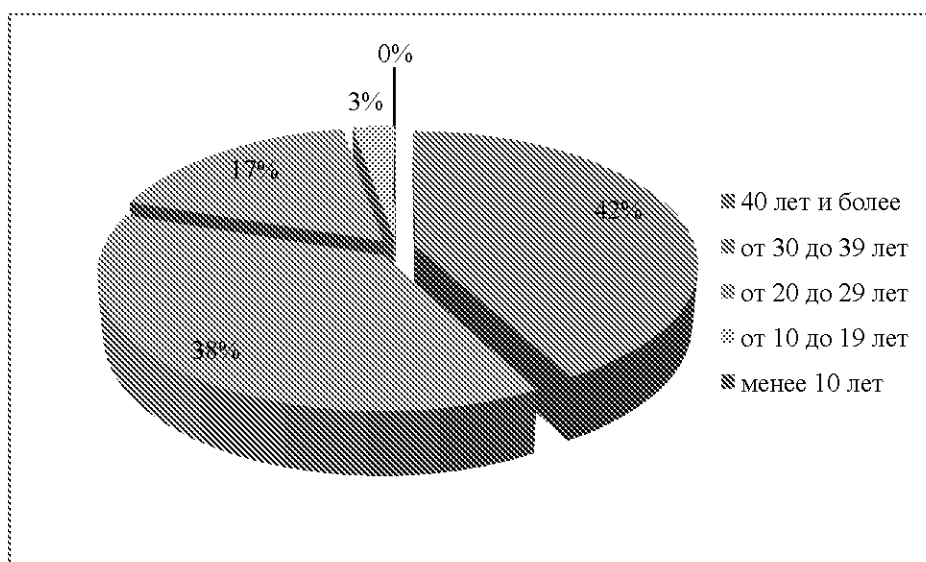


Рисунок 8. Диаграмма срока службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

3.11 Внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области

Внешние электрические связи 110–500 кВ энергосистемы Липецкой области с соседними энергосистемами представлены в таблице 32.

Таблица 32

№	Наименование присоединения
1	Липецкая энергосистема – Рязанская энергосистема
1.1	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Западная
1.2	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Восточная
2	Липецкая энергосистема – Тамбовская энергосистема
2.1	ВЛ 500 кВ Липецкая – Тамбовская
2.2	ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская I цепь
2.3	ВЛ 220 кВ Липецкая – Котовская
2.4	ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская II цепь
2.5	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2)
3	Липецкая энергосистема – Воронежская энергосистема
3.1	ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская
3.2	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС
3.3	ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая
3.4	ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья
3.5	ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая
4	Липецкая энергосистема – Брянская энергосистема
4.1	ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая
5	Липецкая энергосистема – Орловская энергосистема
5.1	ВЛ 220 кВ Елецкая – Ливны
5.2	ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны
6	Липецкая энергосистема – Курская энергосистема
6.1	ВЛ 110 кВ Набережное – Касторное
7	Липецкая энергосистема – Волгоградская энергосистема
7.1	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная
7.2	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС

На рисунке 9 представлена блок-схема внешних электрических связей 110-500 кВ энергосистемы Липецкой области.

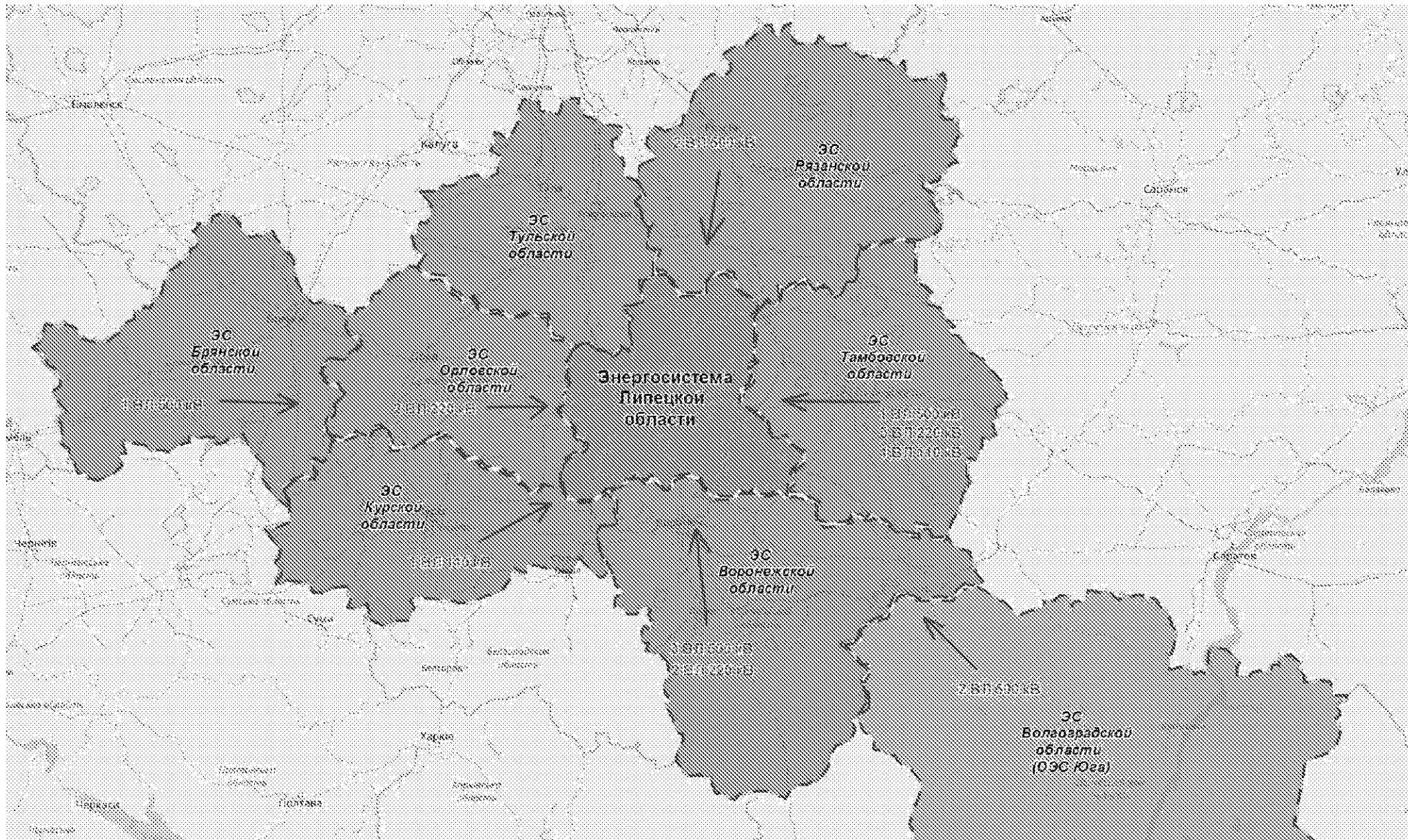


Рисунок 9. Схема внешних электрических связей 110-500 кВ энергосистемы Липецкой области

3.12 Показатели, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

Показатели, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго», представлены в таблице 33.

Таблица 33

№ п/п	Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	
1	Уровень потерь электроэнергии в сети, %	110 кВ	3,26	3,94	2,99	3,08	1,98
		35 кВ	8,31	12,35	5,96	10,63	6,23
2	Величина недоотпуска, МВт×час	235,83	149,33	163,11	112,20	175,84	
3	Аварийность, аварий/1000 у.е.	2,44	2,53	2,54	2,52	2,51	
4	Износ оборудования, %	69,3	64,23	65,16	66,15	66,2	
5	Число центров питания с ограниченной пропускной способностью/общее количество центров питания, %	14	23	21	5,5	7	
6	Загрузка центров питания/установленная мощность центров питания, %	27	31	31	28,9	26,5	

3.13 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

В таблице 34 приведены плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей всех классов напряжения Липецкой области.

Таблица 34

№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2019 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
			2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	АО «Оборонэнерго»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	1,74898	6,2353	6,1417	6,0496	5,9589	5,8695	-
2	ПАО «НЛМК»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	0	0	0	0	0	0	-
3	ООО «Техноинжиниринг»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	0	0	0	0	0	0	-

№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2019 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
			2020	2021	2022	2023	2024	2025
4	ООО «Лонгричбизнес»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	-
5	ОАО «Липецкое торгово-промышленное объединение»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	-
6	Филиал ПАО «МРСК-Центра»-«Липецкэнерго»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	2,2020	0,0551	0,0542	0,0534	0,0526	0,0518	-
7	ОАО «РЖД»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0,08696	0,2505	0,2467	0,2430	0,2394	0,2358	-
8	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	-
9	ООО «Липецкий силикатный завод»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	-
10	АО «ЛГЭК»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	2,36044	2,1759	2,1424	2,1103	2,0786	2,0474	-
11	ООО «ЛТК «Свободный сокол»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	-
12	ООО «Первая сетевая компания»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	-

4 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

4.1 Анализ загрузки ПС 220–500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетном году

В таблицах 35-38 представлены данные по загрузке трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ Липецкой энергосистемы в зимний и летний максимум, зимний и летний минимум, по данным зимнего и летнего контрольного замера.

Анализ показывает, что загрузка трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ – 500 кВ Липецкой энергосистемы в нормальном режиме не превышала:

- в зимний максимум 59,8 % от номинальной мощности трансформатора;
- в зимний минимум 52,8 % от номинальной мощности трансформатора;
- в летний максимум 60,5 % от номинальной мощности трансформатора;
- в летний минимум 49,5 % от номинальной мощности трансформатора.

Уровни напряжений на ПС 220–500 кВ Липецкой энергосистемы находились в допустимых пределах.

Таблица 35

Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год (зимний максимум)

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	219,7	43,9
		АТ-2	501	208,9	41,7
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	168,0	33,5
		АТ-2	501	171,0	34,1
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	175,7	35,1
		АТ-2	501	192,9	38,5
		АТ-3	501	174,7	34,9
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	118,2	47,3
		АТ-2	250	120,1	48,0
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	62,0	24,8
		АТ-2	250	60,8	24,3
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	79,5	39,8
		АТ-2	200	79,5	39,8
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	-	-
		АТ-2	125	68,3	54,6
		АТ-3	125	74,7	59,8
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	11,3	7,5
		АТ-2	150	3,3	2,2

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	61,9	49,5
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	56,3	45,0
		АТ-2	125	74,3	59,4
		АТ-3	125	49,3	39,4
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	30,4	24,3
		АТ-2	125	0	0,0
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	56,4	45,1
		АТ-2	125	56,4	45,1
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	1,7	0,7
		АТ-2	250	1,8	0,7

Таблица 36

Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год (зимний минимум)

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	173,9	34,7
		АТ-2	501	166,0	33,1
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	152,1	30,3
		АТ-2	501	154,7	30,9
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	138,1	27,5
		АТ-2	501	162,4	32,4
		АТ-3	501	138,3	27,6
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	104,5	41,8
		АТ-2	250	107,8	43,1
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	49,4	19,8
		АТ-2	250	48,2	19,3
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	66,1	33,1
		АТ-2	200	64,8	32,4
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	-	-
		АТ-2	125	53,9	43,1
		АТ-3	125	66,0	52,8

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	9,4	6,3
		АТ-2	150	2,4	1,6
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	49,7	39,8
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	55,2	44,2
		АТ-2	125	71,4	57,1
		АТ-3	125	48,7	39
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	28,6	22,9
		АТ-2	125	0	0
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	56,6	45,3
		АТ-2	125	56,6	45,3
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	0,3	0,12
		АТ-2	250	1,3	0,52

Таблица 37

Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год (летний максимум)

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	150,4	30,0
		АТ-2	501	150,4	30,0
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	78,6	15,7
		АТ-2	501	78,4	15,6
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	287,2	57,3
		АТ-2	501	284,9	56,9
		АТ-3	501	0	0,0
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	120,7	48,3
		АТ-2	250	125,4	50,2
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	69,0	27,6
		АТ-2	250	66,0	26,4
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	0	0,0
		АТ-2	200	120,9	60,5
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	0	0,0

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
		АТ-2	125	49,7	39,8
		АТ-3	125	55,7	44,6
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	10,3	6,9
		АТ-2	150	2	1,3
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	63,3	50,6
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	0	0,0
		АТ-2	125	37,5	30,0
		АТ-3	125	27,5	22,0
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	0	0,0
		АТ-2	125	23,3	18,6
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	33,1	26,5
		АТ-2	125	33,1	26,5
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	0,2	0,1
		АТ-2	250	0,7	0,3

Таблица 38

Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год (летний минимум)

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	136,0	27,1
		АТ-2	501	136,0	27,1
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	116,7	23,3
		АТ-2	501	0	0,0
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	239,2	47,7
		АТ-2	501	237,4	47,4
		АТ-3	501	0	0,0
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	111,6	44,6
		АТ-2	250	116,3	46,5
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	46,4	18,6
		АТ-2	250	43,5	17,4
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	0	0,0

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
		АТ-2	200	99,0	49,5
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	0	0,0
		АТ-2	125	42,0	33,6
		АТ-3	125	50,0	40,0
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	7,3	4,9
		АТ-2	150	1,5	1,0
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	56,8	45,4
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	0	0,0
		АТ-2	125	33,1	26,5
		АТ-3	125	24,7	19,8
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	0	0,0
		АТ-2	125	25,0	20,0
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	26,0	20,8
		АТ-2	125	26,9	21,5
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	0,2	0,1
		АТ-2	250	0,7	0,3

4.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ

4.2.1 Анализ существующей загрузки центров питания 110 кВ

В таблице 39 представлена информация о существующей загрузке центров питания 110 кВ АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» по итогам контрольных замеров, предоставленных собственником оборудования.

Таблица 39

Загрузка центров питания 110 кВ АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»

№ п/п	Наименование подстанции, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов, в МВА	Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера, МВА
1	ПС 110 ОЭЗ, Т-1	40	12,9	8,51
	ПС 110 ОЭЗ, Т-2	40	11,25	7,88

В таблице 40 представлена информация о существующей загрузке центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» по итогам контрольных замеров, предоставленных собственником оборудования.

Таблица 40

Загрузка центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» по итогам контрольных замеров

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
1	ПС 110/10кВ Лев Толстой	10	0,00				1,69			
2	ПС 110/10 кВ Двуречки	6,3	2,14				3,12			
3	ПС 35/10 кВ Веселое	2,5	0,28				0,12			
4	ПС 35/10 кВ Кр. Пальна	3,2	0,47				0,55			
5	ПС 35/10 кВ Каменка	2,5	0,68				0,95			
6	ПС 35/10 кВ Красотыновка	2,5	0,57				0,69			
7	ПС 35/10 кВ Озёрки	2,5	0,12				0,03			
8	ПС 35/10 кВ Панкратовка	2,5	0,80				1,02			
9	ПС 35/10 кВ Преображенье	2,5	0,32				0,57			
10	ПС 35/10 кВ Яковлево	2,5	0,76				0,93			
11	ПС 35/10 кВ Первомайская	2,5	0,66				0,82			
12	ПС 35/10 кВ Каменная Лубна	2,5	0,26				0,37			
13	ПС 35/10 кВ Знаменка	2,5	0,37				0,59			
14	ПС 35/10 кВ Пиково	2,5	0,45				0,53			
15	ПС 35/10 кВ Никольское	4	0,18				0,28			
16	ПС 35/10 кВ Песковатка	1,6	0,36				0,84			
17	ПС 35/6 кВ Дружба	5,6	-				-			
18	ПС 35/6 кВ Новониколаевка	4	0,83				0,80			
19	ПС 35/10 кВ Синдякино	2,5	0,15				0,18			
20	ПС 35/10 кВ Курино	2,5	0,76				1,05			
21	ПС 35/10 кВ Новодубовое	2,5	0,87				1,15			
22	ПС 35/6 кВ Карьер	4	0,00				0,00			
23	ПС 110/10 кВ Рождество	25	0,43				0,75			
24	ПС 35/10 кВ Романово	4	0,08				0,32			
25	ПС 110/6 кВ Агрегатная	32	4,63	6,57			6,01	7,03		
26	ПС 110/6 кВ Западная	80	6,06	3,60			8,53	6,37		
27	ПС 110/10 кВ Кашары	16,3	0,57	1,64			0,00	4,10		
28	ПС 110/10кВ Тербунский гончар	50	2,91	3,37			3,44	3,52		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
29	ПС 110/6 кВ Табак	32	0,00	4,16			3,74	2,49		
30	ПС 110/10 кВ Лукошкино	5	0,28	0,23			0,25	0,63		
31	ПС 110/10кВ Нива	20	2,66	1,27			3,51	1,37		
32	ПС 110/10 кВ Ольховец	5	0,41	0,12			0,00	1,55		
33	ПС 110/10 кВ Куймань	5	0,30	0,54			0,46	0,85		
34	ПС 110/10 кВ Лутошкино	5	0,00	0,18			0,06	0,20		
35	ПС 110/10 кВ Круглое	8,8	0,00	0,47			0,19	0,38		
36	ПС 110/10/6 кВ Юго-Западная	120	16,06	15,89	0,00		17,99	19,56	0,00	
37	ПС 110/6 кВ Привокзальная	80	16,24	14,11			19,75	16,93		
38	ПС 110/10/6 кВ Южная	80	14,98	17,54			18,29	15,47		
39	ПС 110/6 кВ Ситовка	20	0,52	2,51			0,75	2,72		
40	ПС 110/6 кВ ЛТП	16,3	0,16	0,40			0,26	0,99		
41	ПС 110/6 кВ КПД	26	2,85	3,49			3,36	3,36		
42	ПС 110/10 кВ Октябрьская	80	10,15	6,76			13,48	9,84		
43	ПС 110/10 кВ Манежная	80	1,88	1,86			2,20	1,96		
44	ПС 110/10 кВ Университетская	80	3,52	3,52			3,28	4,89		
45	ПС 110/6 кВ Тепличная	30	0,00	2,63			2,41	1,69		
46	ПС 110/6 кВ Трубная-2	50	2,96	0,00			1,19	3,07		
47	ПС 110/6 кВ ГПП-2 ЛТЗ	126	4,66	6,68			6,54	7,23		
48	ПС 35/10 кВ Авангард	8	1,32	0,11			1,66	0,21		
49	ПС 35/10 кВ Афанасьев	5	0,31	0,91			0,80	1,10		
50	ПС 35/10 кВ Бабарыкино	5	0,22	0,34			0,36	0,47		
51	ПС 35/10 кВ Аврора	5	0,19	0,92			0,40	1,70		
52	ПС 35/10 кВ Б. Боёвка	5	0,23	0,01			0,34	0,03		
53	ПС 35/10 кВ Борки	5	0,64	0,36			0,68	0,32		
54	ПС 35/6кВ Восточная	26	1,74	3,09			3,19	3,09		
55	ПС 35/10 кВ Васильевка	5	0,10	0,48			0,14	0,63		
56	ПС 35/10 кВ Воронеж	8	0,60	0,23			1,70	0,33		
57	ПС 35/6 кВ Голиково	3,4	0,23	1,04			0,00	1,09		
58	ПС 35/10 кВ Гатище	5	0,21	0,21			0,09	0,22		
59	ПС 35/10 кВ Гнилуша	12,6	1,37	0,40			1,30	0,90		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
60	ПС 35/10кВ Грызлово	5	0,37	0,23			0,49	0,30		
61	ПС 35/10 кВ Жерновное	5	0,34	0,04			0,27	0,23		
62	ПС 35/10 кВ Задонск-сельск.	7,2	0,31	1,45			0,70	1,80		
63	ПС 35/10 кВ Захаровка	5	0,13	0,21			0,22	0,27		
64	ПС 35/10 кВ Казаки	8	1,06	0,00			1,22	0,51		
65	ПС 35/10 кВ Колесово	12,6	0,86	0,72			1,40	2,30		
66	ПС 35/10 кВ Князево	5	0,12	0,24			0,12	0,23		
67	ПС 35/10 кВ Кириллово	5	0,36	0,03			0,65	0,09		
68	ПС 35/10 кВ Ксизово	5	0,12	0,06			0,20	0,10		
69	ПС 35/10 кВ Ламское	5	0,63	0,40			0,98	0,60		
70	ПС 35/10 кВ Казачье	5	0,44	0,31			0,30	0,20		
71	ПС 35/10 кВ Лебяжье	4,1	0,02	0,17			0,00	0,20		
72	ПС 35/10 кВ Ломовец	4,1	0,12	0,24			0,13	0,33		
73	ПС 35/10 кВ Ольшанец	6,5	0,36	0,36			0,80	0,50		
74	ПС 35/10 кВ Плоское	8	0,86	1,24			1,16	3,92		
75	ПС 35/10 кВ Стегаловка	5,7	0,10	0,21			0,23	0,47		
76	ПС 35/10 кВ Солидарность	8	0,75	0,64			1,49	1,03		
77	ПС 35/10 кВ Тимирязево	8	0,32	1,11			0,31	1,48		
78	ПС 35/10 кВ Талица	5	0,40	0,80			0,76	1,46		
79	ПС 35/10 кВ П-е Тербуны	5	0,83	0,16			0,41	0,30		
80	ПС 35/10 кВ Тихий Дон	8	0,15	0,17			0,32	0,38		
81	ПС 35/10 кВ Хитрово	12,6	0,65	0,42			0,24	0,84		
82	ПС 35/10 кВ Чернава	5	0,47	0,84			0,40	0,90		
83	ПС 35/10 кВ Чернолес	5	0,10	0,12			0,11	0,21		
84	ПС 35/6 кВ ПС № 5	9,5	0,05	0,17			0,08	0,52		
85	ПС 35/10 кВ Красное	8	0,00	0,40			2,67	0,58		
86	ПС 35/10 кВ Теплое	5	0,00	0,71			0,51	0,60		
87	ПС 35/10 кВ Данков-сельская	12,6	1,97	0,95			3,00	1,68		
88	ПС 35/10 кВ Колыбельская	5	0,67	0,18			0,93	0,22		
89	ПС 35/10 кВ Топки	5	0,00	0,50			0,15	0,33		
90	ПС 35/10 кВ Агроном	10,3	0,00	1,13			0,38	0,82		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
91	ПС 35/10 кВ Троекурово-совхозная	5	1,28	0,41			1,11	1,10		
92	ПС 35/10 кВ Гагарино	3,6	0,00	0,27			0,06	0,28		
93	ПС 35/10 кВ Раненбург	4,1	0,61	0,29			1,07	0,64		
94	ПС 35/10 кВ Сергиевка	5	0,00	0,13			0,00	0,15		
95	ПС 35/10 кВ Дрезгалово	3,2	0,00	0,37			0,52	0,09		
96	ПС 35/10 кВ Долгое	5	0,00	0,18			0,13	0,05		
97	ПС 35/10 кВ Воскресеновка	3,2	0,00	0,39			0,37	0,29		
98	ПС 35/10 кВ Сапрыкино	4,1	0,00	0,32			0,42	0,05		
99	ПС 35/10 кВ Новополянье	5	0,00	0,47			0,40	0,60		
100	ПС 35/10 кВ Ведное	5	0,00	0,46			0,26	0,47		
101	ПС 35/10 кВ Бигильдино	5	0,50	0,00			0,43	0,65		
102	ПС 35/10 кВ Культура	5	0,00	0,35			0,45	0,39		
103	ПС 35/10 кВ Барятино	5	0,15	0,04			0,18	0,07		
104	ПС 35/10 кВ Б. Попово	5	0,89	0,00			1,14	0,40		
105	ПС 35/10 кВ Б. Избищи	5	0,87	0,00			0,89	0,46		
106	ПС 35/10 кВ Полибино	5	0,00	0,22			0,15	0,17		
107	ПС 35/10 кВ Дубрава	5	0,19	0,00			0,09	0,25		
108	ПС 35/10 кВ Хрущево	5	0,36	0,20			0,32	0,24		
109	ПС 35/10 кВ Б. Верх	5	0,00	0,21			0,16	0,20		
110	ПС 35/10 кВ Головинцино	5	0,00	0,22			0,10	0,30		
111	ПС 35/10 кВ Яблонево	5	0,22	0,39			0,50	0,10		
112	ПС 35/10 кВ Политово	5	0,12	0,27			0,24	0,53		
113	ПС 35/10 кВ Комплекс	8	0,73	0,74			0,63	0,72		
114	ПС 35/10 кВ № 1	8	1,77	1,45			2,51	2,17		
115	ПС 35/6 кВ № 2	3,5	0,00	0,87			0,00	1,97		
116	ПС 35/10 кВ № 3	5	0,82	1,49			1,96	2,71		
117	ПС 35/6 кВ № 4	8		1,19	1,84			0,82	2,45	
118	ПС 35/6 кВ Грязи-город	11,9	1,59	2,53			2,65	3,93		
119	ПС 35/10 кВ Бутырки	11,9	0,46	2,17			3,10	0,72		
120	ПС 35/10 кВ Ярлуково	7,2	1,15	1,14			2,05	1,94		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
121	ПС 35/10 кВ Княжья Байгора	3,2	0,68	0,00			0,64	0,48		
122	ПС 35/10 кВ Правда	6,5	0,00	0,28			0,00	0,47		
123	ПС 35/10 кВ Красная Дубрава	5	0,00	0,80			0,65	0,35		
124	ПС 35/10 кВ Матыра	7,2	1,34	1,43			2,18	1,92		
125	ПС 35/10 кВ Вперед	8	0,00	0,24			0,38	0,34		
126	ПС 35/10 кВ Малей	5	0,32	0,09			0,64	0,11		
127	ПС 35/10 кВ СХТ	4,1	1,04	0,21			0,91	0,4790		
128	ПС 35/10 кВ Сошки	8	0,00	0,37			0,36	0,15		
129	ПС 35/6 кВ Таволжанка	8	2,69	0,86			3,81	2,88		
130	ПС 35/10 кВ Трубетчино	6,5	1,90	0,00			2,05	0,00		
131	ПС 35/10 кВ Ратчино	5	0,58	0,34			0,42	0,79		
132	ПС 35/10 кВ Каликино	6,4	0,55	1,15			0,82	1,32		
133	ПС 35/10 кВ Борисовка	8	1,86	1,33			3,03	1,96		
134	ПС 35/10 кВ Введенка	8	0,90	1,42			1,88	3,08		
135	ПС 35/10 кВ Грязное	8	0,00	1,20			0,52	1,32		
136	ПС 35/10 кВ Борино	12,6	1,12	1,90			2,96	2,07		
137	ПС 35/10 кВ Частая Дубрава	8	0,77	0,74			1,51	1,13		
138	ПС 35/10 кВ Троицкая	6,5	0,49	1,16			0,89	2,15		
139	ПС 35/6 кВ Вешаловка	5	0,00	0,73			0,00	1,24		
140	ПС 35/10 кВ Пружинки	5	0,00	0,43			0,10	0,70		
141	ПС 35/10 кВ Стебаево	5	0,73	0,00			0,64	0,79		
142	ПС 35/10 кВ Хлебопродукты	12,6	3,03	0,00			1,81	2,12		
143	ПС 35/10 кВ Сенцово	20	1,74	0,43			1,55	1,40		
144	ПС 35/10 кВ Мясокомбинат	12,6	0,35	0,71			2,08	2,62		
145	ПС 35/6 кВ Птицефабрика	8	1,25	0,00			2,20	0,00		
146	ПС 35/6 кВ Водозабор	20	0,80	0,12			0,86	0,22		
147	ПС 35/10 кВ Петровская	6,5	0,28	0,39			0,25	0,62		
148	ПС 35/10 кВ Лебедянка	5	0,33	0,09			0,50	0,22		
149	ПС 35/10 кВ Новочеркутино	8	0,55	0,47			0,29	0,81		
150	ПС 35/10 кВ Ивановка	5	0,06	0,39			0,16	0,65		
151	ПС 35/10 кВ Поддубровка	5	0,00	1,44			1,22	0,28		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
152	ПС 35/10 кВ Пластица	3,2	0,40	0,32			0,59	0,55		
153	ПС 35/10 кВ Паршиновка	4,1	0,00	0,32			0,00	0,44		
154	ПС 35/10 кВ Талицкий Чамлык	7,2	0,56	0,31			0,44	0,39		
155	ПС 35/10 кВ Демшинка	5	0,00	0,24			0,00	0,38		
156	ПС 35/10 кВ Березняговка	3,2	0,10	0,58			0,12	0,80		
157	ПС 35/10 кВ Дмитриевка	5	0,38	0,21			0,22	0,43		
158	ПС 35/10 кВ Пашково	5	0,89	0,06			1,37	0,08		
159	ПС 35/10 кВ Московка	3,2	0,00	0,51			0,12	0,54		
160	ПС 35/10 кВ Бочиновка	8	0,85	0,79			1,54	1,39		
161	ПС 35/10 кВ Федоровка	5	0,00	0,43			0,40	0,20		
162	ПС 35/10 кВ Куликово	5	0,00	0,36			0,30	0,30		
163	ПС 35/10 кВ Конь-Колодезь	5	0,00	1,49			0,68	1,50		
164	ПС 35/10 кВ Дмитряшевка	5	0,00	0,34			0,30	0,20		
165	ПС 35/10 кВ Речная	8	1,53	0,31			1,90	0,48		
166	ПС 35/10 кВ Негачевка	5	0,00	0,36			0,20	0,10		
167	ПС 35/10 кВ Карамышево	20	0,00	0,43			0,00	0,82		
168	ПС 35/10 кВ Тюшевка	8	0,13	0,23			0,44	0,56		
169	ПС 35/10 кВ Сселки	20	0,00	3,10			3,35	1,82		
170	ПС 110/35/10 кВ Тербуны-110	20	6,22	3,22			7,00	4,06		
	Ном. мощность СН, МВА	20	1,98	0,00			3,44	0,00		
	Ном. мощность НН, МВА	20	4,24	3,22			3,56	4,06		
171	ПС 110/35/10 кВ Долгоруково	16,3	1,06	4,35			0,88	6,98		
	Ном. мощность СН, МВА	16,3	1,06	2,83			0,88	4,17		
	Ном. мощность НН, МВА	16,3	0,00	1,52			0,00	2,81		
172	ПС 110/35/10 кВ Волово	20	2,35	0,00			1,32	1,78		
	Ном. мощность СН, МВА	20	0,00	0,00			0,00	0,00		
	Ном. мощность НН, МВА	20	2,35	0,00			1,32	1,78		
173	ПС 110/35/10 кВ Измалково	20	1,45	1,72			2,86	3,38		
	Ном. мощность СН, МВА	20	0,71	0,43			1,42	0,94		
	Ном. мощность НН, МВА	20	0,74	1,29			1,44	2,44		
174	ПС 110/35/10 кВ Гороховская	32	2,71	6,36			4,58	11,16		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
	Ном. мощность СН, МВА	32	1,65	4,73			3,98	8,82		
	Ном. мощность НН, МВА	32	1,07	1,63			0,60	2,34		
	ПС 110/35/10 кВ Донская	20	1,75	1,68			3,90	2,83		
175	Ном. мощность СН, МВА	20	0,00	0,00			0,82	1,32		
	Ном. мощность НН, МВА	20	1,75	1,68			3,09	1,51		
	ПС 110/35/10 кВ Лебедянь	32	6,36	3,49			7,58	12,49		
176	Ном. мощность СН, МВА	32	2,07	2,70			3,49	4,96		
	Ном. мощность НН, МВА	32	4,29	0,79			4,09	7,54		
	ПС 110/35/10 кВ Чаплыгин- новая	32	3,92	2,01			6,03	2,74		
177	Ном. мощность СН, МВА	32	0,00	0,00			0,00	0,00		
	Ном. мощность НН, МВА	32	3,92	2,01			6,03	2,74		
	ПС 110/35/10 кВ Компрессорная	32	2,17	2,20			4,63	3,66		
178	Ном. мощность СН, МВА	32	1,53	1,07			3,67	2,15		
	Ном. мощность НН, МВА	32	0,64	1,13			0,96	1,51		
	ПС 110/35/10 кВ Россия	32	2,38	0,79			4,73	1,45		
179	Ном. мощность СН, МВА	32	2,00	0,55			4,14	0,94		
	Ном. мощность НН, МВА	32	0,38	0,24			0,59	0,51		
	ПС 110/35/10 кВ Березовка	26	0,00	2,56			1,77	1,49		
180	Ном. мощность СН, МВА	26	0,00	1,76			1,11	1,09		
	Ном. мощность НН, МВА	26	0,00	0,80			0,66	0,41		
	ПС 110/35/10 кВ Астапово	32	3,95	1,08			2,00	4,58		
181	Ном. мощность СН, МВА	32	2,01	0,00			1,12	1,35		
	Ном. мощность НН, МВА	32	1,94	1,08			0,88	3,23		
	ПС 110/35/10 кВ Химическая	32	4,61	1,70			7,29	4,44		
182	Ном. мощность СН, МВА	32	2,55	0,75			4,87	2,13		
	Ном. мощность НН, МВА	32	2,06	0,95			2,42	2,31		
	ПС 110/35/6 кВ Бугор	126	9,72	9,79			12,56	13,53		
183	Ном. мощность СН, МВА	126	4,41	3,31			4,14	4,33		
	Ном. мощность НН, МВА	126	5,31	6,48			8,43	9,20		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
184	ПС 110/35/6 кВ Цементная	135	23,20	5,70	14,99		23,24	5,96	16,96	
	Ном. мощность СН, МВА	103	14,90		5,89		13,40		9,86	
	Ном. мощность НН, МВА	135	8,30	5,70	9,10		9,84	5,96	7,11	
185	ПС 110/10/6 кВ Т-1, Т-2 Гидрооборудование	50	1,74	2,60			1,66	3,47		
	Ном. мощность НН 6 кВ, МВА	25	1,15	1,07			0,71	1,15		
	Ном. мощность НН 10 кВ, МВА	25	0,59	1,53			0,95	2,31		
	ПС 110/35 кВ Т-3 Гидрооборудование	31,5			5,78				10,93	
186	ПС 110/35/10 кВ Усмань	32	3,40	6,29			0,00	11,16		
	Ном. мощность СН, МВА	32	0,00	2,50			0,00	2,06		
	Ном. мощность НН, МВА	32	3,40	3,79			0,00	9,10		
187	ПС 110/35/10 кВ Аксай	20	1,73	1,72			6,86	2,73		
	Ном. мощность СН, МВА	20	0,49	1,47			1,57	2,55		
	Ном. мощность НН, МВА	20	1,24	0,25			5,29	0,18		
188	ПС 110/35/10 кВ Никольская	12,6	2,22	1,96			2,37	3,20		
	Ном. мощность СН, МВА	12,6	2,10	1,54			1,18	2,84		
	Ном. мощность НН, МВА	12,6	0,12	0,42			1,20	0,36		
189	ПС 110/35/10 кВ Хворостянка	26	1,80	7,08			3,02	9,84		
	Ном. мощность СН, МВА	26	1,56	5,72			2,59	4,43		
	Ном. мощность НН, МВА	26	0,24	1,36			0,43	5,41		
190	ПС 110/35/10 кВ Добринка	26	2,30	2,91			2,91	4,32		
	Ном. мощность СН, МВА	26	1,23	0,41			1,66	0,55		
	Ном. мощность НН, МВА	26	1,07	2,50			1,24	3,77		
191	ПС 110/35/10 кВ Верхняя Матренка	12,6	0,26	0,90			0,50	1,61		
	Ном. мощность СН, МВА	12,6	0,00	0,63			0,08	1,13		
	Ном. мощность НН, МВА	12,6	0,26	0,27			0,41	0,48		
192	ПС 110/35/10 кВ Казинка	32	3,52	7,26			2,08	14,52		
	Ном. мощность СН, МВА	32	1,91	6,71			0,00	9,92		
	Ном. мощность НН, МВА	32	1,61	0,53			2,08	4,60		

№ п/п	Наименование	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в день летнего контрольного замера (19.06.2019), МВА				Нагрузка в день зимнего контрольного замера (19.12.2018), МВА			
			1Т	2Т	3Т	4Т	1Т	2Т	3Т	4Т
193	ПС 110/35/10 кВ Доброе	32	4,29	5,08			3,36	10,16		
	Ном. мощность СН, МВА	32	2,64	3,51			0,00	7,63		
	Ном. мощность НН, МВА	32	1,65	1,57			3,36	2,54		
194	ПС 110/35/6 кВ Новая Деревня	20	3,13	4,39			4,16	4,03		
	Ном. мощность СН, МВА	20	1,63	3,50			2,33	3,82		
	Ном. мощность НН, МВА	20	1,50	0,89			1,83	0,21		
195	ПС 110/35/6 кВ Вербилково	16,3	0,26	0,48			1,67	0,86		
	Ном. мощность СН, МВА	16,3	0,00	0,00			1,55	0,00		
	Ном. мощность НН, МВА	16,3	0,26	0,48			0,12	0,86		
196	ПС 110/35/10 кВ Хлевное	32	0,00	11,10			5,11	9,03		
	Ном. мощность СН, МВА	32	0,00	5,90			1,90	6,26		
	Ном. мощность НН, МВА	32	0,00	5,20			3,21	2,77		
197	ПС 110/35/10 кВ Набережное	16,3	1,19	1,11			1,79	1,91		
	Ном. мощность СН, МВА	16,3	1,19	0,48			1,79	0,77		
	Ном. мощность НН, МВА	16,3	0,00	0,64			0,00	1,14		
198	ПС 110/35/10 кВ Троекурово	16,3	0,60	0,19			1,22	0,54		
	Ном. мощность СН, МВА	16,3	0,50	0,08			0,97	0,28		
	Ном. мощность НН, МВА	16,3	0,10	0,11			0,26	0,26		

4.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 110 кВ

Анализ фактического потокораспределения в отчетный период показывает, что загрузка ЛЭП 110 кВ не превышает допустимых значений для летних и зимних температур.

4.2.3 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ

На основании имеющихся дефектных актов ниже даны рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ.

- **ПС 110 кВ Донская** – на подстанции требуется замена силового трансформатора Т2 10 МВА, находящегося в неудовлетворительном состоянии (на основании протокола ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.);

- **ПС 110 кВ Лебедянь** – срок службы данной подстанции 53 года, что значительно превышает нормативный. Основное оборудование подстанции находится в неудовлетворительном состоянии. Необходимо проведение комплексной реконструкции данной ПС 110 кВ (на основании протокола ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.);

- **ПС 110 кВ Круглое** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ. Также требуется ремонт здания ОПУ, шкафа УРЗА (1 шт.), терминал РЗА СВ 10 кВ (1 шт.) (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

- **ПС 110 кВ Октябрьская** – на подстанции требуется выполнить замену масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовый выключатель 110 кВ. Также требуется установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

- **ПС 110 кВ Хворостянка** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ. На подстанции требуется замена вакуумных выключателей 10 кВ – 10 шт. Также требуется установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, 16 комплектов РЗА для выключателей 10 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

- **ПС 110 кВ Березовка** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель (1 шт.), трансформаторов тока (3 шт.), устройств РЗА (на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Лебедянского р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016 г.);

- **ПС 110 кВ Гидроборудование** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (6 шт.), трансформаторов тока (27 шт.), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА (на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Липецкого р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016 г.);

- **ПС 110 кВ Компрессорная** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (5 шт.), трансформаторов тока (24 шт.), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» 2013 г.);

- **ПС 110 кВ Усмань** – на подстанции требуется замена выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ в связи с

неудовлетворительным техническим состоянием (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 17.02.2014 г.);

– **ПС 110 кВ Кашары** – на подстанции требуется замена ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ (включает 2 комплекта трансформаторов тока 110 кВ) в связи с неудовлетворительным техническим состоянием (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 10.02.2014 г.). Также требуется замена общеподстанционного пункта управления, системы оперативного постоянного тока, шкафов УРЗА, терминала 10 кВ;

– **ПС 110 кВ Тербуны** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ в связи с неудовлетворительным техническим состоянием, а также ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка ТТ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г. и технических условий на технологическое присоединение ООО «Елецкие овощи» и ОЭЗ «Елец»). Также требуется замена разъединителей, установка УУОТ, шкафов УРЗА, терминала автоматики управления РПН, терминала РЗА СВ 35 кВ;

– **ПС 110 кВ Западная** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а также секционного выключателя СВ 110 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.). Также требуется установка трансформаторов тока, разъединителей, устройств РЗА, терминала автоматики управления РПН, терминалов 6 (10) кВ;

– **ПС 110 кВ Тепличная** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.). Также требуется замена трансформаторов тока 110 кВ, ремонт здания ОПУ, установка разъединителей, УУОТ, шкафов УРЗА, терминалов РЗА 6 кВ;

– **ПС 110 кВ ЛТП** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.). Также требуется установка разъединителей, комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, системы оперативного постоянного тока;

– **ПС 110 кВ Доброе** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.). Также требуется установка разъединителей, комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ и комплекта РЗА СВ 10 кВ, системы оперативного постоянного тока;

– **ПС 110 кВ Нива** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.). Также требуется установка УРЗА для выключателя 110 кВ;

– **ПС 110 кВ Табак** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.). Также требуется установка комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ и комплекта РЗА СВ 6 кВ;

– **ПС 110 кВ Химическая** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые, трансформаторов тока, разъединителей, устройств РЗА (на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Лебедянского р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016 г.).

В таблице 41 приведены объемы работ по реконструкции ВЛ 110 кВ.

Объемы работ по реконструкции ВЛ 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ
1	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена провода, опор (38 шт.) и грозотроса (на основании акта технического освидетельствования от 07.05.2015г.)	2023
2	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93 (на основании акта технического освидетельствования от 05.05.2015г.)	2022
3	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-13, №60-103, замена провода с линейной арматурой на участке опор №60-103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ (на основании акта технического освидетельствования от 30.04.2013г.)	2023
4	ВЛ 110 кВ Становая Правая, ВЛ 110 кВ Становая Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8км (2 цепи (6 пров.) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89-90 с заменой провода, грозотроса, сцепной арматуры и изоляции (на основании акта технического освидетельствования от 20.07.2014г.)	2020
5	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	50,6	Реконструкция ВЛ с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода на участке опор №1-263 (приведение в соответствие нормативным документам (ПУЭ п. 2.5.77)) (на основании акта технического освидетельствования от 17.03.2015г.)	2021
6	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита (на основании акта технического освидетельствования от 08.05.2015г.)	2024-2025
7	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой в пролете опор №1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор № 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор № 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж (на основании акта технического освидетельствования от 23.03.2015г.)	2024-2025
8	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая	19,81	Замена опор 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №1-57 (на основании акта технического освидетельствования от 22.04.2015г.)	2024-2025
9	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	22,14	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор № 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 59-60, 64-70; 71-80 (на основании акта технического освидетельствования от 14.04.2015г.)	2024-2025
10	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор № 13-50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 13-23, 39-40; 48-49 (на основании акта технического освидетельствования от 09.04.2015г.)	2024-2025

5 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

5.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период

Прогноз потребления электроэнергии и мощности (с разбивкой по годам) по территории Липецкой области (базовый вариант развития) представлен в таблицах 42 и 43 (в соответствии с данными утверждённой редакции СиПР ЕЭС):

Таблица 42

Прогноз потребления электроэнергии, Млн кВтч

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Липецкая область	13014	13314	13494	13679	13889	13971
Прирост	-	2,3%	1,4%	1,4%	1,5%	0,6%

Таблица 43

Прогноз потребления мощности, МВт

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Липецкая область	1911	1956	1984	2012	2038	2055
Прирост	-	2,4%	1,4%	1,4%	1,3%	0,8%

Согласно данным, представленным в таблицах 42 и 43, в период до 2025 г. планируется плавный рост электропотребления Липецкой области.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности (с разбивкой по годам) по территории Липецкой области (региональный вариант развития) представлен в таблицах 44 и 45:

Таблица 44

Прогноз потребления электроэнергии, Млн кВтч

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Липецкая область	13287	13647	13656	13912	14167	14181
Прирост	2,1%	2,5%	1,2%	1,7%	2%	1,5%

Таблица 45

Прогноз потребления мощности, МВт

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Липецкая область	1940	1995	2010	2040	2069	2076
Прирост	1,5%	2%	1,3%	1,4%	1,5%	1%

Анализ перспективной балансовой ситуации (базовый вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период 2021-2025 гг. будет обеспечиваться на 64 % за счёт собственной генерации и на 36% за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

5.2 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области

В таблице 46 приведен перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области с высокой вероятностью реализации, предусмотренных проектом СиПР ЕЭС 2020-2026 гг. (базовый вариант развития).

Таблица 46

Электростанция	Ст. №	Уст. мощность исходная, МВт	Уст. мощность / изменение уст. мощности, МВт	Год	Тип мероприятия
Данковская ТЭЦ*	1	5	0 / -5	2020	Вывод из эксплуатации
	2	4	0 / -4	2020	Вывод из эксплуатации

*согласно информации от филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» вывод генерирующего оборудования Данковской ТЭЦ не планируется.

В таблице 47 приведен перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области с высокой вероятностью реализации, предусмотренных проектом СиПР ЕЭС 2020-2026 гг. (базовый вариант развития).

Таблица 47

Электростанция	Ст. №	Уст. мощность исходная, МВт	Уст. мощность / изменение уст. мощности, МВт	Год	Тип мероприятия
УТЭЦ-2 (НЛМК)	1	0	150 / +150	2023	Ввод в эксплуатацию
	2	0	150 / +150	2023	Ввод в эксплуатацию

5.3 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области

Перспектива изменения установленной мощности на перспективу до 2025 г. по энергосистеме Липецкой области по базовому варианту развития приведена таблице 48, МВт.

Таблица 48

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	1155,5	1155,5	1155,5	1455,5	1455,5	1455,5
Липецкая ТЭЦ-2	515	515	515	515	515	515
Елецкая ТЭЦ	57	57	57	57	57	57
Данковская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ НЛМК	332	332	332	332	332	332
УТЭЦ (НЛМК)	150	150	150	150	150	150

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ГУБТ №2 ГТРС за ДП №7 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ГУБТ №1 ГТРС за ДП №6 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	12	12	12	12	12	12
Мини ТЭЦ ООО «ТК ЛипецкАгро»	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
ТЭЦ сахарных заводов	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77
Ввод мощности	0	0	0	300	300	300
УТЭЦ-2 (НЛМК)	0	0	0	300	300	300
Вывод мощности	9	0	0	0	0	0
Данковская ТЭЦ ТГ-1*	-5					
Данковская ТЭЦ ТГ-2*	-4					

*- согласно информации от филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» вывод генерирующего оборудования Данковской ТЭЦ не планируется.

Перспектива изменения установленной мощности на текущий год и перспективу 5 лет по энергосистеме Липецкой области по региональному варианту развития приведена в таблице 49, МВт.

Таблица 49

Объект/год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	1176,07	1176,07	1176,07	1476,07	1476,07	1476,07
Липецкая ТЭЦ-2	515	515	515	515	515	515
Елецкая ТЭЦ	57	57	57	57	57	57
Данковская ТЭЦ	9	9	9	9	9	9
ТЭЦ НЛМК	332	332	332	332	332	332
УТЭЦ (НЛМК)	150	150	150	150	150	150
УТЭЦ-2 (НЛМК)	0	0	0	300	300	300
ГУБТ №2 ГТРС за ДП №7 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ГУБТ №1 ГТРС за ДП №6 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ Сахарных заводов	47,77	47,77	47,77	47,77	47,77	47,77
Мини-ТЭЦ ООО «ТК ЛипекАгро»	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7

Объект/год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Мини-ТЭС ООО «Компания Ассоль»	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Ввод мощности	9,1	0	0	300	300	300
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода ОАО «Аврора»	7,5					
Мини-ТЭС ООО «Компания Ассоль»	1,6					
УТЭЦ-2 (НЛМК)	0	0	0	300	300	300
Вывод мощности	9	0	0	0	0	0
Данковская ТЭЦ ТГ-1*	-5					
Данковская ТЭЦ ТГ-2*	-4					

5.4 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива

В данном разделе представлен анализ технического потенциала Липецкой области по развитию возобновляемых источников энергии.

5.4.1. Перспективы развития ветроэнергетики региона

На рисунке 10 представлена карта ветровых ресурсов России с выделением Липецкой области.

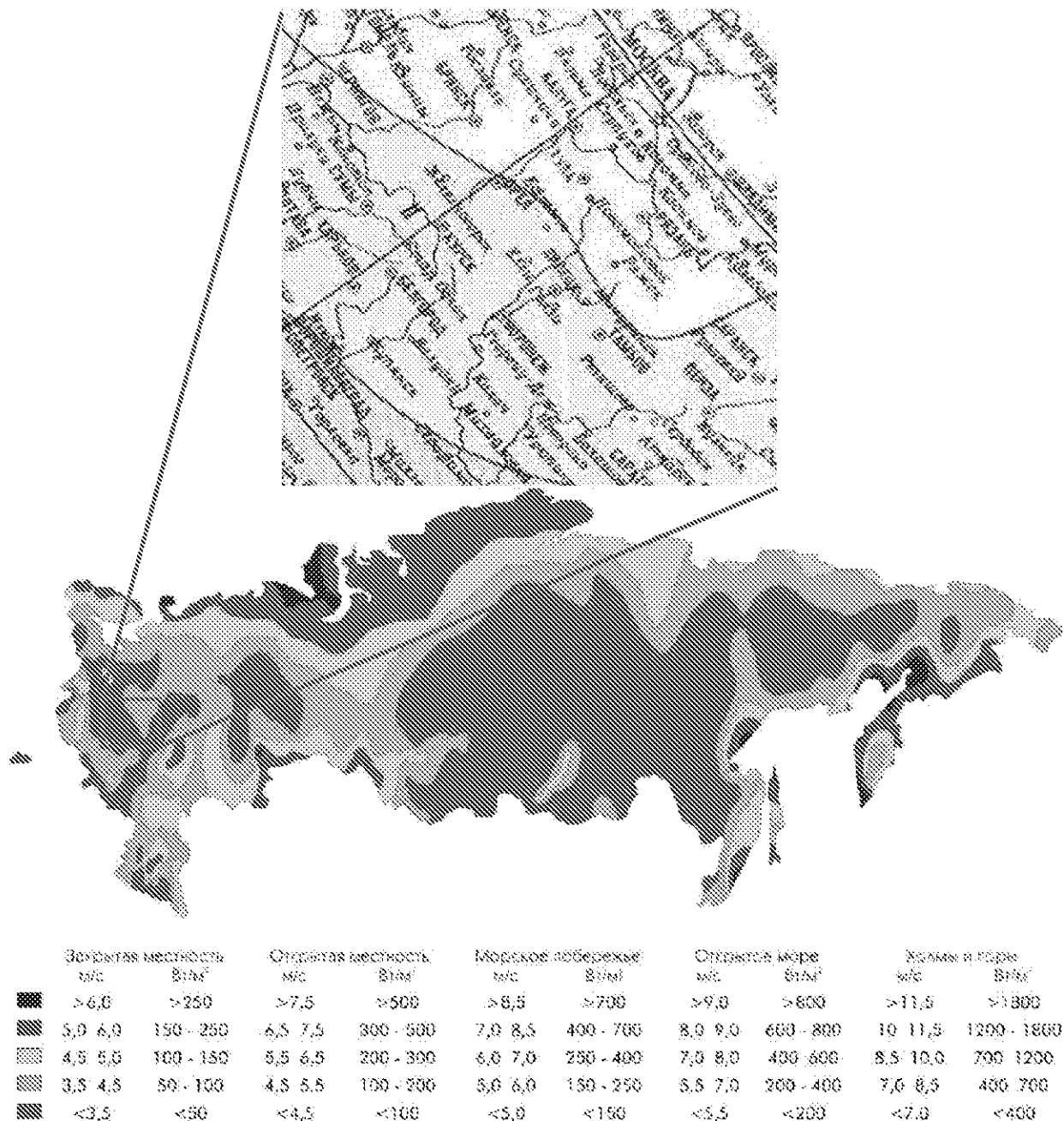


Рисунок 10. Карта ветровых ресурсов в России и центральной части

Для 1 категории характерна мощность ветрового потока менее 200 Вт/м² при среднегодовой скорости ветра на открытой местности менее 4,5 м/с. Для второй категории мощность ветрового потока составляет 200 – 400 Вт/м² при среднегодовой скорости ветра на открытой местности от 4,5 до 5,5 м/с. При том что экономически обоснованная номинальная скорость ветра стандартной ВЭУ составляет более 12 м/с (две среднегодовые скорости ветра). В соответствии с картой ветровых ресурсов, выявлено, что территория региона относится к 1 и 2 категориям, что означает, что вероятность развития системной ветроэнергетики крайне низкая.

5.4.2 Перспективы развития солнечной энергетики региона

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития

солнечной энергетики в Липецкой области определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, погоды, времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли.



Рисунок 11. Карта потока солнечной радиации, приходящегося на м² за один день на территории РФ



Рисунок 12. Продолжительность солнечного сияния в России

Как видно из рисунка 11, суммарная солнечная радиация на территории Липецкой области на 1 м² составляет от 3,0 до 3,5 кВт·ч/м², а продолжительность солнечного сияния – менее 1 700 ч/год (рисунок 12).

По приведенным выше картам можно приблизительно оценить максимальную возможную величину выработки электроэнергии на территории Липецкой области: 150-170 млн кВт·ч в год. Выработка электроэнергии на солнечных электростанциях может осуществляться преимущественно в летний период.

На территории ОЭЗ Елецпром Елецкого района Липецкой области возможно строительство солнечной электростанции (СЭС) с кристаллическими солнечными модулями на 4,9 МВт с прогнозным объемом производства электрической энергии (мощности) 6 млн кВт·ч. Применение солнечных электростанций на территории Липецкой области требует дополнительной проработки. Точно место подключения будет определяться по результатам проектирования.

5.4.3 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона

До 70-х годов на территории Липецкой области действовало 27 малых ГЭС суммарной мощностью 4 МВт. Электростанции строились на притоках и в верховьях реки Дон, в том числе на реке Красивая Меча.

В настоящее время намечена тенденция к возрождению малой энергетики на территории Липецкой области. В таблице 50 представлены основные характеристики МГЭС, планируемых к восстановлению на территории региона.

Таблица 50

Основные характеристики МГЭС, планируемых к восстановлению на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование МГЭС	Установленная мощность, МВт	Планируемый объем производства, МВт	Адрес размещения объекта
1	МГЭС Данковская	0,525	0,525	г. Данков Липецкой области. Ниже железнодорожного моста через р. Дон
2	МГЭС Кураповская	0,150	0,150	п. Борки Тербунского района Липецкой области на р. Олым
3	МГЭС Матырская	0,450	0,450	Матырское водохранилище г. Липецк
4	МГЭС Сергиевская	0,800	0,800	п. Сергиевское Краснинского района Липецкой области
5	МГЭС Троекуровская	0,600	0,600	п. Троекурово Лебедянского района Липецкой области
6	МГЭС Красивая Меча	2,04	2,04	д. Тютчево, бассейн реки Красивая Меча, Липецкая область

Малая гидроэнергетика является альтернативой централизованному энергоснабжению для районов Липецкой области. Использование мини-ГЭС позволяет

зафиксировать стоимость энергоресурсов на приемлемом для потребителя уровне, решает проблему перебоев электроэнергии.

Преимуществами мини-ГЭС являются:

- отсутствует нарушение природного ландшафта и окружающей среды в процессе строительства и на этапе эксплуатации;
- отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она не теряет первоначальных природных свойств и может использоваться для водоснабжения населения;
- практически отсутствует зависимость от погодных условий;
- обеспечивается подача потребителю дешевой электроэнергии в любое время года.

5.4.4 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона

Липецкая область является аграрным регионом. В области широко развито животноводство и растениеводство. Исходя из этого высок энергетический потенциал отходов сельского хозяйства для использования их для получения электроэнергии.

В таблице представлены данные по показателям валового биоэнергетического потенциала отходов сельского хозяйства Липецкой области (данные приняты согласно «Методическим основам оценки биоэнергетического потенциала в сельскохозяйственном производстве», Елецкий государственный университет им. И.А. Бунина). Валовой энергетический потенциал органических отходов сельскохозяйственного производства представляет собой общий выход отходов растениеводства и животноводства по всем категориям хозяйств.

Таблица 51

Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства Липецкой области

Отрасли	Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства, тыс. т.у.т.
Растениеводство	
Зерновые культуры	1061,5
Масленичные культуры	64,8
Сахарная свекла	22,3
Картофель	4,9
Итого по растениеводству	1153,5
Животноводство	
Молочное стадо	23,2
Выращивание и откорм КРС	21,9
Мелкий рогатый скот	0,8
Свиноводство	27,9
Птицеводство	30,6
Итого по животноводству	104,4
Всего	1257,9

В таблице представлены данные по энергетическому потенциалу отходов сельского хозяйства муниципальных районов Липецкой области. Экономический потенциал – это часть валового энергетического потенциала, которая может быть реализована на крупных сельскохозяйственных предприятиях, поскольку биологические отходы аграрного производства в личных подсобных хозяйствах используются, как правило, в качестве

удобрения в самих хозяйствах. При определении биоэнергетического потенциала отходов растениеводства необходимо учитывать, что часть соломы, ботвы и стеблей растений теряется при их доставке, часть используется для нужд животноводства в качестве подстилочного материала.

Производственно-технологический энергетический потенциал отходов представляет собой часть экономического потенциала, используемую непосредственно для получения электроэнергии.

Таблица 52

Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства муниципальных районов Липецкой области

Муниципальные районы	Валовой биоэнергетический потенциал	Экономический потенциал	Производственно-технологический потенциал		
	т.у.т.	т.у.т.	т.у.т.	млн кВт·ч	МВт
Воловский	46958	24425	21059	171,44	19,57
Грязинский	46100	24302	21200	172,59	19,70
Данковский	75162	38323	32909	267,91	30,58
Добринский	108446	56996	49412	402,26	45,92
Добровский	52872	27044	23206	188,92	21,57
Долгоруковский	62706	31924	27482	223,73	25,54
Елецкий	59279	29808	25741	209,56	23,92
Задонский	62227	31174	26785	218,06	24,89
Измалковский	39635	19708	16881	137,43	15,69
Краснинский	66667	34015	29470	239,92	27,39
Лебедянский	76113	43432	39189	319,04	36,42
Лев-Толстовский	99308	56831	50994	415,14	47,39
Липецкий	74222	38023	32722	266,39	30,41
Становлянский	85336	43838	37634	306,38	34,97
Тербунский	122392	66228	56739	461,91	52,73
Усманский	46242	24212	20868	169,89	19,39
Хлевенский	77165	39248	33837	275,47	31,45
Чаплыгинский	52488	26963	23416	190,63	21,76
Итого	1253318	656494	569544	4636,66	529,29

Таким образом, результаты оценки биоэнергетического потенциала отходов сельскохозяйственного производства подтверждают, что аграрный сектор Липецкой области в достаточной степени может быть энергетически самообеспеченным, а часть излишек биоэнергетических ресурсов можно направлять на удовлетворение нужд других отраслей экономики региона, однако данный вопрос требует дополнительной проработки в рамках самостоятельного проекта.

5.5 Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (базовый вариант развития в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2020-2026) представлена в таблице 53.

Таблица 53

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (базовый вариант развития), млн кВтч

№	Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Потребление	13014	13314	13494	13679	13889	13971
	Прирост	-	2,3%	1,4%	1,4%	1,5%	0,6%
2	Покрытие (производство электрической энергии)	5413	5487	5655	5869	8252	8521
	Прирост	-	1,4%	3,1%	3,8%	40,6%	3,3%
3	Сальдо-перетоков	7601	7827	7839	7810	5637	5450
	Прирост	-	3,0%	0,2%	-0,4%	-27,8%	-3,3%

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития) представлена в таблице 54.

Таблица 54

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития), МВт

№	Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Потребление	1911	1956	1984	2012	2038	2055
	Прирост	-	2,4%	1,4%	1,4%	1,3%	0,8%
2	Покрытие (установленная мощность)	1155,5	1155,5	1155,5	1455,5	1455,5	1455,5

Анализ перспективной балансовой ситуации (базовый вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период 2021-2025 гг. будет обеспечиваться на 42% за счёт собственной генерации и на 58% за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития) представлена в таблице 55.

Таблица 55

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития), млн кВтч

№	Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Потребление	13287	13647	13656	13912	14167	14181
	Прирост	2,1%	2,5%	1,2%	1,7%	2%	1,5%
2	Покрытие (производство электрической энергии)	5497,5	5579,6	5663,3	5776,6	5892,1	5949,7
	Прирост	0,5%	1,5%	1,5%	2,0%	2,0%	1,0%
3	Сальдо-перетоков	7789,5	8067,4	7992,7	8135,4	8274,9	8231,3
	Прирост	3,9%	3,4%	-0,9%	1,7%	1,7%	-0,5%

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития) представлена в таблице 56.

Таблица 56

**Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности
(региональный вариант развития), МВт**

№	Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Потребление	1940	1995	2010	2040	2069	2076
	Прирост	1,5%	2%	1,3%	1,4%	1,5%	1%
2	Покрытие (установленная мощность)	1158,47	1158,47	1158,47	1458,47	1458,47	1458,47

Анализ перспективной балансовой ситуации (базовый вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период 2021-2025 гг. будет обеспечиваться на 41% за счёт собственной генерации и на 59% за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

5.6 Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

5.6.1 Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше

Ниже приводятся решения по электрическим сетям 220 кВ и выше, расположенным на территории Липецкой области, на период до 2025 года по двум вариантам развития:

- базовый (умеренный) вариант, на основании прогноза электропотребления и мощности, разрабатываемого АО «СО ЕЭС», учитывающий необходимые мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции эксплуатируемого оборудования, ликвидации районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений и исполнению договоров об осуществлении технологического присоединения;

- региональный (оптимистический) вариант, учитывающий опережающее развитие электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

5.6.1.1 Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития)

Информация о договорах на осуществление технологического присоединения к электросетевым объектам напряжением 35 кВ и выше, находящимся на территории Липецкой области, представлена в Приложении 8.

Согласно проекту «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы» на территории Липецкой области запланированы следующие мероприятия по усилению сети напряжением 220 кВ и выше (таблица 57):

Таблица 57

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации
1	ПС 220кВ РП-3	Строительство ПС 220кВ РП-3 трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА)	2023
2	ВЛ 220кВ Северная-Металлургическая I, II цепь	Реконструкция ВЛ 220кВ Северная-Металлургическая I, II цепь со строительством заходов на ПС 220кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 6 км (4x1,5 км)	2023
3	ПС 500кВ Борино	Реконструкция ПС 500кВ Борино с заменой фаз А,В АТ-2 мощностью по 167МВА автотрансформатора	2025-2026
4	ПС 220кВ Правобережная	Реконструкция ПС 220кВ Правобережная с заменой трех трансформаторов 220/11/35кВ мощностью 125МВА, трансформатора 35/10кВ мощностью 10МВА на автотрансформатор 220/110/38,5кВ мощностью 150МВА, автотрансформатор 220/110/10,5кВ мощностью 150МВА	2021
5	ПС 220кВ Елецкая	Реконструкция ПС 220кВ Елецкая с заменой автотрансформатора 220/110/35кВ мощностью 125МВА на автотрансформатор мощностью 125МВА	2025
6	ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка I, II цепь	ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка I, II цепь с заменой провода ориентировочной протяженностью 19,37 км	2021
7	ПС 220кВ Metallургическая	Установка на ВЛ 110кВ Липецкая-ТЭЦ-2-Металлургическая Левая, ВЛ 110кВ Липецкая-ТЭЦ-2-Металлургическая Правая, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-Металлургическая I цепь, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-Металлургическая II цепь токоограничивающих реакторов сопротивлением по 7,4 Ом. Реконструкция ПС 220кВ Metallургическая с установкой шинных разъединителей: ШР 110 I СШ Прокат левая, ШР 110 II СШ Прокат правая и ШР 110 II СШ ГПП-5 правая	2023

Для определения достаточности мероприятий по усилению сети 220 кВ далее проводятся расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ и выше в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2021 и 2025 гг. Схемы потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2021 и 2025 гг. представлены на рисунках 1-8 (Приложение 10). Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунках 9–52 (Приложение 10).

Карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше Липецкой области на 2020 г. и на период 2021-2025 гг. (базовый вариант), принципиальные схемы электрических сетей

35 кВ и выше Липецкой области на 2020 г. и на период 2021-2025 гг. (базовый вариант) представлены в Приложении 14.

Расчет электроэнергетических режимов в сети 220 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино

При существенно возросших перетоках активной мощности на север по сечению «Воронежское-2» ВЛ 550 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино (перетоки от шин 500 кВ ПС 500 кВ Борино и НВАЭС к шинам ПС 500 кВ Липецкая), шунтирующими связями более низкого класса напряжения, которые подвергаются риску недопустимых токовых перегрузок, являются АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино, ВЛ 220 кВ Борино - Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Борино - Новая II цепь, ВЛ 220 кВ Северная - Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Северная - Новая II цепь.

- На рисунках 9-18 представлен послеаварийный режим «В ремонте ВЛ 500 кВ Липецкая - Борино, аварийное отключение ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС» в летний минимум 2021 г., 2025 г., при этом выявлена токовая перегрузка следующего оборудования:

- АТ-1, АТ-2 ПС 500кВ Борино (2021 г. - нагрузка - 849А, что соответствует загрузке 122% АДТН); (2025 г. - нагрузка - 814А, что соответствует загрузке 117% АДТН), при аварийно допустимой токовой нагрузке АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино, равной 693А, на время не более 20 минут;

- ВЛ 220 кВ Борино - Новая I, II цепь (2021 г. - 1565А (1565А), загрузка - 184% АДТН (2025 г. - 1491А (1491А), загрузка - 175% АДТН, при аварийно допустимой токовой нагрузке для данной ЛЭП, равной 852 А, при температуре +25 °С, на время не более 30 минут;

- ВЛ 220 кВ Северная - Новая I, II цепь (2021 г. – 1335 А, загрузка - 162% АДТН; (1460А), загрузка - 177% АДТН; (2025 г. – 1392 А, загрузка - 169% АДТН; (1320 А), загрузка - 160% АДТН, при аварийно допустимой токовой нагрузке для данной ЛЭП, равной 825 А, при температуре +25 °С, на время не более 30 минут.

В рассмотренной ремонтной схеме при угрозе возникновения перегрузки ВЛ 220 кВ Борино - Новая I, II цепь и ВЛ 220 кВ Северная - Новая I, II цепь в случае аварийного отключения второй ВЛ 500 кВ контролируемого сечения работа оборудования в недопустимых режимах ликвидируется делением сети с отключением связей 110-220 кВ, шунтирующих ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино, в зависимости от существующих перетоков по сечению 500 кВ.

Данные мероприятия снижают надежность электроснабжения объектов ПАО «НЛМК», запитанных от ПС 220 кВ Новая. С целью исключения работы

оборудования в недопустимых режимах рекомендуется установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-2 или отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино. Установка АОПО позволит повысить надежность электроснабжения и исключит необходимость деления сети по 110-220 кВ с ослаблением схемы электроснабжения объектов ПАО «НЛМК» в ремонтных схемах.

В рассматриваемом режиме с учётом работы предлагаемой АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-2 и отключением ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь в летний минимум 2025 г. нагрузка ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) составит 1223 А, что соответствует 240% ДДТН, нагрузка ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) составит 1191, что соответствует 233% ДДТН для провода АС-185, при температуре +250 С. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чалыгин-2 составит 867 А, что соответствует 187% ДДТН для провода АС-150, при температуре +250 С. Предлагается установка АОПО на ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) с отключением их на ПС 220 кВ Правобережная и отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2 со стороны ПС 110 кВ Компрессорная существующей АОПО на ПС 110 кВ Компрессорная.

Ниже приводятся расчеты послеаварийных режимов в сети 110 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино, на уровне нагрузок летнего минимума и максимума 2021 и 2025 гг.

- На рисунках 19 - 26 представлен послеаварийный режим в летний и зимний минимум, максимум 2021 г. и 2025 г. отключения ВЛ 550 кВ Липецкая-Борино в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино-Новая I (II) цепь. Наиболее тяжелым данный режим является в летний минимум 2021 г. и 2025 г., когда:

- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино - Новая II (I) цепь (2021 г. – 815 А, загрузка - 95% АДТН; 2025 г. - 744А, загрузка –87% АДТН, при аварийно допустимом токе для данной линии, равном 852 А, при температуре +25⁰С.

- На рисунках 27 - 28 представлен послеаварийный режим в летний минимум 2021 г. и 2025 г. отключения ВЛ 550 кВ Липецкая-Борино цепь в схеме ремонта ВЛ 220кВ Северная-Новая I (II). Наиболее тяжелым данный режим является в летний минимум 2025 г., когда:

- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино - Новая II (I) цепь равна 646 А, загрузка - 75% АДТН, при аварийно допустимом токе для данной линии, равном 852 А, при температуре +25⁰С.

На рисунках 29 - 32 представлен послеаварийный режим в летний и зимний минимум 2021 г. и 2025 г. отключения АТ-1 ПС 500 кВ Борино в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая-Борино. Во всех указанных периодах нагрузка оставшегося в работе АТ-2 на ПС 500 кВ Борино не превышает аварийно допустимой нагрузки. Нагрузка АТ-2 будет варьироваться от 606 А до 667 А. С целью исключения превышения ДДТН АТ-2 (АТ-1) рекомендуется установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на АРС

Нововоронежской АЭС-2 или отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино.

Расчет электроэнергетических режимов в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Правобережная.

Ниже представлен ряд расчетов послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Правобережная.

Расчеты приводятся в зимний максимум, летний максимум 2025 г. как в период, характеризующийся максимальной нагрузкой оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей.

- На рисунке 33 приведён расчёт режима летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 220 кВ Борино-Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110кВ ПС 220 кВ Новая. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

- На рисунке 34 рассмотрен режим зимнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 220 кВ Борино-Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

Расчет электроэнергетических режимов в сети района ПС 220 кВ Казинка.

Ниже приведены наиболее тяжелые послеаварийные режимы в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Казинка.

- На рисунках 34-36 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2021 г. и 2025 г. Отключение ВЛ 500кВ Липецкая-Борино в схеме ремонта 1 сек. 220 кВ ПС 550 кВ Липецкая. В летний минимум 2021 г. наблюдается превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка II цепь до 855 А загрузка – 120%, при длительно допустимом токе для провода АСО-300, равном 710 А, при температуре +25⁰С. Ликвидация перегрузки оборудования осуществляется работой существующей АОПО ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка I, II цепь и схемно-режимными мероприятиями по увеличению генерации на Липецкой ТЭЦ-2.

- На рисунках 37-42 рассмотрен режим летнего и зимнего максимума нагрузок 2021 и 2025 годов. Отключение ВЛ 220 кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме ремонта 1 сек. 220 кВ ПС 550 кВ Липецкая. Наблюдается превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка II цепь от 751 А, загрузка – 106%, при длительно допустимом токе для провода АСО-300, равном 710 А, при температуре +25⁰С в летний максимум 2021 г. до 1003 А, загрузка – 141%, при длительно допустимом токе для провода АСО-300, равном 710 А, в зимний максимум 2021 г. Ликвидация перегрузки оборудования осуществляется работой существующей АОПО ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка I, II цепь и схемно-режимными мероприятиями по делению сети. В 2025 г. параметры рассматриваемого режима находятся в области допустимых значений.

Расчет электроэнергетических режимов для определения загрузки АТ 220 кВ ПС 220 кВ Елецкая

Ниже представлен ряд послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Елецкая.

На рисунке 45 представлен послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая, в схеме ремонта АТ-2 в зимний максимум 2025 года, при этом токовая нагрузка оставшихся в работе АТ-3 составит 374 А, что соответствует 119% $I_{ном}$. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунке 45 представлен послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая в зимний максимум 2025 года. Перегрузка оборудования ликвидируется путём выполнения превентивных мероприятий по увеличению генерации Елецкой ТЭЦ и регулирования РПН на АТ 3 ПС 220 кВ Елецкая и АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Тербуны.

5.6.1.2 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития)

В данном разделе представлены результаты расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 и 220 кВ ПС 220 и 500 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк». В рассматриваемый период не планируется изменение топологии сети 110 кВ и выше и ввод генерирующих мощностей на электростанциях области, расчеты приводятся на 2025 г.

В таблице 58 представлены значения токов короткого замыкания на шинах 110 и 220 кВ ПС 220 и 500 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» на 2025 г.

Таблица 58

Уровни токов КЗ на период до 2025 г.

Подстанция		Ток отключения выкл., кА	Значения токов короткого замыкания, кА	
			трехфазный	однофазный
Липецкая	шины 220 кВ	40	38,83	40,60*
Борино	шины 220 кВ	31,5; 40	28,75	30,76
Елец 500	шины 220 кВ	31,5; 40	20,76	23,04
Новая	шины 220 кВ	40; 50	29,44	24,95
	шины 220 кВ**	40; 50	31,45	27,33
	шины 110 кВ	40; 50	32,16	32,65
	В 220 кВ Северная I, II цепь	25	17,13	13,00
	В 220 кВ Северная I, II цепь**	25	30,27	26,34
Правобережная	шины 220 кВ	40	20,78	16,88
	шины 110 кВ	40	26,44	26,23
Сокол	шины 220 кВ	-	10,82	7,99
	шины 110 кВ	31,5	20,27	18,74

Подстанция		Ток отключения выкл., кА	Значения токов короткого замыкания, кА	
			трехфазный	однофазный
Северная	шины 220 кВ	40	33,72	31,69
	шины 110 кВ	40, 50	28,79	31,32
Металлургическая	шины 220 кВ	40; 50	31,80	27,71
	шины 110 кВ	40; 42	33,73	36,72
Дон	шины 220 кВ	25	10,12	8,08
	шины 110 кВ	20; 31,5; 40	12,40	12,34
Елецкая 220	шины 220 кВ	25	14,94	12,79
	шины 110 кВ	20; 25; 40; 42	17,85	19,57
КС-29	шины 220 кВ	25; 40; 50	14,78	15,66
Маяк	шины 220 кВ	25	13,33	11,27
Тербуны 220	шины 220 кВ	отсутст.	4,87	4,30
	шины 110 кВ	25; 40	8,00	8,96
Казинка	шины 220 кВ	40	27,01	22,61
	шины 110 кВ	40	16,62	18,93
Грязи-Орловские	шины 220 кВ	40	11,23	9,24
Пост-474	шины 220 кВ	-	10,90	8,52
Усмань-Тяговая	шины 220 кВ	40	7,10	6,02
Чириково	шины 220 кВ	40	11,07	9,02
Овощи Черноземья	шины 220 кВ	40	7,12	7,12

*соответствующий уровень токов короткого замыкания, превышающих отключающую способность выключателей, выявлен также для В 220 кВ АТ-1, В 220 кВ АТ-2, В 220 кВ АТ-3, В 220 кВ СВ-13, В 220 кВ СВ-24.

**значения ТКЗ без учета проведения режимных мероприятий по снижению уровней токов КЗ (размыкание ШСВ 220 кВ ПС 220 кВ Новая).

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2025 г. показали необходимость:

- замены коммутационного оборудования на ПС 220 кВ Новая (В 220 кВ ВЛ 220 кВ Северная I, II цепь), либо установки токоограничивающего оборудования, либо отключения ШСВ 220 кВ ПС 220 кВ Новая для снижения токов короткого замыкания (до 23,5 кА) в качестве альтернативного мероприятия. Возможность применения мероприятия по делению сети должна быть определена исходя из схемно-режимной ситуации;

- замены коммутационного оборудования на ПС 500 кВ Липецкая (В 220 кВ АТ-1, В 220 кВ АТ-2, В 220 кВ АТ-3, В 220 кВ СВ-13, В 220 кВ СВ-24), либо установки токоограничивающего оборудования, либо отключения одного АТ на ПС 500 кВ Липецкая в качестве альтернативного мероприятия. Возможность применения мероприятия по делению сети должна быть определена исходя из схемно-режимной ситуации.

5.6.1.3 Решения по электрическим сетям 220 и 500 кВ (региональный вариант развития)

Региональный вариант электропотребления учитывает мощность по договорам на осуществление технологического присоединения к электросетевым объектам напряжением 110 - 220 кВ, а также информацию по вводу электросетевых объектов (присоединение мощности), указанных в Приложении 9.

Целью проведения расчетов по региональному варианту развития является проверка достаточности мероприятий, приведенных в базовом варианте, при учете опережающего развития электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

Для определения мероприятий по усилению сети 220 кВ и мероприятий, необходимых для подключения электросетевых объектов, далее проводятся расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ и выше. Схемы потокораспределения в сети 110 кВ и выше зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2021 и 2025 гг. представлены на рисунках 1-8 (Приложение 11). Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунках 9 – 35 (Приложение 11).

Карты-схемы электрических сетей 35 кВ и выше Липецкой области на 2021-2025 гг. (региональный вариант), принципиальные схемы электрических сетей 35 кВ и выше Липецкой области на 2021-2025 гг. (региональный вариант) представлены в Приложении 15.

Расчет электроэнергетических режимов в сети 220 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино

При существенно возросших перетоках активной мощности на север по сечению «Воронежское-2» ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино (перетоки от шин 500 кВ ПС 500 кВ Борино и НВАЭС к шинам ПС 500 кВ Липецкая), шунтирующими связями более низкого класса напряжения, которые подвергаются риску недопустимых токовых перегрузок, являются АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино, ВЛ 220 кВ Борино - Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Борино - Новая II цепь, ВЛ 220 кВ Северная - Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Северная - Новая II цепь.

- На рисунках 9-18 представлен послеаварийный режим «В ремонте ВЛ 500 кВ Липецкая - Борино, аварийное отключение ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС» в летний минимум 2021 г., 2025 г., при этом выявлена токовая перегрузка следующего оборудования:

- АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино (2021 г. - нагрузка – 849 А, что соответствует загрузке 122% АДТН); (2025 г. - нагрузка – 814 А, что соответствует загрузке 117% АДТН), при аварийно допустимой токовой нагрузке АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино, равной 693 А, на время не более 20 минут;

- ВЛ 220 кВ Борино - Новая I, II цепь (2021 г. – 1565 А (1565 А), загрузка - 184% АДТН, (2025 г. – 1515 А (1515 А) загрузка - 178% АДТН, при аварийно допустимой

токовой нагрузке для данной ЛЭП, равной 852 А, при температуре +25⁰С, на время не более 30 минут;

– ВЛ 220 кВ Северная - Новая I, II цепь (202 г. – 1335 А, загрузка - 162% АДТН; (1460 А), загрузка - 177% АДТН; (2025 г. - 1412А, загрузка - 171% АДТН; (1333А), загрузка - 162% АДТН, при аварийно допустимой токовой нагрузке для данной ЛЭП, равной 825 А, при температуре +25⁰С, на время не более 30 минут.

В рассмотренной ремонтной схеме, при угрозе возникновения перегрузки ВЛ 220 кВ Борино - Новая I, II цепь и ВЛ 220 кВ Северная - Новая I, II цепь в случае аварийного отключения второй ВЛ 500 кВ контролируемого сечения работа оборудования в недопустимых режимах ликвидируется делением сети с отключением связей 110-220 кВ, шунтирующих ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино, в зависимости от существующих перетоков по сечению 500 кВ.

Данные мероприятия снижают надежность электроснабжения объектов ПАО «НЛМК», запитанных от ПС 220 кВ Новая. С целью исключения работы оборудования в недопустимых режимах рекомендуется установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-2 или отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино. Установка АОПО позволит повысить надежность электроснабжения и исключит необходимость деления сети по 110-220 кВ с ослаблением схемы электроснабжения объектов ПАО «НЛМК» в ремонтных схемах.

В рассматриваемом режиме с учётом работы предлагаемой АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-2 и отключением ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь в летний минимум 2025 г. нагрузка ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) составит 1223А, что соответствует 240% ДДТН, нагрузка ВЛ 110кВ Привокзальная Левая (Правая) составит 1191, что соответствует 233% ДДТН для провода АС-185, при температуре +250 С. Нагрузка ВЛ 110кВ Чалыгин-2 составит 867А, что соответствует 187% ДДТН для провода АС-150, при температуре +250 С. Предлагается установка АОПО на ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) с отключением их на ПС 220кВ Правобережная и отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2 со стороны ПС 110 кВ Компрессорная существующей АОПО на ПС 110 кВ Компрессорная.

Ниже приводятся расчеты послеаварийных режимов в сети 110 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино, на уровне нагрузок летнего минимума и максимума 2021 и 2025 гг.

- На рисунках 19 - 26 представлен послеаварийный режим в летний и зимний минимум, максимум 2022 г. и 2025 г. отключения ВЛ 220кВ Борино-Новая I (II) цепь в схеме ремонта ВЛ 550кВ Липецкая-Борино. Наиболее тяжелым данный режим является в летний минимум 2022 г. и 2025 г., когда:

– токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино - Новая II (I) цепь (2021 г. - 815А, загрузка - 95% АДТН; 2025 г. - 758А, загрузка – 89% АДТН, при аварийно допустимом токе для данной линии, равном 852А, при температуре +25⁰С.

– На рисунках 27 - 28 представлен послеаварийный режим в летний минимум 2021 г. и 2025 г. отключения ВЛ 550кВ Липецкая-Борино цепь в схеме ремонта ВЛ 220кВ Северная-Новая I (II). Наиболее тяжелым данный режим является в летний минимум 2025 г., когда:

– токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино - Новая II (I) цепь, равна 646А, загрузка - 75% АДТН, при аварийно допустимом токе для данной линии, равном 852А, при температуре +25⁰С.

– На рисунках 29 - 32 представлен послеаварийный режим в летний и зимний минимум 2021 г. и 2025 г. отключения АТ-1 ПС 500 кВ Борино в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая-Борино. Во всех указанных периодах нагрузка оставшегося в работе АТ-2 на ПС 500 кВ Борино не превышает аварийно допустимой нагрузки. Нагрузка АТ-2 будет варьироваться от 606А до 670А. С целью исключения превышения ДДТН АТ-2 (АТ-1) рекомендуется установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-2 или отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино.

Расчет электроэнергетических режимов в сети района ПС 220 кВ Казинка.

Ниже приведены наиболее тяжелые послеаварийные режимы в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Казинка.

- На рисунках 33-35 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2021 г. и 2025 г. Отключение ВЛ 500кВ Липецкая-Борино в схеме ремонта 1 сек. 220кВ ПС 550кВ Липецкая. В летний минимум 2021 г. наблюдается превышение ДДТН ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка II цепь до 855А, загрузка – 120%, при длительно допустимом токе для провода АСО-300, равном 710А, при температуре +25⁰С. Ликвидация перегрузки оборудования осуществляется работой существующей АОПО ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка I, II цепь и схемно-режимными мероприятиями по увеличению генерации на Липецкой ТЭЦ-2.

На рисунках 36-41 рассмотрен режим летнего и зимнего максимума нагрузок 2021 и 2025 годов. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме ремонта 1 сек. 220кВ ПС 550кВ Липецкая. Наблюдается превышение ДДТН ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка II цепь от 751А, загрузка – 106%, при длительно допустимом токе для провода АСО-300, равном 710А, при температуре +25⁰С в летний максимум 2021 г. до 1003А загрузка – 141%, при длительно допустимом токе для провода АСО-300, равном 710А, в зимний максимум 2021 г. Ликвидация перегрузки оборудования осуществляется работой существующей АОПО ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка I, II цепь и превентивными схемно-режимными мероприятиями по делению сети, а также увеличением генерации на Липецкой ТЭЦ-2. В 2025 г. параметры рассматриваемого режима находятся в области допустимых значений.

Расчет электроэнергетических режимов для определения загрузки АТ 220 кВ ПС 220 кВ Елецкая

Ниже представлен ряд послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Елецкая.

На рисунке 42 представлен послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая, в схеме ремонта АТ-2 в зимний максимум 2025 года, при этом токовая нагрузка оставшихся в работе АТ-3 составит 374А, что соответствует 119% Ином. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунке 43 представлен послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая в зимний максимум 2025 года. Перегрузка оборудования ликвидируется путём выполнения превентивных мероприятий по увеличению генерации Елецкой ТЭЦ и регулирования РПН на АТ 3 ПС 220кВ Елецкая и АТ-1, АТ-2 на ПС 220кВ Тербуны.

5.6.2 Решения по электрическим сетям 110 кВ

Ниже приводятся решения по электрическим сетям 110 кВ, расположенным на территории Липецкой области на период до 2025 г. по двум вариантам развития:

- базовый (умеренный) вариант, основанный на прогнозе электропотребления и мощности, разрабатываемом АО «СО ЕЭС», учитывающий необходимые мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции эксплуатируемого оборудования, ликвидации районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений и исполнению договоров об осуществлении технологического присоединения;

- региональный (оптимистический) вариант, учитывающий опережающее развитие электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

5.6.2.1 Решения по электрическим сетям напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)

В период рассматриваемой перспективы настоящей Схемой по базовому варианту предусматривается развитие и реконструкция сетей 110 кВ Липецкой энергосистемы. Развитие электрических сетей определяется в основном развитием энергоисточников, темпами роста и распределения электрических нагрузок на рассматриваемой территории, необходимостью обеспечения электроснабжения намечаемых к сооружению новых промышленных предприятий, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности электроснабжения существующих и вновь сооружаемых объектов.

Схема сети 110 кВ, а также предварительные параметры линий и подстанций определяются в процессе решения основных вопросов, позволяющих:

- повысить надежность электроснабжения потребителей промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунально-бытового сектора;

- усилить электроснабжение отдельных электросетевых районов;
- обеспечить электроснабжение новых потребителей.

Электрические расчеты сети 110 кВ на расчетные года выполнены с целью:

- определения мест размещения новых подстанций;
- предварительного выбора схем электрических соединений электростанций и подстанций;
- определения сечения проводов/кабелей ЛЭП, числа и мощностей трансформаторов на подстанциях;
- выбора схемы сети;
- выбора средств регулирования напряжения и потокораспределения (при необходимости);
- разработки мероприятий по снижению расхода электроэнергии;
- определения токов короткого замыкания, проверки достаточности отключающей способности выключателей.

В течение периода 2021-2025 гг. зимний максимум нагрузки по энергосистеме достигнет в 2025 году и составит 2055 МВт (расчеты производятся на 2025 г. исходя из наибольшей загрузки оборудования в данный период).

При рассмотрении планируемого периода 2021-2025 годы учтены следующие мероприятия по строительству и реконструкции объектов 110 кВ в 2019 году:

- произведена реконструкция ВЛ 110кВ Тербуны Новая и ВЛ 110кВ Тербуны-2 с образованием ВЛ 110кВ Елецкая-Тербуны с отпайками;
- выполнена реконструкция участков ВЛ 110 кВ Донская Левая (Правая), находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии;
- выполнена реконструкция участков ВЛ 110 кВ Двуречки Левая (Правая), находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии;
- выполнена реконструкция участков ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая (Правая), находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии.

Схемы потокораспределения в сети 110 кВ в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2021 и 2025 гг. представлены на рисунках 1-8 (Приложение 12). Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунках 9–36 (Приложение 12).

Ниже приведены результаты и выводы наиболее тяжёлых аварийных и ремонтных режимов в сети 110кВ по нагрузкам 2025 г.

На рисунке 9 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1(2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) при минимальном потреблении РП-2. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая (Левая) 673А, загрузка 132%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

На рисунке 10 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1(2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) при минимальном потреблении РП-2. Действие существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная,

ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 53,37 МВт. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая (Левая) 640А, загрузка 125%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С

На рисунке 11 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1(2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) при минимальном потреблении РП-2. Действие существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 55 МВт. Превентивное ограничение максимальной мощности Липецкой ТЭЦ-2 до 80 МВт. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунке 12 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Аварийное отключение 2-цепной ВЛ 110 кВ Чугун Левая, Правая при минимальном потреблении РП-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунке 13 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1 (2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая (Левая) при минимальном потреблении РП-2. Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) 542А, загрузка 106%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

На рисунке 14 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1 (2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая (Левая) при минимальном потреблении РП-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений. Недопустимая загрузка сетевого оборудования ликвидируется превентивным размыканием сети 110кВ между ПС 220кВ Правобережная и Липецкой ТЭЦ-2 (отключение 2-й цепи ВЛ 110кВ Привокзальная на ПС 110кВ Ситовка).

Рекомендуется установка АОПО ВЛ Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110кВ Ситовка с действием на отключение ВЛ Привокзальная Левая (Правая).

На рисунках 15-22 рассмотрен режим летнего и зимнего максимума нагрузок 2025 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая (Левая) при резко переменном потреблении РП-2.

В режиме летнего максимума 2025 г., при максимальном потреблении РП-2, нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) - 556А, загрузка 109%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

При минимальном потреблении РП-2, в летний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) - 586А, загрузка 115%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

При максимальном потреблении РП-2, в зимний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) - 630А, загрузка 96%, для провода АС-185 равном 657,9А при температуре -5⁰С.

При минимальном потреблении РП-2, в зимний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) - 675А, загрузка 102%, для провода АС-185 равном 657,9А при температуре -5⁰С.

Недопустимая нагрузка сетевого оборудования ликвидируется превентивным размыканием сети 110кВ между ПС 220 кВ Правобережная и Липецкой ТЭЦ-2 (отключение 2-й цепи ВЛ 110кВ Привокзальная на ПС 110кВ Ситовка). Рекомендуется установка АОПО ВЛ Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110кВ Ситовка с действием на отключение ВЛ Привокзальная Левая (Правая).

На рисунке 23 рассмотрен режим отключения ВЛ 110кВ Чугун Правая в схеме ремонта ВЛ 110кВ Чугун Левая в летний максимум нагрузок 2025 г. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунках 24-27 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. При резко переменном потреблении ПС 110 кВ РП-2. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (ВЛ 110 кВ Чугун Правая).

В режиме летнего максимума 2025 г., при максимальном потреблении РП-2, нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) - 547А, нагрузка 107%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

При минимальном потреблении РП-2, в летний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) -576А, нагрузка 113%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

Недопустимая нагрузка сетевого оборудования ликвидируется превентивным размыканием сети 110кВ между ПС 220кВ Правобережная и Липецкой ТЭЦ-2 (отключение 2-й цепи ВЛ 110кВ Привокзальная на ПС 110кВ Ситовка). Рекомендуется установка АОПО ВЛ Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110кВ Ситовка с действием на отключение ВЛ Привокзальная Левая (Правая).

На рисунках 28-31 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. При максимальном и минимальном потреблении ПС 110 кВ РП-2. Аварийное отключение двухцепной ЛЭП ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I цепь, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка II цепь в нормальной схеме. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая, ВЛ 110 кВ Чугун Левая при максимальном потреблении ПС 110кВ РП-2 составит 541А – 106% для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С. При минимальном потреблении ПС 110кВ РП-2 нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая, ВЛ 110 кВ Чугун Левая - 564А – 110% для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С.

Недопустимая нагрузка сетевого оборудования ликвидируется действием существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 53,37 МВт, а также схемно-режимными мероприятиями по ограничению генерации Липецкой ТЭЦ-2 в объеме до 319 МВт.

На рисунке 32 рассмотрен режим отключения ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) в схеме ремонта 1 СШ 110кВ ПС 220кВ Сокол при летнем максимуме нагрузок. Параметры сети в области допустимых значений.

На рисунках 33-36 представлен режим летнего и зимнего максимума 2025 г. Отключение ВЛ 110кВ ТЭЦ-2-Ситовка I цепь в схеме ремонта 2 сек. II СШ 110кВ Липецкой ТЭЦ-2. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая (Левая) достигает в летний максимум

2025 г. 809А, что соответствует нагрузке 159%, для провода АС-185 равном 510А при температуре +25⁰С и в зимний максимум 2025 г. 818А 124% для провода АС-185 равном 657,9А при температуре -5⁰С. Недопустимая нагрузка сетевого оборудования ликвидируется действием существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 53,37 МВт, а также выполнением превентивного ограничения максимальной мощности Липецкой ТЭЦ-2 до 172 МВт в зимний максимум.

ПС 110/35/10 кВ Долгоруково

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Долгоруково за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 6,3 МВА, Т2 10 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 9,35 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора с наибольшей номинальной мощностью – 9,35 МВА (148%);

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,89 МВА) – 7,46 МВА (118 %);

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера – 0,56 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,3 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,46 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,25 МВА;

- нагрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 9,9 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора с наибольшей номинальной мощностью – 9,9 МВА (157%);

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,89 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 8,01 МВА (125 %).

Загрузка трансформатора 6,3 МВА в зимний максимум 2025 г. с учетом присоединения потребителей в послеаварийном режиме составит 8,01 МВА (127 %), с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи в размере 1,89 МВА. Исходя из этого требуется замена трансформатора 6,3 МВА на ПС 110 кВ Долгоруково на трансформатор 10 МВА. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2022 г.

ПС 110/35/10 кВ Казинка

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Казинка за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние три года – 26,5 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 26,5 МВА (166%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) – 21,7 МВА (136%);

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера – 1,68 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 1,52 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,49 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,26 МВА;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 28,3 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 28,3 МВА (177%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 23,48 МВА (147%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Казинка с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2023-2024 гг.

ПС 110/35/10 кВ Лебедянь

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Лебедянь за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние три года – 20,7 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 20,7 МВА (129%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) – 15,9 МВА (99%);

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 1,22 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,65 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения – 0,57 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,31 МВА;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 21,66 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 21,66 МВА (135%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 16,86 МВА (105%).

В связи с неудовлетворительным техническим состоянием основного оборудования, в том числе трансформаторов (срок эксплуатации: Т1 – 52 года, Т2 – 50 лет), планируется комплексная реконструкция ПС Лебедянь с полной заменой оборудования. Рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить замену существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2x25 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Реконструкцию подстанции рекомендуется выполнить в 2021-2023 гг. В связи с реконструкцией подстанции потребуется реконструкция заходов ВЛ 35 и 110 кВ на ПС Лебедянь.

5.6.2.2 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)

Результаты расчетов токов короткого замыкания в сети 110 кВ представлены на 2025 г.

В таблице 59 представлены значения токов короткого замыкания в нормальном режиме и максимальные значения токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Липецкой энергосистемы на 2025 г.

Таблица 59

Уровни токов КЗ в сети 110 кВ на 2025 г.

№ п/п	Наименование	Напряжение, кВ	Ток трехфазного и однофазного КЗ на 2025 г. в норм. режиме, кА	Отключающая способность выключателей, кА
1	Аксай	110/35/10	3,75/1,96	40; 10
2	Бугор	110/35/6	7,45/4,55	40; 10; 10
3	Вербилково	110/35/6	4,16/2,65	40; 10; 12.5
4	В. Матренка	110/35/6	1,66/0,92	10
5	Гидрооборудование	110/10/6	9,61/4,75	18.4; 20; 18.4; 12.5
		110/35/6		
6	Двуречки	110/10	7,73/5,20	25
7	Добринка	110/35/10	1,98/1,13	20; 40; 10
8	Доброе	110/35/10	3,49/2,04	10
9	Казинка	110/35/10	6,61/4,37	40; 10
10	КПД	110/6	12,53/7,83	10
11	ЛТП	110/6	16,18/10,22	
12	Никольская	110/35/10	3,26/1,58	40; 10
13	Новая Деревня	110/35/10	5,23/3,34	40; 10
14	Октябрьская	110/10	9,22/6,02	25; 40
15	Привокзальная	110/10/6	15,6/9,84	40
16	Ситовка	110/6	19,81/12,99	25; 40

№ п/п	Наименование	Напряжение, кВ	Ток трехфазного и однофазного КЗ на 2025 г. в норм. режиме, кА	Отключающая способность выключателей, кА
17	Тепличная	110/6	9,96/6,17	
18	Усмань	110/35/10	3,19/1,46	20; 40; 6.6; 12.5
19	Хворостянка	110/35/10	3,18/1,77	10
20	Хлевное	110/35/10	2,37/1,52	40;10
21	Трубная-2	110/6	8,41/5,42	
22	Цементная	110/35/6	14,86/9,86	40; 20
23	Юго-Западная	110/10/6	19,61/12,51	25, 40
24	Южная	110/10/6	7,51/4,82	40
25	Манежная	110/10	8,68/4,97	40
26	Университетская	110/10	9,81/6,81	40
27	Агрегатная	110/6	10,45/8,18	40
28	Волово	110/35/10	2,40/1,71	25; 10
29	Гороховская	110/35/10	3,08/1,99	40; 10
30	Долгоруково	110/35/10	6,52/5,00	40; 6,6; 10
31	Донская	110/35/10	6,58/4,39	20; 25; 40 6,6
32	Западная	110/6	11,17/9,05	25
33	Измалково	110/35/10	2,61/1,56	10
34	Кашары	110/10	4,44/2,72	
35	Лукошкино	110/10	7,06/4,38	40
36	Набережное	110/35/10	3,33/2,47	40; 6.6; 10
37	Табак	110/6	9,88/7,95	
38	Тербуны	110/35/10	7,92/8,79	20; 6.6; 12.5
39	Тербунский Гончар	110/10	5,09/4,33	40
40	Лебедянь	110/35/10	9,81/7,39	20; 25; 40 10; 6.6
41	Лев Толстой	110/35/10	3,09/2,05	40
42	Чаплыгин Новая	110/35/10	1,79/1,22	25; 10
43	Россия	110/35/10	2,71/1,74	40; 10
44	Компрессорная	110/35/10	6,40/3,95	18.4; 10
45	Березовка	110/35/10	1,68/1,17	25; 10
46	Нива	110/10	7,06/5,41	40
47	Астапово	110/35/10	3,42/2,35	25; 10
48	Химическая	110/35/10	5,36/4,53	20; 40; 12.5
49	Ольховец	110/10	6,67/4,48	40
50	Куймань	110/10	7,04/4,31	40
51	Лутошкино	110/10	2,16/1,37	40
52	Круглое	110/10	5,07/3,54	40
53	Троекурово	110/35/10	1,82/1,13	25; 10
54	Рождество	110/10	3,29/3,05	40
55	ОЭЗ	110/10/10	7,26/4,81	40

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2025 г. показали, что замены коммутационного оборудования на ПС 110 кВ по условию недостаточной отключающей способности не требуется.

В таблице 60 представлены значения токов КЗ на период до 2025 г. объектов Филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на шинах 110 кВ Липецкой ТЭЦ-2 и Елецкой ТЭЦ в нормальной схеме сети. На Липецкой ТЭЦ-2 установлены выключатели с отключающей способностью 31,5 (10 шт.) и 50 кА (13 шт.), на Елецкой ТЭЦ установлены выключатели с отключающей способностью 25 (4 шт.) и 40 кА (8 шт.).

Таблица 60

Липецкая ТЭЦ-2			
1 СШ 1 сек., 2 СШ 1 сек.		1 СШ 2 сек., 2 СШ 2 сек.	
Трехфазный, кА	Однофазный, кА	Трехфазный, кА	Однофазный, кА
30,55	33,23	30,62	32,50
Елецкая ТЭЦ			
1 СШ		2 СШ	
Трехфазный, кА	Однофазный, кА	Трехфазный, кА	Однофазный, кА
15,40	15,11	15,40	15,11

Максимальный ток короткого замыкания по В 110 кВ ТЭЦ-2 Правая (32,4), В 110 кВ ТЭЦ-2 Левая (32,4), В 110 кВ Чугун Левая (32,2) и ШСВВ-1 (31,9) Липецкой ТЭЦ-2 превышает отключающую способность выключателей (31,5 кА). Согласно результатам расчетов токов короткого замыкания, необходима замена выключателей В 110 кВ ТЭЦ-2 Правая, В 110 кВ ТЭЦ-2 Левая, В 110 кВ Чугун Левая и ШСВВ-1 Липецкой ТЭЦ-2, либо установка токоограничивающего оборудования, либо отключение ШСВВ-1 в качестве альтернативного мероприятия. Возможность применения мероприятия по делению сети должна быть определена исходя из схемно-режимной ситуации. Замены оборудования 110 кВ Елецкой ТЭЦ по недостаточной отключающей способности не требуется.

В таблице 61 представлены значения токов КЗ на период до 2025 г. на шинах 110 кВ энергообъектов ПАО «НЛМК» в нормальной схеме сети.

Таблица 61

Подстанция		Ток отключения выкл., кА	Значения токов короткого замыкания, кА	
			Трехфазный, кА	Однофазный, кА
ГПП-18	шины 110 кВ	40	31,18	30,39
РП-1	шины 110 кВ	40	31,87	28,69
РП-2	шины 110 кВ	40	30,16	28,67
ТЭЦ НЛМК	шины 110 кВ	40	29,74	30,29
УТЭЦ НЛМК Т1	шины 110 кВ	40	30,70	28,90
УТЭЦ НЛМК Т2	шины 110 кВ	40	30,64	28,36
УТЭЦ НЛМК Т1	шины 110 кВ	40	30,73	29,02
ГТРС	шины 110 кВ	40	27,51	27,48
ГПП-1	шины 110 кВ	40	28,20	22,90

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2025 г. показали, что замены коммутационного оборудования 110 кВ на энергообъектах ПАО «НЛМК» по недостаточной отключающей способности не требуется.

5.6.2.3 Решения по электрическим сетям напряжением 35-110 кВ (региональный вариант развития)

ПС 110/35/10 кВ Хворостянка

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Хворостянка:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 10 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции по замерам – 15,02 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 15,02 МВА (150%));

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,82 МВА) – 13,2 МВА (132%);

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 0,63 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,34 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,42 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,23 МВА;

- нагрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 15,59 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 15,59 МВА (156%);

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,82 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 13,77 МВА (138%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Хворостянка с заменой трансформатора 10 МВА на трансформатор 16 МВА. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2023-2024 гг.

ПС 110/35/10 кВ Хлевное

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Хлевное:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции по замерам – 14,14 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 14,14 МВА (88%));

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,8 МВА) – 12,34 МВА (77%);

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 2,94 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 2,3 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 1,85 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 1,5 МВА;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 18,04 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 18,04 МВА (113%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,8 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 16,24 МВА (102%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Хворостянка с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2x25 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2024-2025 гг.

ПС 35/10 кВ Восход

В Данковском районе расположена ОЭЗ РУ ППТ «Данков». Ожидаемая суммарная мощность энергопринимающих устройств резидентов ОЭЗ к 2030 году составит 30,01 МВт. Текущая потребность в электроэнергии – 3,026 МВт. Ближайшим центром питания является ПС 110 кВ Химическая. Для обеспечения электроснабжения новых объектов ОЭЗ потребуется выполнить реконструкцию ПС Химическая с заменой существующих трансформаторов на 2 трансформатора мощностью 25 МВА каждый, реконструкцией ОРУ-110 кВ, реконструкцией строительной части подстанции (фундаменты и прочее), установкой нового распределительного устройства 10 кВ.

Альтернативным вариантом является строительство ПС 35/10 кВ Восход с одним трансформатором мощностью 4 МВА. Электроснабжение новой подстанции планируется осуществить от ПС 110 кВ Астапово (центр питания - ПС 220 кВ Дон) через новую ВЛ-35 кВ протяженностью ориентировочно 9 км, построенной от РУ 35 кВ ПС 35/10 кВ Бигильдино. Для подключения линии потребуется в РУ 35/10 кВ ПС Бигильдино установить новый выключатель.

Предлагаемый вариант – строительство новой ВЛ-35 кВ протяженностью ориентировочно 9 км, построенной от РУ 35 кВ ПС 35/10 кВ Бигильдино и ПС 35/10 кВ Восход с одним трансформатором мощностью 4 МВА. Мероприятия предлагается выполнить в 2025 г. Необходимость строительства новой ПС 35 кВ Восход и схема присоединения к электрической сети будет уточняться на этапе разработки технических условий на технологическое присоединение к существующим электрическим сетям и подачи заявок на технологическое присоединение потребителей.

ПС 35/10 кВ Черная слобода

В настоящее время электроснабжение микрорайонов «Черная слобода» и «Северный» осуществляется от ПС 110 кВ Западная и РП №18. Помимо микрорайонов «Черная слобода» и «Северный» данные ПС 110 кВ и РП осуществляют электроснабжение восточной части города. Географически ПС 110 кВ Западная и РП № 18, микрорайоны «Черная слобода» и «Северный» находятся в противоположных сторонах города. Протяженность питающих ВЛ составляет более 27 км. Значительная протяженность данных ВЛ накладывает существенные ограничения на их пропускную способность. Других центров питания, которые можно использовать для электроснабжения микрорайонов «Черная слобода» и «Северный», нет.

Для электроснабжения потребителей района «Черная слобода» планируется строительство новой подстанции напряжением 35/10 кВ с трансформаторами 2х6,3 МВА, схема РУ 35-4Н. Подключение данной подстанции планируется выполнить ответвлениями от ВЛ 35 кВ Восточная двухцепной ВЛ 35 кВ. Ответвления планируется выполнить в непосредственной близости от ПС 35 кВ Восточная. Протяженность новой ВЛ 35 кВ ориентировочно составит 6 км. Конкретные мероприятия будут определены при рассмотрении технических условий на технологическое присоединение. Строительство новой ВЛ 35 кВ и новой ПС 35 кВ Черная слобода планируется в 2025 г.

ПС 35/10 кВ Раненбург

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 35 кВ Раненбург:

- мощность установленных трансформаторов – Т1 1,6 МВА, Т2 2,5 МВА;
- максимальная загрузка подстанции за последние три года – 3,19 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 3,19 МВА (128%));
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (0,32 МВА) – 2,87 МВА (115%);
- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 0,06 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,03 МВА;
- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,03 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,01 МВА;
- загрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 3,23 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 3,23 МВА (129%));
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (0,32 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 2,91 МВА (116%).

Исходя из вышесказанного требуется реконструкция ПС 35 кВ Раненбург с заменой трансформаторов 1,6 и 2,5 МВА на трансформаторы мощностью 4 МВА каждый. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2024 г.

ПС 35/10 кВ Ярлуково

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 35 кВ Ярлуково:

- мощность установленных трансформаторов – Т1 3,2 МВА, Т2 4,0 МВА;
- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 4,77 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 4,77 МВА (149%));
- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,8 МВА) – 2,97 МВА (93%);
- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 0,49 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,26 МВА;
- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,09 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,05 МВА;
- нагрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 5,08 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 5,08 МВА (159%));
- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,8 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 3,28 МВА (102%).

Исходя из вышесказанного рекомендуется реконструкция ПС 35 кВ Ярлуково с заменой трансформатора 3,2 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2025 г.

ПС 35/10 кВ № 3

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 35 кВ № 3 за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 2,5 МВА, Т2 2,5 МВА;
- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 4,66 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 4,66 МВА (186%));
- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (0,36 МВА) – 4,3 МВА (172%);
- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 1,56 МВА, с учетом коэффициента совмещения

максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,84 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,87 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,47 МВА;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 5,97 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 5,97 МВА (239%));

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (0,36 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 5,61 МВА (224%).

Исходя из вышесказанного требуется реконструкция ПС 35 кВ № 3 с заменой трансформаторов. Рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить замену существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2021 г.

ПС 35/6 кВ Таволжанка

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 35 кВ Таволжанка за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 4 МВА, Т2 4 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние три года – 6,69 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 6,69 МВА (167%));

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1 МВА) – 5,69 МВА (142%);

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – 0,68 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,37 МВА;

- величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, – 0,05 МВА, с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций – 0,02 МВА;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 7,08 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 7,08 МВА (177%));

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 6,08 МВА (152%).

Исходя из вышесказанного требуется реконструкция ПС 35 кВ Таволжанка с заменой трансформаторов. Рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить

замену существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2022-2023 гг.

ПС 35/6 кВ № 2

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 35 кВ № 2 за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 1 МВА, Т2 2,5 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 1,97 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 1,97 МВА (197%));

- перераспределения нагрузки по существующим сетям связи от данной подстанции нет;

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – прироста мощности на подстанции не планируется;

- величина присоединяемой мощности: прироста мощности на подстанции не планируется;

- нагрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 1,97 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 1,97 МВА (197%));

Исходя из вышесказанного требуется реконструкция ПС 35 кВ № 2 с заменой трансформаторов. Рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить замену существующего трансформатора Т 1 на трансформаторы мощностью 2,5 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2023 г.

ПС 35/6 кВ № 1

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 35 кВ № 1 за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 4 МВА, Т2 4 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 4,67 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 4,67 МВА (117%));

- величина присоединяемой мощности в соответствии с АТП, выданных после прохождения контрольного замера, – прироста мощности на подстанции не планируется;

- величина присоединяемой мощности: прироста мощности на подстанции не планируется;

- нагрузка подстанции в зимний максимум 2025 г. – 4,67 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 4,67 МВА (117%));

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,45 МВА) в зимний максимум 2025 г. – 3,22 МВА (80%).

Исходя из вышесказанного рекомендуется реконструкция ПС 35 кВ № 1 с заменой трансформаторов. Рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить замену

существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2025 г.

5.6.4 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже

5.6.4.1 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (базовый вариант развития)

В таблицах 62 – 65 указаны объемы электросетевого строительства сети 220 кВ (базовый вариант развития).

В таблицах 66 – 70 указаны объемы электросетевого строительства сети 110 кВ (базовый вариант развития).

В таблицах 71 – 73 указаны объемы электросетевого строительства сети 35 кВ (базовый вариант развития).

В таблице 74 указаны сводные данные по развитию сетей 0,4-10 кВ.

Таблица 62

Перечень центров питания 220 кВ, намечаемых Схемой развития сетей к новому строительству в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 220 кВ РП-3	2x200 МВА	2023	ПАО «НЛМК»	Для подключения УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»

Таблица 63

Перечень подстанций 220 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 500кВ Борино	Реконструкция ПС 500кВ Борино с заменой фаз А,В АТ-2 мощностью по 167МВА автотрансформатора	2025-2026	ПАО «ФСК»	Повышение надежности
2	ПС 220кВ Правобережная	Реконструкция ПС 220кВ Правобережная с заменой трех трансформаторов 220/11/35кВ мощностью 125МВА, трансформатора 35/10кВ мощностью 10МВА на автотрансформатор 220/110/38,5кВ мощностью 150МВА, автотрансформатор 220/110/10,5кВ мощностью 150МВА	2021	ПАО «ФСК»	Повышение надежности
3	ПС 220кВ Елецкая	Реконструкция ПС 220кВ Елецкая с заменой автотрансформатора 220/110/35кВ мощностью 125МВА на автотрансформатор мощностью 125МВА	2025	ПАО «ФСК»	Повышение надежности

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
4	ПС 220кВ Металлургическая	Установка на ВЛ 110кВ Липецкая-ТЭЦ-2-Металлургическая Левая, ВЛ 110кВ Липецкая-ТЭЦ-2-Металлургическая Правая, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-Металлургическая I цепь, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-Металлургическая II цепь токоограничивающих реакторов сопротивлением по 7,4 Ом. Реконструкция ПС 220кВ Металлургическая с установкой шинных разъединителей: ШР 110 I СШ Прокат левая, ШР 110 II СШ Прокат правая и ШР 110 II СШ ГПП-5 правая	2023	ПАО «ФСК»	Для подключения УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»

Таблица 64

Перечень линий электропередачи напряжением 220 кВ для нового строительства, предусмотренного Схемой развития. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Линия электропередачи	Сроки строительства	Протяженность по трассе, км	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	Строительство заходов на ПС 220 кВ РП-3 (реконструкция ВЛ 220кВ Северная-Металлургическая I, II цепь)	2023	6	ПАО «ФСК»	Для подключения УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»

Таблица 65

Перечень линий электропередачи напряжением 220 кВ, предусмотренных Схемой развития для реконструкции и технического перевооружения. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Линия электропередачи	Год реконструкции	Протяженность по трассе, км	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ВЛ 220кВ Липецкая-Казинка I, II цепь с заменой провода	2021	19,37	ПАО «ФСК»	Повышение надежности

Таблица 66

Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых Схемой к новому строительству в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 110/10 кВ ОЭЗ Елец-1	2x40 МВА	2020-2021	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	Электроснабжение резидентов Елецкого участка ОЭЗ ППТ

Таблица 67

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для нового строительства, предусмотренного Схемой в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Линия электропередачи	Протяженность по трассе, км	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта
1	ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220-КС-7А Левая, ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220-КС-7А Правая	15,5x2	2020-2022	ПАО «ФСК»
2	ВЛ 110кВ РП-3-РП-2 I, II цепь; ВЛ 110кВ Металлургическая-РП-2 I, II цепь (образуется путём реконструкции ВЛ 110кВ ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-РП-2 Левая, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-РП-2 Правая, ВЛ 110кВ РП-2-Металлургическая Левая,	2,4	2023	ПАО «НЛМК»

№	Линия электропередачи	Протяженность по трассе, км	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта
	ВЛ 110кВ РП-2-Металлургическая Правая)			
3	Перезавод ВЛ ВЛ 110кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110кВ Metallургическая –ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 II цепь на ПС 220кВ РП-3 с образованием ВЛ 110кВ РП-3-ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110кВ РП-3-ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 II цепь	1,4	2023	ПАО «НЛМК»
4	Перезавод ВЛ 110кВ Новая-ГПП-15-1 Левая (Правая) на ПС 220кВ РП-3 с образованием КВЛ 110кВ РП-3-ГПП-15-I I цепь, КВЛ 110кВ РП-3-ГПП-15-I II цепь	6,6	2023	ПАО «НЛМК»
5	ВЛ 110кВ РП-3-ГПП-5 I цепь, ВЛ 110кВ РП-3-ГПП-5 II цепь	1,6	2023	ПАО «НЛМК»

Таблица 68

Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых Схемой к комплексной реконструкции и замене силового оборудования в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток в 2025 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА		Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
			Существующая	Станет			
1	ПС 110 кВ Лебединь	16,86	16+16	25+25	2021-2023	Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Комплексная реконструкция подстанции
2	ПС 110 кВ Долгоруково	7,61	6,3+10	10+10	2022	Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена силовых трансформаторов
3	ПС 110 кВ Казинка	18,09	16+16	25+25	2023-2024	Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена силовых трансформаторов
4	ПС Донская*	7,81	10+10	10+10	2020	Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена силовых трансформаторов

Примечание: нагрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи;

*- замена по неудовлетворительному техническому состоянию.

Таблица 69

Перечень подстанций 110 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 110кВ ГПП-5, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-ГПП-5 и ВЛ 110кВ Metallургическая-ГПП-5	Реконструкция ПС 110кВ ГПП-5, ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-ГПП-5 и ВЛ 110кВ Metallургическая-ГПП-5 с образованием ВЛ 110кВ Липецкая ТЭЦ-2-Metallургическая II цепь 0,1км	2023	ПАО «НЛМК»	Для подключения УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»
2	ПС 110кВ РП-2	Установка на ВЛ 110кВ РП-2-Metallургическая Левая, ВЛ 110кВ РП-2-Metallургическая Правая токоограничивающих реакторов сопротивлением по 7,4 Ом	2023	ПАО «НЛМК»	
3	ПС 110кВ Ситовка	Замена шин 110кВ в РУ 110кВ ПС 110кВ Ситовка на провод с длительно допустимой нагрузкой не менее 677А, при температуре окружающей среды +25 ⁰ С 0,35 км	2023	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	
4	ПС 110 кВ Круглое	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ, ремонт здания ОПУ, шкафа УРЗА (1 шт.), терминал РЗА СВ 10 кВ (1 шт).	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015
5	ПС 110 кВ Октябрьская	Замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ	2024		
6	ПС 110 кВ Хворостянка	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ. Замена вакуумных выключателей 10 кВ – 10 шт. Установка двух комплектов УРЗА для	2024		

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
		выключателей 110 кВ, 16 комплектов РЗА для выключателей 10 кВ			
7	ПС 110 кВ Березовка	Замена ОД и КЗ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.), трансформаторов тока (3 шт.), устройств РЗА	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015
8	ПС 110 кВ Гидрооборудование	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт.), трансформаторов тока (27 шт.), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА	2023		
9	ПС 110 кВ Компрессорная	Замена масляных выключателей на элегазовые (5 шт.), трансформаторов тока (24 шт.), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА	2023		
10	ПС 110 кВ Тербуны	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, замена масляных выключателей 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ. Установка УУОТ (1 шт.), шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2 шт.), терминал РЗА СВ 35 кВ (1 шт.), замена разъединителей (12 шт.).	2024		
11	ПС 110 кВ Западная	Замена масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а также секционного выключателя СВ 110, на элегазовые выключатели 110 кВ, установка трансформаторов тока (18 шт.). Установка шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2 шт.), терминал РЗА СВ 6 кВ (2 шт.), замена разъединителей (8 шт.).	2023		

Таблица 70

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для РРТП, предусмотренного Схемой в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для уст-ия негабарита	2023-2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию (протокол ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.)
2	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2020		
3	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93	2022-2023		
4	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-13, №60-103, замена провода с линейной арматурой на участке опор №60-103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ	2023		
5	ВЛ 110 кВ Становая Правая, Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8 км (2 цепи (6 пров.) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89-90 с заменой провода на провод аналогичного сечения, грозотроса, сцепной арматуры и изоляции	2020		

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
6	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой в пролете опор №№ 1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор №№ 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор №№ 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж	2023-2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию (протокол ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» от 20.04. .)
7	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, Правая	19,81	Замена опор 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода на провод аналогичного сечения, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №№31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №№1-57	2023-2024		
8	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	22,14	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 59-60, 64-70; 71-80	2023-2024		
9	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС Лебедянь	1,35	Переоборудование заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Комплексная реконструкция подстанции ПС 110 кВ Лебедянь (протокол ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.)

Таблица 71

**Перечень центров питания 35 кВ, намечаемых Схемой к комплексной реконструкции в проектный период.
Основные показатели (базовый вариант развития)**

№	Подстанция	Суммарный переток в 2025 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА		Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
			существующая	станет			
1	ПС 35 кВ Студеновская	18,4	16+16	25+25	2021-2025	АО «ЛГЭК»	Комплексная реконструкция подстанции (ТУ на ТП №Э0430/18 от 26.03.2018 между АО «Ремстройсервис» и АО «ЛГЭК»)

Таблица 72

Перечень подстанций 35 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 35 кВ №3	Замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Сенцово-2, ВЛ 35 кВ №5, СВ 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 7 шт. Установка 3-х комплектов УРЗА для выключателей 35 кВ, 5 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
2	ПС 35 кВ Стебаево	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1, Т2.	2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию

Таблица 73

Перечень линий электропередачи напряжением 35 кВ для РРТП, предусмотренного Схемой в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№ п/п	Наименование ВЛ 35 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	Заходы ВЛ 35 кВ на ПС Лебедянь	1,33	Переоборудование заходов ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Комплексная реконструкция ПС 110 кВ Лебедянь(протокол ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.)
2	Каменная Лубна	19,72	Замена провода в пролетах опор №№ 1-160, замена грозотроса в пролетах опор №№ 1-13, замена изоляции, сцепной арматуры, гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №№ 1-160 и грозотросе в пролетах опор №№ 1-13. Замена 160 шт. опор №№ 1-160.	2022		Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
3	Озерки	0,77	Вынос участка оп. №№ 9-14	2021		
4	Веселое	0,6	Вынос участка оп. №№ 90-94	2021		
5	Аксай	0,52	Вынос участка оп. №№ 127-131	2021		
6	Дрезгалово-1	21,25	Замена провода в пролетах опор №№1-75, замена грозотроса в пролетах №1-11, №52-86, №204-213; замена изоляции, сцепной арматуры на проводе и грозотросе в пролетах опор №1-75. Замена опор в количестве 38 шт.: №3-10, №12-17, №19-28, №30-32, №35, №40-42, №47-50, № 53-55. Переустройство через ж/д с двойным креплением в пролете №44-45 и замена двух опор №44 и №45	2024-2025		
7	Борино	18,8	Реконструкция участка ВЛ протяженностью 14 км	2024-2025		

№ п/п	Наименование ВЛ 35 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
8	Студеновская-левая, правая	5,53	Двухцепная КЛ 35 кВ, выполненная кабелем АПвПУг-35 кВ сечением 3(1х400)/35 мм ²	2021-2025	АО «ЛГЭК»	На основании ТУ на ТП №Э0430/18 от 26.03.2018 между АО «Ремстройсервис» и АО «ЛГЭК»

Таблица 74

Сводные данные по развитию сетей 0,4-10 кВ

Наименование мероприятий	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство и реконструкция ЛЭП 0,4-10 кВ	км	305	354	311	309	340	334
Строительство и реконструкция ТП-10 (6) кВ	МВА	17	40	18	21	28	26

5.6.4.2 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (региональный вариант развития)

В таблице 75 указаны объемы электросетевого строительства сети 220 кВ (региональный вариант развития).

В таблицах 76 – 78 указаны объемы электросетевого строительства сети 110 кВ (региональный вариант развития).

В таблицах 79 – 82 указаны объемы электросетевого строительства сети 35 кВ (региональный вариант развития).

Таблица 75

Перечень мероприятий по установке (реконструкции) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в проектный период (региональный вариант развития)

№	Мероприятие	Сроки установки (реконструкции)	Организация, ответственная за реализацию проекта
1	Модернизация АОПО ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная с действием на отключение нагрузки ПС 220 кВ Казинка	2023	ПАО «ФСК»

Таблица 76

Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых Схемой к комплексной реконструкции и замене силового оборудования в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток в 2025 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА		Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
			Существующая	Станет			
1	ПС 110 кВ Хлевное	16,24	16+16	25+25	2021-2023	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена силовых трансформаторов
2	ПС 110 кВ Хворостянка	13,77	10+16	16+16	2023-2024		Замена силовых трансформаторов

Примечание: загрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 77

Перечень подстанций 110 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 110 кВ Тепличная	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ и замена трансформаторов тока 110 кВ (12 шт.). Ремонт здания ОПУ, установка разъединителей (6 шт.), УУОТ, шкафов УРЗА, терминалов РЗА 6 кВ (10 шт.)	2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015
2	ПС 110 кВ ЛТП	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ	2025		
3	ПС 110 кВ Доброе	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, комплекта РЗА СВ 10 кВ	2025		
4	ПС 110 кВ Нива	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ, установка комплекта ТТ 110 кВ, установка комплекта УРЗА для выключателя 110 кВ	2025		
5	ПС 110 кВ Табак	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, комплекта РЗА СВ 6 кВ	2025		

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
6	ПС 110 кВ Химическая	Замена масляных выключателей на элегазовые (11 шт.), трансформаторов тока (39 шт.), разъединителей (39 шт.), устройств РЗА	2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Лебедянского р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016 г.
7	ПС 110 кВ Тербуны	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, замена масляных выключателей 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ. Установка УУОТ (1 шт.), шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2шт.), терминал РЗА СВ 35 кВ (1 шт), замена разъединителей (12 шт.).	2024		Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015

Таблица 78

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для РРТП, предусмотренного Схемой в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 13-50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 13-23, 39-40; 48-49	2023-2024		
2	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, Правая	50,6	Реконструкция ВЛ с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода АС-95 и АЖ-120 на АС-120 для приведения в соответствие с ПУЭ 7 изд. п. 2.5.77 (минимально допустимое сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм ²)	2021-2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 09.04.2015

Таблица 79

Перечень центров питания 35 кВ, намечаемых Схемой к новому строительству в проектный период.

Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток в 2025 г. через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 35/10 кВ Черная Слобода	1,31	6,3+6,3	2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец
2	ПС 35/10 кВ Восход	3,4	4	2025		Электроснабжение резидентов ОЭЗ РУ «Данков»

Таблица 80

Перечень центров питания 35 кВ, намечаемых Схемой к замене существующих трансформаторов в проектный период.

Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток через трансформаторы в 2025 г., МВА	Количество и установленная мощность трансформаторов, единиц / МВА		Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
			Существующая	Станет			
1	ПС 35/10 кВ Раненбург	2,91	1,6+2,5	4+4	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена трансформаторов с увеличением мощности в связи с перегрузкой подстанции в 2025 г.
2	ПС 35/10 кВ Ярлуково	3,28	3,2+4	4+4	2025		
3	ПС 35/6 кВ Таволжанка	5,75	4+4	6,3+6,3	2022-2023		
4	ПС 35/10 кВ №3	5,61	2,5+2,5	6,3+6,3	2021		
5	ПС 35/6 кВ №2	1,97	1+2,5	2,5+2,5	2023		
6	ПС 35/6 кВ №1	3,22	4+4	6,3+6,3	2025		

Примечание: загрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 81

Перечень подстанций 35 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	ПС 35 кВ Водозабор	Замена масляных выключатели 35 кВ в цепях Т1, Т2, ВЛ 35 кВ Введенка 1, ВЛ 35 кВ Водозабор, ВЛ 35 кВ Полевая, СВ 35 кВ на элегазовые выключатели 35 кВ. Реконструкция здания ОПУ, установка шкафов УРЗА (6 шт.), терминала РЗА СВ 10 кВ (1 шт).	2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015
2	ПС 35 кВ Частая Дубрава	Замена выключателей 10 кВ – 10 шт. Установка терминалов РЗА 10 кВ (10 шт).	2025		
3	ПС 35 кВ Матыра	Замена выключателей 10 кВ – 9 шт. Установка терминалов РЗА 10 кВ (9 шт.).	2025		
4	ПС 35 кВ Ярлуково	Замена выключателей 10 кВ – 8 шт. Установка терминалов РЗА 10 кВ (8 шт.).	2025		
5	ПС 35 кВ Красная Дубрава	Замена выключателей 10 кВ – 8 шт. Установка 16 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ	2025		
6	ПС 35 кВ Лебедянка	Замена ОД и КЗ 35 кВ и предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 9 шт. Установка 9 комплектов РЗА 10 кВ	2025		
7	ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ	2025		
8	ПС 35 кВ Березняговка	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 9 шт. Установка 9 комплектов РЗА 10 кВ, 2 комплекта РЗА 35 кВ.	2025		
9	ПС 35 кВ Ивановка	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 5 шт. Установка 5 комплектов РЗА 10 кВ.	2025		
10	ПС 35 кВ Ломовец	Замена ОД и КЗ 35 кВ и предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ	2025		

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
11	ПС 35 кВ Княжья Байгора	Замена выключателей 10 кВ – 16 шт.	2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 21.03.2015
12	ПС 35 кВ №2	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт), на вакуумные (7 шт), измерительных трансформаторов (35 шт), разъединителей (12 шт), шкафов УРЗА (5 шт), системы оперативного постоянного тока, терминалов 6, 10 кВ (11 шт)	2025		Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Липецкого р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016 г.
13	ПС 35 кВ №4	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт), на вакуумные (7 шт), измерительных трансформаторов (35 шт), разъединителей (12 шт), шкафов УРЗА (5 шт), системы оперативного постоянного тока, терминалов 6, 10 кВ (11 шт)	2025		

Таблица 82

Перечень линий электропередачи напряжением 35 кВ для РРТП, предусмотренного «Схемой» в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№ п/п	Наименование ВЛ 35 кВ	Протяженность км	Объем работ	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Примечание
1	Красная пальна	15,4	Замена провода, изоляции и сцепной арматуры на участке опор №№ 13-41; замена грозотроса и сцепной арматуры на участке опор №№ 9-15; замена изоляции и сцепной арматуры на участке опор №№ 41-52	2024-2025	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецк-энерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 22.04.2015
2	Трубетчино	22,1	Замена грозотроса С-35 в пролетах опор №№ 1-14 и №№ 134-145 протяженностью 3,2 км; замена опор в количестве 53 шт. №23, №38, №№46-48, №50, №51, №53, №55, №56, № 60, №62, №65, №67-69, №71-75, №77-79, №84, №88-91, №93, №95, №100, №102, №107-109, №111, №114, №115, №124, №127, №129-132, №134-137, №139, №140 на основании акта б/н от 29.09.2014	2024-2025		Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 29.09.2014
3	Политово	15,55	Замена провода в пролетах опор №№ 1-167; замена грозотроса в пролетах опор №№ 1-15, №№ 150-167; замена изоляции сцепной арматуры, гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №№ 1-167 и грозотросе в пролетах опор №№ 1-15 и №№ 150-167. Замена 32 шт. опор №№ 3-33, подстановка опор 10 шт. в пролетах опор №№ 156-166 на основании акта б/н от 15.07.2015	2024-2025		Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 15.07.2015
4	Плоское	7,38	Реконструкция участка ВЛ протяженностью 7 км на основании акта б/н от 14.01 .2015	2024-2025		Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 15.07.2015

6 ОСНОВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА

6.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Липецкой области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Выработка тепловой энергии в области осуществляется на 1755 источниках тепла суммарной установленной мощностью 7387 Гкал/час. Общая протяженность тепловых и паровых сетей в Липецкой области составляет 2305 км в двухтрубном исчислении, из которых свыше 95% приходится на городскую местность.

Крупные населенные пункты имеют централизованную систему теплоснабжения и обеспечиваются тепловой энергией, вырабатываемой на мощных источниках (котельных и теплоэлектростанциях). Отпуск тепловой энергии потребителям в Липецкой области осуществляют 46 предприятий и организаций. Наибольший объем тепловой энергии (85,3%) отпускается источниками ПАО «Квадра»: Липецкая ТЭЦ-2, Елецкая ТЭЦ, Данковская ТЭЦ, Юго-Западная, Северо-Западная и Привокзальная котельные г. Липецка.

На рисунке 13 представлена структура потребления тепловой энергии по Липецкой области в виде диаграммы.

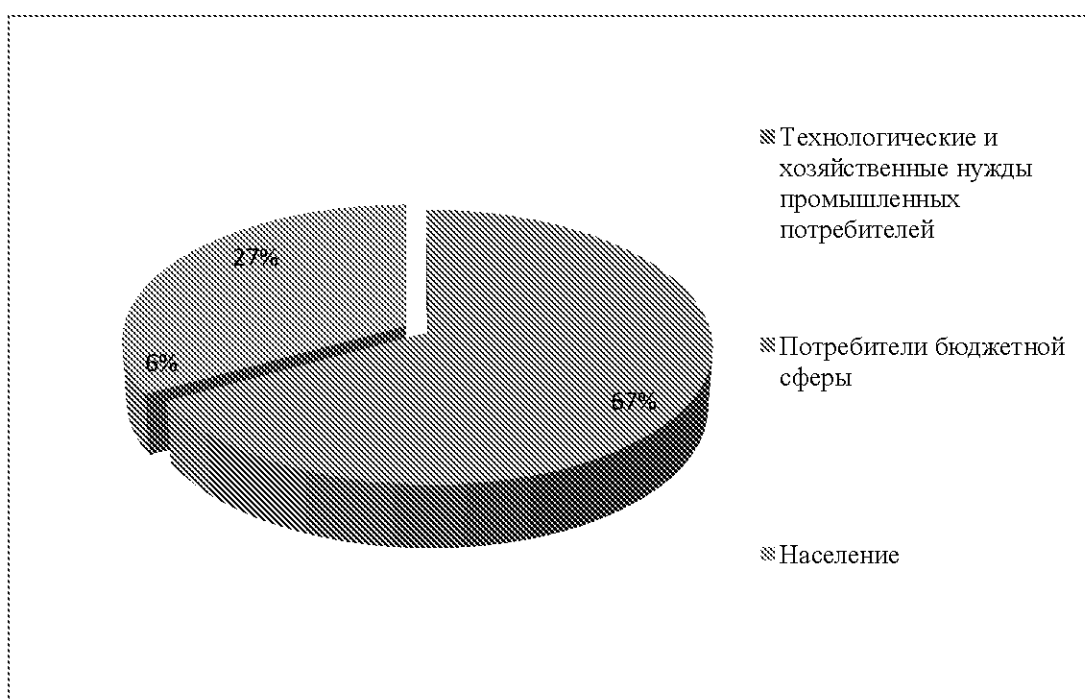


Рисунок 13. Структура потребления тепловой энергии по Липецкой области.

Ниже представлены технические данные по теплогенерирующим подразделениям филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация».

Производственное подразделение «Липецкая ТЭЦ-2»

Установленная мощность по турбоагрегатам: электрическая – 515 МВт; тепловая – 1002 Гкал/ч.

Производственное подразделение «Елецкая ТЭЦ»

Установленная мощность по турбоагрегатам: электрическая – 57 МВт; тепловая – 217,6 Гкал/ч.

Производственное подразделение «Данковская ТЭЦ»

Установленная мощность по турбоагрегатам: электрическая – 10 МВт; тепловая – 152 Гкал/ч.

Производственное подразделение «Липецкие тепловые сети»

Установленная тепловая мощность – 1187,04 Гкал/час.

Производственное подразделение «Северо-Восточные тепловые сети»

Установленная тепловая мощность – 123,03 Гкал/час.

Производственное подразделение «Коммунальтеплоэнерго»

Установленная тепловая мощность – 153,9 Гкал/час.

Производственное подразделение «Елецкие тепловые сети»

Установленная тепловая мощность – 148,7 Гкал/час.

В таблице 83 представлена структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» за отчетный период.

Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» за отчетный период

№ п/п	Наименование станции	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал		Параметры пара
		год	Отпуск	
ТЭС				
1	Липецкая ТЭЦ-2	2015	1421,21	250 °С; 12,5 кгс/см ²
		2016	1543,52	
		2017	1437,99	
		2018	1563,27	
		2019	1577,81	
2	Елецкая ТЭЦ	2015	418,57	Отпуск тепла в горячей воде на отопление и ГВС. Отпуск тепла в паре Р=10,0 кгс/см ² , Т=210°С.
		2016	493,88	
		2017	346,26	
		2018	263,81	
		2019	346,27	
3	Данковская ТЭЦ	2015	0	6 кгс/см ² , 250°С
		2016	0	
		2017	149,14	
		2018	133,71	
		2019	144,52	

6.2 Прогноз ограничений мощности ТЭС до 2025 г.

В таблице 84 представлена информация по прогнозу ограничений мощности ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на период до 2025 г.

Прогноз ограничений мощности ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на на период до 2025 г., МВт

№ п/п	Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Ограничения установленной мощности ЛТЭЦ-2, на конец года - всего, в т.ч.	36,678	36,578	5,409	5,409	5,409	5,394	5,409
1.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Временные ограничения, в т.ч.	36,678	36,578	5,409	5,409	5,409	5,394	5,409
1.2.1.	длительного действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
1.2.2.	сезонного действия, в т.ч. по видам	36,678	36,578	5,409	5,409	5,409	5,394	5,409
	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа "Т", "П", "ПТ", "Р"	11,782	11,75	5,409	5,409	5,409	5,394	5,409
	Недостаточное количество градирен по проекту	24,896	24,828	0	0	0	0	0
1.2.3.	апериодического действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ограничения установленной мощности ЕТЭЦ, на конец года - всего, в т.ч.	3,269	3,267	3,269	3,269	3,269	3,267	3,269
2.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Временные ограничения, в т.ч.	3,269	3,267	3,269	3,269	3,269	3,267	3,269

№ п/п	Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	длительного действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
	сезонного действия, в т.ч. по видам	3,269	3,267	3,269	3,269	3,269	3,267	3,269
2.2.2.	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа "Т", "П", "ПТ", "Р"	2,949	2,948	2,949	2,949	2,949	2,948	2,949
	Ограничения мощности ГТУ по температуре наружного воздуха	0,320	0,319	0,32	0,320	0,320	0,319	0,32
	апериодического действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
3.	Ограничения установленной мощности ДТЭЦ, на конец года - всего, в т.ч.	5,926	5,923	5,926	5,926	5,926	5,923	5,926
3.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
3.2.	Временные ограничения, в т.ч.	5,926	5,923	5,926	5,926	5,926	5,923	5,926
	длительного действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0
	сезонного действия, в т.ч. по видам	5,926	5,923	5,926	5,926	5,926	5,923	5,926
3.2.2.	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа "Т", "П", "ПТ", "Р"	5,926	5,923	5,926	5,926	5,926	5,923	5,926
	апериодического действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0	0	0

6.3 Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

В таблице 85 представлена информация по прогнозу производства (отпуска) тепловой энергии от электростанций и котельных филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» по Липецкой области на период до 2025 г.

6.4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

В таблице 86 представлена информация по структуре расхода топлива, используемого электростанциями и котельными филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» по Липецкой области на период до 2025 г.

6.5 Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Липецкой области

В Приложении 13 представлен перечень мероприятий по строительству, реконструкции или модернизации объектов ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» в сфере теплоснабжения на период до 2025 г.

**Прогноз производства (отпуска) тепловой энергии от электростанций и котельных на период до 2024 года, в тыс. Гкал
(филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»)**

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Примечание
1	Отпуск тепловой энергии с коллекторов электростанции – всего, в т.ч.	1546,2	1543,8	1543,8	1543,8	1546,2	1543,8	тыс. Гкал
1.1	<i>для Липецкой ТЭЦ-2, в т.ч.</i>	1546,2	1543,8	1543,8	1543,8	1546,2	1543,8	тыс. Гкал
1.1.1	с коллекторов ТЭС	1546,2	1543,8	1543,8	1543,8	1546,2	1543,8	тыс. Гкал
1.1.2	от котельных	0	0	0	0	0	0	тыс. Гкал
1.2	<i>для Елецкой ТЭЦ, в т.ч.</i>	252,7	261,9	261,9	261,9	252,7	261,9	тыс. Гкал
1.2.1	с коллекторов ТЭС	252,7	261,9	261,9	261,9	252,7	261,9	тыс. Гкал
1.2.2	от котельных	0	0	0	0	0	0	тыс. Гкал
1.3	<i>для Данковской ТЭЦ, в т.ч.</i>	133,2	144,5	144,5	144,5	133,2	144,5	тыс. Гкал
1.3.1	с коллекторов ТЭС	133,2	144,5	144,5	144,5	133,2	144,5	тыс. Гкал
1.3.2	от котельных	0	0	0	0	0	0	тыс. Гкал
2.	Отпуск тепловой энергии от котельных	2390,4	2300,9	2300,9	2300,9	2390,4	2300,9	тыс. Гкал

Таблица 86

**Структура расхода топлива, используемого электростанциями и котельными на период до 2025 года, тыс. т у.т.
(филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»)**

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Расход топлива на электростанциях - всего, в т.ч.	646,797	667,002	667,002	667,002	646,797	667,002
1.1.	Расход топлива на Липецкой ТЭЦ-2	560,708	558,637	558,637	558,637	560,708	558,637
1.1.1.	газ	560,626	558,564	558,564	558,564	560,626	558,564
1.1.2.	нефтетопливо	0,082	0,072	0,072	0,072	0,082	0,072
1.1.3.	уголь (с указанием вида)						
1.1.4.	прочее топливо						
1.2.	Расход топлива на Елецкой ТЭЦ, в т.ч.	57,153	76,212	76,212	76,212	57,153	76,212
1.2.1.	газ	57,142	76,200	76,200	76,200	57,142	76,200
1.2.2.	нефтетопливо	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
1.2.3.	уголь (с указанием вида)						
1.2.4.	прочее топливо						
1.3.	Расход топлива на Данковской ТЭЦ, в т.ч.	28,937	32,154	32,154	32,154	28,937	32,154
1.3.1.	газ	28,799	32,144	32,144	32,144	28,799	32,144
1.3.2.	нефтетопливо	0,137	0,010	0,010	0,010	0,137	0,010
1.3.3.	уголь (с указанием вида)						
1.3.4.	прочее топливо						
2.	Расход топлива на котельных всего, в т.ч.						
2.1.	Привокзальная котельная (г. Липецк, ул. Гагарина, 110 Б)	38,298	38,204	38,204	38,204	38,298	38,204
2.2.	Северо-Западная котельная (г. Липецк, ул. Московская, 6) в т.ч.	96,423	97,042	97,042	97,042	96,423	97,042
	газ	96,423	97,042	97,042	97,042	96,423	97,042

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	нефтеотливо						
2.3.	Юго-Западная котельная (г. Липецк, ул. Московская, 38), в т.ч.	151,440	136,651	136,651	136,651	151,440	136,651
	газ	151,440	136,651	136,651	136,651	151,440	136,651
	нефтеотливо						
2.4.	Котельная "Угловая" (г. Липецк, ул. Угловая)	18,123	18,080	18,080	18,080	18,123	18,080
2.5.	Котельная "Семашко" (г. Липецк, ул. Семашко, 10)	6,046	6,017	6,017	6,017	6,046	6,017
2.6.	Котельная "Толстого" (г. Липецк, ул. Толстого, 23а)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.7.	Котельная "Октябрьская" (г. Липецк, ул. Октябрьская)	4,156	4,207	4,207	4,207	4,156	4,207
2.8.	Котельная "Депутатская" (г. Липецк, ул. Депутатская)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.9.	Котельная сл. Александровка (г. Елец, сл. Александровка)	1,227	1,394	1,394	1,394	1,227	1,394
2.10.	Котельная ул. А.Оборотова 4 (г. Елец, ул. А.Оборотова 4)	0,053	0,051	0,051	0,051	0,053	0,051
2.11.	Котельная пос. Аргамач (г. Елец, п. Аргамач)	0,070	0,044	0,044	0,044	0,070	0,044
2.12.	Котельная РЖД по ул. Вермишева 29а (г. Елец, ул. Вермишева 29а)	11,829	12,267	12,267	12,267	11,829	12,267
2.13.	Котельная пер. Верхний 1 (г. Елец, пер. Верхний 1)	0,077	0,068	0,068	0,068	0,077	0,068
2.14.	Котельная ул. Горького 80 (г. Елец, ул. Горького 80)	0,024	0,022	0,022	0,022	0,024	0,022
2.15.	Котельная ул. 9 Декабря 72 (г. Елец, ул. 9 Декабря 72)	0,188	0,178	0,178	0,178	0,188	0,178
2.16.	Котельная ул. Допризывников 1 (г. Елец, Допризывников 1)	1,074	1,273	1,273	1,273	1,074	1,273

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2.17.	Котельная психдиспансера по ул.Дякина 1 (г. Елец, ул.Дякина 1)	0,140	0,133	0,133	0,133	0,140	0,133
2.18.	Котельная по ул.Колхозная 2 (г. Елец, ул.Колхозная 2)	0,037	0,041	0,041	0,041	0,037	0,041
2.19.	Котельная ул.Коммунаров 5а (г. Елец, ул.Коммунаров 5а)	0,101	0,100	0,100	0,100	0,101	0,100
2.20.	Котельная ул.Коммунаров 40 (г. Елец, ул.Коммунаров 40)	0,842	0,826	0,826	0,826	0,842	0,826
2.21.	Котельная 5 м-на по ул.Коммунаров 89а (г. Елец, ул.Коммунаров 89а)	10,528	10,688	10,688	10,688	10,528	10,688
2.22.	Котельная ул.Комсомольская 89 (г. Елец, ул.Комсомольская 89)	0,034	0,028	0,028	0,028	0,034	0,028
2.23.	Котельная ул.К.Маркса 17 (г. Елец, ул.К.Маркса 17)	0,024	0,020	0,020	0,020	0,024	0,020
2.24.	Котельная ул.Ленина 73 (г. Елец, ул.Ленина 73)	0,167	0,164	0,164	0,164	0,167	0,164
2.25.	Котельная ул.Ленина 88 (г. Елец, ул.Ленина 88)	0,517	0,600	0,600	0,600	0,517	0,600
2.26.	Котельная пер.М.Томский 10а (г. Елец, пер.М.Томский 10а)	0,033	0,036	0,036	0,036	0,033	0,036
2.27.	Котельная ул.Мира 84 (г. Елец, ул.Мира 84)	0,068	0,070	0,070	0,070	0,068	0,070
2.28.	Котельная ул.Мира 98 (г. Елец, ул.Мира 98)	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
2.29.	Котельная ул.Мира 113 (г. Елец, ул.Мира 113)	0,072	0,088	0,088	0,088	0,072	0,088
2.30.	Котельная ул.Октябрьская 31 (г. Елец, ул.Октябрьская 31)	0,003	0,115	0,115	0,115	0,003	0,115
2.31.	Котельная ул.Октябрьская 47 (г. Елец, ул.Октябрьская 47)	0,017	0,019	0,019	0,019	0,017	0,019
2.32.	Котельная ул.Октябрьская 97 (г. Елец, ул.Октябрьская 97)	0,272	0,307	0,307	0,307	0,272	0,307

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2.33.	Котельная ул.Орджоникидзе 78 (г. Елец, ул.Орджоникидзе 78)	0,078	0,100	0,100	0,100	0,078	0,100
2.34.	Котельная ул.Пригородная 55 (г. Елец, ул.Пригородная 55)	0,049	0,057	0,057	0,057	0,049	0,057
2.35.	Котельная ул.Пушкина 115 (г. Елец, ул.Пушкина 115)	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176
2.36.	Котельная ул.Свердлова 13 (г. Елец, ул.Свердлова 13)	0,071	0,067	0,067	0,067	0,071	0,067
2.37.	Котельная ул.Советская 56 (г. Елец, ул.Советская 56)	0,139	0,131	0,131	0,131	0,139	0,131
2.38.	Котельная ул.Советская 64 (г. Елец, ул.Советская 64)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
2.39.	Котельная ул.Советская 85 (г. Елец, ул.Советская 85)	0,219	0,281	0,281	0,281	0,219	0,281
2.40.	Котельная ул.Товарная 11 (г. Елец, ул.Товарная 11)	0,026	0,023	0,023	0,023	0,026	0,023
2.41.	Котельная ул.Товарная 15 (г. Елец, ул.Товарная 15)	0,178	0,171	0,171	0,171	0,178	0,171
2.42.	Котельная ул.Школьная 13 (г. Елец, ул.Школьная 13)	0,219	0,223	0,223	0,223	0,219	0,223
2.43.	Котельная ул.Шлакобетонная 1 (г. Елец, ул.Шлакобетонная 1)	0,119	0,110	0,110	0,110	0,119	0,110
2.44.	Котельная ул.Елецкая 4 (г. Елец, ул.Елецкая 4)	0,085	0,081	0,081	0,081	0,085	0,081
2.45.	Котельная мкр.Александровский 13 (г. Елец, г.Елец, мкр.Александровский 13)	2,136	2,122	2,122	2,122	2,136	2,122
2.46.	Котельная с.Капани (Липецкая обл., Елецкий район, с.Капани)	0,200	0,104	0,104	0,104	0,200	0,104
2.47.	Котельная ул.Первомайская 65 (г. Грязи, ул.Первомайская 65)	5,493	5,645	5,645	5,645	5,493	5,645
2.48.	Котельная ЦРБ по ул.Социалистическая (г. Грязи, ул.Социалистическая)	1,214	1,297	1,297	1,297	1,214	1,297

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2.49.	Котельная швейной фабрики по ул.30 лет Победы (г. Грязи, ул.30 лет Победы)	1,160	1,182	1,182	1,182	1,160	1,182
2.50.	Котельная ГПТУ-14 по ул.Юбилейная (г. Грязи, ул.Юбилейная)	0,202	0,196	0,196	0,196	0,202	0,196
2.51.	Котельная школы №8 по ул.Привокзальная (г. Грязи, ул.Привокзальная)	0,078	0,086	0,086	0,086	0,078	0,086
2.52.	Энергетический комплекс 40 МВт (г. Грязи, ул.М.Расковой 33)	10,177	10,633	10,633	10,633	10,177	10,633
2.53.	Котельная с.Ярлуково (Липецкая обл., Грязинский район, с.Ярлуково, ул.Молодежная)	0,745	0,781	0,781	0,781	0,745	0,781
2.54.	Котельная интерната по ул.Партизанская (г. Грязи, ул.Партизанская)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.55.	Котельная ул. Дубовая Роща (г. Грязи, ул. Дубовая Роща)	1,508	1,529	1,529	1,529	1,508	1,529
2.56.	Котельная БМК по ул.Станционная (г. Грязи, ул.Станционная)	1,572	1,675	1,675	1,675	1,572	1,675
2.57.	АБК-22 по ул. Крылова 6б (г. Грязи, ул. Крылова 6б)	5,995	6,144	6,144	6,144	5,995	6,144
2.58.	Котельная с.Введенка (Липецкая обл., Липецкий район, с.Введенка)	0,340	0,301	0,301	0,301	0,340	0,301
2.59.	Котельная общежития (Липецкая обл., Липецкий район, д.Новая Деревня)	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
2.60.	Котельная детского сада и школы (Липецкая обл., Липецкий район, д.Новая Деревня, ул.Первомайская 8а)	0,097	0,105	0,105	0,105	0,097	0,105
2.61.	Котельная с.Копцевы Хутора (Липецкая обл., Липецкий район, с.Копцевы Хутора)	0,817	0,833	0,833	0,833	0,817	0,833
2.62.	Котельная с.Тюшевка (Липецкая обл., Липецкий район, с.Тюшевка)	0,263	0,260	0,260	0,260	0,263	0,260

№ п/п	Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2.63.	Котельная детского дома с.Борино (Липецкая обл., Липецкий район, с.Борино, ул.Ленина 65)	0,181	0,189	0,189	0,189	0,181	0,189
2.64.	Котельная с.Частая Дубрава (Липецкая обл., Липецкий район, с.Частая Дубрава, ул.Московская)	1,217	1,235	1,235	1,235	1,217	1,235
2.65.	Котельная школы с.Троицкое (Липецкая обл., Липецкий район, с.Троицкое)	0,119	0,109	0,109	0,109	0,119	0,109
2.66.	Котельная с.Пады (Липецкая обл., Липецкий район, с.Пады, ул.Школьная)	0,057	0,064	0,064	0,064	0,057	0,064
2.67.	Котельная ПНИ с.Плеханово (Липецкая обл., Грязинский район, с.Плеханово)	1,385	1,277	1,277	1,277	1,385	1,277
2.68.	Котельная сан. "Лесная сказка" (г.Липецк, сан. "Лесная сказка")	0,419	0,337	0,337	0,337	0,419	0,337
2.69.	Котельная совхоза Ильино	0,328	0,555	0,555	0,555	0,328	0,555
2.70.	БМК-22 МВт (г.Лебедянь, ул.Машиностроителей)	6,316	5,780	5,780	5,780	6,316	5,780
2.71.	Котельная ул.Суворова, уч.7/2, г.Данков	0,119	0,103	0,103	0,103	0,119	0,103
2.72.	Котельная ул.Островского, уч.28/2, г.Данков	0,500	0,395	0,395	0,395	0,500	0,395
2.73.	Котельная ул.Чкалова, уч.16/2, г.Данков	0,230	0,234	0,234	0,234	0,230	0,234

7 ПЕРЕХОД К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЦИФРОВЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Цифровая интеллектуальная сеть – это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Важная характеристика «цифровой» сети – возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают более широкие возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

В рассматриваемый период с 2021 по 2025 год на сетях «Липецкэнерго» планируется создание «цифровой» подстанции с применением оборудования РЗА и ТЛМ, поддерживающего стандарт МЭК 61850, с организацией станционной шины и шины процесса. В качестве пилотного проекта выбрана реконструируемая ПС 110/35/10 кВ Лебедянь.

Реконструкция ПС 110 кВ Лебедянь с выполнением системы релейной защиты и автоматики на базе современных микропроцессорных устройств приведет к построению внутриобъектовых связей в РУ 110/35 кВ в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850 для повышения надежности эксплуатации объекта за счет: отказа от электромеханических устройств и применения цифровых устройств ССПИ и РЗА одного информационного стандарта МЭК 61850 и унифицированного ПО, сокращения кабельных связей за счет применения многофункциональных устройств с виртуальной конфигурацией функций и использования горизонтальных связей (GOOSE, MMS) МЭК 61850, использования устройств промышленного Ethernet с высоким уровнем электромагнитной защиты, стандартных коммуникаций по протоколу TCP-IP, мониторинга и диагностики неисправностей устройств средствами ССПИ и РЗА с предупредительной и аварийной сигнализацией.

Применение оборудования РЗА и ТЛМ с поддержкой МЭК 61850 позволит обеспечить:

- снижение трудозатрат на поиск неисправностей в системе РЗА (за счет предусмотренного стандартом МЭК 61850 функционала по самодиагностике оборудования и каналов передачи данных);

– упрощение конфигурирования и настройки оборудования РЗА и ССПИ за счет применения специализированного ПО;

– обеспечение функциональной совместимости и взаимозаменяемости оборудования различных производителей за счет стандартизации протоколов передачи данных и жестких требований по совместимости оборудования.

На рисунке 14 изображена структурная схема передачи данных между подстанцией, ЦУС Липецкэнерго и Липецким РДУ.

Переход к «цифровой» сети невозможен без создания каналов связи между подстанциями и диспетчерскими пунктами. Передача информации осуществляется по волоконно-оптическим линиям связи. В таблице 87 указаны мероприятия по модернизации ВЛ с подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи, необходимые для осуществления в рассматриваемый период.

Таблица 87

Мероприятия по модернизации ВЛ с подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи

Объект	Основание включения	Планируемые сроки реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Хворостянка	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Хворостянка совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Правобережная - ПС 110 кВ Вербилково	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Правобережная - ПС 110 кВ Вербилково совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Хворостянка - ПС 110 кВ Добринка	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Хворостянка - ПС 110 кВ Добринка совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Добринка - ПС 110 кВ Верхняя Матренка	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Добринка - ПС 110 кВ Верхняя Матренка совместной подвеской ВОЛС для организации	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание включения	Планируемые сроки реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
			цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 35 кВ Город Грязи	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 35 кВ Город Грязи совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Дон - ПС 110 кВ Нива	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Дон - ПС 110 кВ Нива совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Тепличная - ПС 110 кВ КПД - ПС 110 кВ ЛТП	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Тепличная - ПС 110 кВ КПД - ПС 110 кВ ЛТП совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Вербилково - ПС 110 кВ Хлевное	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Вербилково - ПС 110 кВ Хлевное совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на уч. ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Аксай - ПС 110 кВ Никольская - ПС 110кВ Усмань - РДП Усманского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на уч. ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Аксай - ПС 110 кВ Никольская - ПС 110 кВ Усмань - РДП Усманского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание включения	Планируемые сроки реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
ВЛ 110 кВ на участке РДП Лебедянского РЭС - ПС 110 кВ Рождество - ПС 110 кВ Россия - ПС 110 кВ Лутошкино - РДП Краснинского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке РДП Лебедянского РЭС - ПС 110 кВ Рождество - ПС 110 кВ Россия - ПС 110 кВ Лутошкино - РДП Краснинского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Доброе - РДП Добровского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Доброе - РДП Добровского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Донская - ПС 110 кВ Кашары - ПС 110 кВ Гороховская - РДП Задонского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Донская - ПС 110 кВ Кашары - ПС 110 кВ Гороховская - РДП Задонского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Измалково - РДП Измалковского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Измалково - РДП Измалковского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Становое - ПС 35 кВ Плоское - РДП Становлянского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Становое - ПС 35 кВ Плоское - РДП Становлянского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание включения	Планируемые сроки реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Цементная - ПС 35 кВ Водозабор - ПС 220 кВ Сокол - ПС 35 кВ Бутырки - ПС 35 кВ Малей - ПС 35 кВ Ярлуково - ПС 110 кВ Казинка - ПС 35 кВ Таволжанка - ПС 35 кВ Грязи жд - ПС 35 кВ Пост 474 - ПС 110 кВ Гидрооборудование	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Цементная - ПС 35 кВ Водозабор - ПС 220 кВ Сокол - ПС 35 кВ Бутырки - ПС 35 кВ Малей - ПС 35 кВ Ярлуково - ПС 110 кВ Казинка - ПС 35 кВ Таволжанка - ПС 35 кВ Грязи жд - ПС 35 кВ Пост 474 - ПС 110 кВ Гидрооборудование совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Доброе - ПС 35 кВ Каликино - ПС 35 кВ Ратчино - ПС 35 кВ Колыбельская - ПС 110 кВ Компрессорная	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Доброе - ПС 35 кВ Каликино - ПС 35 кВ Ратчино - ПС 35 кВ Колыбельская - ПС 110 кВ Компрессорная совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

...

Приложение 1
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

Подстанции 220 – 500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Трансформаторы и автотрансформаторы					
				№	Фаза	Тип	Мощность, МВА	Год ввода	Техническое состояние
1	Борино	500/220/10	1971	AT1	A	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		AT-1	B	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		AT-1	C	АОДЦТН	167	1971	ухудшенное
		500/220/10		AT-2	A	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		AT-2	B	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		AT-2	C	АОДЦТН	167	1994	ухудшенное
2	Елецкая*	500/220/10	1985	AT-1	A	АОДЦТН	167	1986	рабочее
		500/220/10		AT-1	B	АОДЦТН	167	1986	рабочее
		500/220/10		AT-1	C	АОДЦТН	167	1986	ухудшенное
		500/220/10		AT-2	A	АОДЦТН	167	1995	рабочее
		500/220/10		AT-2	B	АОДЦТН	167	1995	рабочее
		500/220/10		AT-2	C	АОДЦТН	167	1995	рабочее
3	Липецкая	500/220/35	1991	AT-1	A	АОДЦТН	167	1992	рабочее
		500/220/35		AT-1	B	АОДЦТН	167	1992	рабочее
		500/220/35		AT-1	C	АОДЦТН	167	1992	рабочее
		500/220/35		AT-2	A	АОДЦТН	167	1991	рабочее
		500/220/35		AT-2	B	АОДЦТН	167	1991	рабочее
		500/220/35		AT-2	C	АОДЦТН	167	1991	рабочее
		500/220/35		AT-3	A	АОДЦТН	167	1996	рабочее
		500/220/35		AT-3	B	АОДЦТН	167	1996	ухудшенное
		500/220/35		AT-3	C	АОДЦТН	167	1996	рабочее
4	Металлургическая	220/110/35	2017	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	250	1990	рабочее
		220/110/35	1988	AT-2	A,B,C	ATДЦТН	250	1988	рабочее
5	Северная	220/110/10	2010	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	250	2010	рабочее
		220/110/10		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	250	2010	рабочее
6	Новая	220/110/35	1977	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	200	1978	рабочее
		220/110/35		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	200	1977	рабочее
7	Казинка	220/110/10	2017	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	250	2017	рабочее
		220/110/10		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	250	2017	рабочее
8	Правобережная**	220/110/35	1975	AT	A,B,C	ATДЦТН	150	2013	рабочее
		220/110/10		AT	A,B,C	ATДЦТН	150	2013	рабочее
		220/110/35		AT-1	A,B,C	ATДЦТН	150	2018	рабочее
		220/110/35		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	125	1990	рабочее
		220/110/35		AT-3	A,B,C	ATДЦТН	125	1984	рабочее
		35/10		T-1	A,B,C	TДНС	10	2008	рабочее
9	Сокол	220/110/35	1989	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	125	1989	рабочее
10	Елецкая	220/110/35	1969	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	125	1976	рабочее
		220/110/35		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	125	1969	рабочее
		220/110/35		AT-3	A,B,C	ATДЦТН	125	1985	рабочее
11	Тербуны	220/110/35	1993	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	125	1994	рабочее
		220/110/35		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	125	1993	рабочее
12	Дон	220/110/35	1987	AT-1	A,B,C	ATДЦТН	125	1994	рабочее
		220/110/35		AT-2	A,B,C	ATДЦТН	125	1987	рабочее
13	Маяк	220/10	1985	T-1	A,B,C	ТРНДС	40	1985	рабочее
		220/10		T-2	A,B,C	ТРНДС	40	1985	рабочее
14	КС-29*****	220/10	1984	T-1	A,B,C	ТРДЦН	63	1984	рабочее
		220/10		T-3	A,B,C	ТРДЦН	63	1985	рабочее
		220/10		T-4	A,B,C	ТРДЦН	63	1985	рабочее

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Трансформаторы и автотрансформаторы					
				№	Фаза	Тип	Мощность, МВА	Год ввода	Техническое состояние
		220/10		T-5	A,B,C	ТРДЦН	63	1986	рабочее
		220/10		T-6	A,B,C	ТРДЦН	63	1986	рабочее
		220/10		T-7	A,B,C	ТРДЦН	63	1987	рабочее
		220/10		T-8	A,B,C	ТРДЦН	63	1987	рабочее
15	Грязи-Орловские***	220/27/10		T-1	A,B,C	ТДТНЖ	40	1990	рабочее
		220/27/10		T-2	A,B,C	ТДТНЖ	40	1990	рабочее
16	Пост-474***	220/35/27		T-1	A,B,C	ТДТНГ	40	1967	рабочее
		220/35/27		T-2	A,B,C	ТДТНЖ	40	2018	рабочее
17	Усмань-Тяговая***	220/35/27		T-1	A,B,C	ТДТНЖ	40	1991	рабочее
		220/35/27		T-2	A,B,C	ТДТНЖ	40	1982	рабочее
18	Чириково***	220/27/10		T-1	A,B,C	ТДТНЖ	40	1991	рабочее
		220/27/10		T-2	A,B,C	ТДТНЖ	40	1991	рабочее
19	ГПП-15-2****	220/10/10		T-1	A,B,C	ТРДЦН	100	1983	рабочее
		220/10/10		T-2	A,B,C	ТРДЦН	100	1984	рабочее
20	Овощи Черноземья	220/10		T-1	A,B,C	ТРДЦН	80		рабочее
				T-2	A,B,C	ТРДЦН	80		рабочее

Примечания:

*) – на подстанции 500/220/35 кВ Елецкая автотрансформатор фазы С АТ-1 находится на учащенном контроле (концентрация растворенных газов выше нормы);

**) – на ПС 220 кВ Правобережная проходит полная реконструкция с увеличением мощности до 4x150 МВА;

***) – ПС 220 кВ: Грязи-Орловские, Пост-474, Усмань-Тяговая и Чириково – являются в основном тяговыми подстанциями, принадлежащими филиалу ОАО «РЖД» ЮВЖД;

****) – ПС 220 кВ ГПП-15-2 находится на балансе ПАО «НЛМК»;

*****) – ПС 220 кВ КС-29 в 2020 году планируется вывод из работы силовых трансформаторов 220/10/10 кВ: Т-3, Т-4.

Подстанции с выделенными цветом годами ввода имеют срок эксплуатации больше нормативного.

Приложение 2
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

ЛЭП 220 – 500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Протяженность, км	Район по гололеду/ветру/пьяске/грозе (час)	Провод			Грозотрос		
						Марка	Участок подвески	Длина, км	Марка	Участок подвески	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				532,37				532,37			532,37
1	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Восточная	1959		60,00	II-III/II/II/ 60-80	3хАС 480/60	1261-1410	60,00	1хС 70 ОКГТ	1261-1410 1261-1411	60,00
2	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	1959		59,88	II-III/II/II/ 60-80	3хАСО-480/59,7; 3хАС-500/643хАС	1261-1411	59,88	2хС 70	1261-1410	59,88
	Отпайка на Нововоронежскую АЭС		1982	63,08	II-III/II/II/ 60-80	3хАС 400/51	266-467	63,08	2хС 70	266-467	63,08
3	ВЛ 500 кВ Елецкая - Борино	1977		85,40	II/II/II 60-80	3хАС 330/43	1032-1294	85,40	2хАС 70/72	1032-1294	85,40
4	ВЛ 500 кВ Белобережская - Елецкая	2018		33,90	III-IV/III/II 60-80	3хАС 330/43	920-1031	33,90	2хАС 70/72	920-1031	33,90
5	ВЛ 500 кВ Липецкая - Борино	1974		53,50	II/II/II 60-80	3хАС 400/51	3-138	53,28	2хС 70	1-138	53,50
			2хАП 500			1-3	0,22				
6	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Липецкая Восточная	1959		2,16	II/II/II 40-60	3хАС 480/60	1411-1417	2,16	2хС 70	1411-1417	2,16
7	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Липецкая Западная	1959		1,69	II/II/II 40-60	3хАС 480/60	1412-1417	1,69	2хС 70	1412-1417	1,69
8	ВЛ 500 кВ Борино - Воронежская	1972		74,89	II/II/II 80-100	3хАС 400/51	1-187	74,89	1хС 70	1,187	74,89
			ОКГТ						1-187		
9	ВЛ 500 кВ Липецкая - Тамбовская	1990		2,92	III/II/II/ 40-60	3хАС 300/48	1-12	2,92	2хАЖС 70/39	1-12	2,92
10	ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая	2015		94,95	III/II/II 53,8	АСк2У 300/66	393-708	94,95	№1 11,0-Г(МЗ)-В-ОЖ-МК-Н-Р-1770	393-708	94,95
			№2 ОКГТ						393-708		

				1065,91				1065,91			907,95														
11	ВЛ 220 кВ Липецкая-Пост-474 тяговая	1974		29,91	II/II/II/80 100	AC-500/64	1-88	29,91	С 70	1-53,54-88	14,96														
12	ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья; ВЛ 220 кВ Овощи Черноземья – Пост-474- тяговая	1974		68,43	II/II/II/80 100	AC 400/51 AC-500/64	136-330	68,43	С 70	136-330	34,22														
13	ВЛ 220 кВ Липецкая - Грязи-Орловские тяговая	1974		27,94	II/II/II/80 100	AC-500/64	1-85	27,94	С 70	1-53,55-85	15,40														
14	ВЛ 220 кВ Грязи-Орловские тяговая - Усмань-тяговая	1974		59,58	II/II/II/80 100	AC-500/64	1-175	59,58	С 70	1-108,109- 175	30,62														
15	ВЛ 220 кВ Южная - Усмань-тяговая	1974		20,46	II/II/II/80 100	AC-500/64	135-191	20,46	С 70	135-191	10,23														
16	ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка I цепь	1974		18,29	II/III/I/ 40-60	AC 300/39		19,71																	
		1975																							
		1976																							
		2009	0,71																						
		2017	1			AC 500/64		1			1														
17	ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка II цепь	1974		18,29	II/III/I/ 40-60	AC 300/39		19,71																	
		1975																							
		1976																							
		2009	0,71																						
		2017	1			AC 500/64		1			1														
18	ВЛ 220 кВ Казинка-Металлургическая I цепь	1974		16,52	II/III/I/ 40-60	AC 300/39		16,52																	
		1975																							
		1976																							
		2017	1			AC 400/51		1			1														
19	ВЛ 220 кВ Казинка-Металлургическая II цепь	1974		16,52	II/III/I/ 40-60	AC 300/39		16,52																	
		1975																							
		1976																							
		2017	1			AC 400/51		1			1														
20	ВЛ 220 кВ Липецкая-Северная I цепь	1976		20,13	II/III/I/ 40-60	AC 300/39		1-58	20,13	2хС 70	портал-2н	0,17													
		1977		4,05									58-69	4,05	С 70	2н-79	13,59								
		1978		9,45														69-100	9,80	С 70	79-100	3,30			
			2010	0,35																			2хС 70	100-портал	0,02
21	ВЛ 220 кВ Липецкая-Северная II цепь	1976		20,13	II/III/I/ 40-60	AC 300/39		1-58	20,13	2хС 70	портал-2н	0,17													
		1977		4,05									58-69	4,05	С 70	2н-79	13,59								
		1978		9,45														69-100	9,80	С 70	79-100	3,30			
			2010	0,35																			2хС 70	100-портал	0,02
22	ВЛ 220 кВ Борино-Новая I цепь	1975		4,46	III/III/I/ 40-60	AC 300/39		1-15	4,46	2хС 70	портал-1	0,03													
		1976		22,34									15-70	22,34	С 70	1-15	2,20								
		1977		9,60														70-97	9,60	С 70	15-70	11,17			
			1977	2,54																			С 70	70-97	4,81
		2хС 70	105-портал	0,05																					
23	ВЛ 220 кВ Борино-Новая II цепь	1975		4,46	III/III/I/ 40-60	AC 300/39		1-15	4,46	2хС 70	портал-1	0,03													
		1976		22,34									15-70	22,34	С 70	1-15	2,20								

		1977		9,60			70-97	9,60	С 70	15-70	11,17
		1977		2,54			97-105	2,54	С 70	70-97	4,81
									С 70	97-105	1,24
									2хС 70	105-портал	0,05
24	ВЛ 220 кВ Борино-Правобережная I цепь			4,31	III/III/I/ 40-60	АС 300/39	1-14	4,31	С 70	1-14	2,16
				7,46			14-35	7,46	С 70	14-35	3,73
25	ВЛ 220 кВ Борино-Правобережная II цепь			4,31	III/III/I/ 40-60	АС 300/39	1-14	4,31	С 70	1-14	2,16
				7,46			14-35	7,46	С 70	14-35	3,73
26	ВЛ 220 кВ Северная-Металлургическая I цепь			1,70	II/II/I/ 40-60	АС 300/39	5-8	1,70	С 70	5-10	0,83
			2010	0,42			1-5	0,42	С 70	1-5	0,21
27	ВЛ 220 кВ Северная-Металлургическая II цепь			1,70	II/II/I/ 40-60	АС 300/39	5-8	1,70	С 70	5-10	0,83
			2010	0,42			1-5	0,42	С 70	1-5	0,21
28	ВЛ 220 кВ Северная-Новая I цепь	2012	2012	2,30	II/II/I/ 40-60	АС 400/51	1-8	2,30	2хС 70	портал-1	0,04
		2010	2010	0,76			8-портал	0,76	С 70	1-8	1,11
									2хС 70	8-15	0,36
									2хС 70	15-портал	0,03
29	ВЛ 220 кВ Северная-Новая II цепь	2012	2012	2,30	II/II/I/ 40-60	АС 400/51	1-8	2,30	2хС 70	портал-1	0,04
		2010	2010	0,76			8-портал	0,76	С 70	1-8	1,11
									С 70	8-15	0,36
									2хС 70	15-портал	0,03
30	ВЛ 220 кВ Липецкая-Сокол	1989		1,25	III/III/I/ 40-60	АС 400/51	1-5	1,25	С 70	1-11	2,80
				28,37			5-120	28,37	ОКГТ	1-120	31,27
									С 70	111-120	1,90
31	ВЛ 220 кВ Дон-Чириково	1981	1991	42,22	III/III/I/ 40-60	АС 300/39	1-178	42,22	ОКГТ	1-178	42,22
				0,08			178-портал	0,08	2хС 70	178-портал	0,08
32	ВЛ 220 кВ Борино-Чириково	1981	1991	0,08	III/III/I/ 40-60	АС 300/39	118-портал	0,08		118-портал	
				28,18			1-118	28,18	ОКГТ	1-118	28,14
33	ВЛ 220 кВ Борино-Елецкая 220 № 1	1977		68,10	II/II/II/40-60	АС 400/51	1-110, 111-277	64,44	1хС 70	портал-1, 44-110, 112-269	53,00
						АС 400/93	110-111	0,65	2хС 70	269-277, 290-портал	2,10
									С 70	44-110, 111-269	53,07
									ОКГТ	портал-1, 1-269	66,12
			1981			АС 400/51	277-290	3,01	С 70	277-290	2,99
34	ВЛ 220 кВ Елецкая – Ливны	1979		8,43	II/II/II/40-60	АС 400/51	301-340	8,43			
35	ВЛ 220 кВ Елецкая-220 - Ливны с отпайкой на ПС Тербуны	1979		8,43	II/II/II/40-60	АС 300/39	301-340	8,43			
		1993		39,69	III/II/II/40-60	АС 300/39	1-166	39,69	2хС 70	1-166	39,67

36	ВЛ 220 кВ Борино-Елецкая 220 № 2	1969	68,99	II/II/II/40-60	АС 400/51	1-269	59,59	2хС 70	портал-1, 113-114	0,82
		1972						С 70	1-113, 114- 269	58,77
								АС 400/51	269-314	9,40
37	ВЛ 220 кВ Маяк-Елецкая 220	1985	19,51	III/III/II/40-60	АС 400/51	1-22	3,72	2хС 70	портал-21	3,52
		1984						С 70	89-портал	0,60
38	ВЛ 220 кВ Елецкая-Маяк	1984	23,20	III/III/II/40-60	АС 400/51	1-91	19,73	2хС 70	91-портал	3,47
		1985						С 70	4-13, 87-91	2,43
39	ВЛ 220 кВ Елецкая-Тербуны	1992	76,19	III/II/II/40-60	АС 300/39	1-152	36,51	С 70	портал-2	0,27
		1996						2хС 70	2-152	36,25
								С 70	152-341	39,65
40	ВЛ-220 кВ Дон-КС 29	1984	41,77	III/II/II/40-60	АС 300/39	1-5	0,56			
		1981						С 70	1-4, 176- 186	2,33
								ОКГТ	1-176	41,77
41	ВЛ 220 кВ Елецкая-КС-29 № 1	1985	33,60	III/II/II/40-60	АС 400/51	1-164	33,60	ОКГТ	1-164	33,61
								С 70	3-14, 135- 161, 164- портал	6,52
42	ВЛ 220 кВ Елецкая-КС-29 № 2	1986	33,56	III/II/II/40-60	АС 400/51	1-163	33,56	С 70	портал-4, 15-136, 162-163	27,01
								2хС 70	4-15, 136- 162, 163- портал	6,55
43	ВЛ 220 кВ Елецкая-КС-29 №3	1989	33,32	III/III/II/40-60	АС 400/51	1-146	33,32	С 70	портал- 4,у15-145, 145-портал	31,26
								2хС 70	4-15	2,06
44	ВЛ 220 кВ Липецкая-Мичуринская I цепь	1965	10,27	III/II/II/40	АС 400/51	1-38	10,27	ОКГТ	1-11	4,00
45	ВЛ 220 кВ Липецкая-Мичуринская II цепь	1975	10,27	III/II/II/40	АС 400/51	1-38	10,27		1-11	
								1хС 70	11-38	6,27
46	ВЛ 220 кВ Липецкая-Котовская	1975	20,10	III/II/II/40	АС 400/51	1-9	2,40	С 70	1-11	2,70
					АС 300/39	9-86	17,70	ОКГТ	1-86	20,10
47	ВЛ 220 кВ Новая – ГПП-15-2 Левая		4,6		АСКС240/32		4,6			
48	ВЛ 220 кВ Новая – ГПП-15-2 Правая		4,6		АСКС240/32		4,6			

Примечание: ВЛ с выделенными годами ввода имеют срок эксплуатации больше нормативного.

Приложение 3
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

ПС 110 кВ, находящиеся на балансе ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

№ п/п	Наименование	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Тех. состояние	Трансформаторы:					Схема РУ высшего напряжения
					№	тип	мощность, МВА	год ввода	техническое состояние	
ПС 110 кВ Липецкого участка										
1	Аксай	110/35/10	1984	уд.	T1	ТДТН	10	1984	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1986	удовл.	
2	Бугор	110/35/6	2012	хор.	T1	ТДТН	63	2011	хор.	110-5Н
		110/35/6			T2	ТДТН	63	2012	хор.	
3	Вербилково	110/35/6	1978	уд.	T1	ТДТН	10	1974	удовл. (учащенный контроль)	110-4Н
		110/35/6			T2	ТМТН	6,3	1990	хор.	
4	В. Матренка	110/35/6	1977	уд.	T1	ТМТН	6,3	1977	удовл.	110-4Н
		110/35/6			T2	ТМТН	6,3	1981	удовл.	
5	Гидрооборудование	110/10/6	1976	уд.	T1	ТРДН(С)	25	1976	хор.	110-12
		110/10/6			T2	ТРДН(С)	25	1976	удовл.	
		110/35/6			T3	ТДТНГ	31,5	1999	хор.	
6	ГПП-2	110/6	1986	уд.	T1	ТРДН	63	1986	удовл. (учащенный контроль)	Нетип.
		110/6			T2	ТРДН	63	1986	хор.	
7	Двуречки	110/10	1979	уд.	T1	ТМН	6,3	1979	удовл.	Нетип.
					T2					
8	Добринка	110/35/10	1976	уд.	T1	ТДТН	16	1980	хор.	110-5АН
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1986	удовл.	
9	Доброе	110/35/10	1983	уд.	T1	ТДТН	16	1985	хор.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1983	удовл.	
10	Казинка	110/35/10	1979	уд.	T1	ТДТН	16	1979	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1981	удовл.	
11	КЩ	110/6	1987	уд.	T1	ТДН	10	1987	хор.	110-4Н
		110/6			T2	ТДН	16	2011	хор.	
12	ЛПН	110/6	1987	уд.	T1	ТМН	6,3	1987	хор.	Нетип.
		110/6			T2	ТДН	10	1987	хор.	
13	Никольская	110/35/10	1976	уд.	T1	ТМТН	6,3	1976	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТМТН	6,3	1985	удовл.	
14	Новая Деревня	110/35/10	1973	уд.	T1	ТДТН	10	1988	хор.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	2016	хор.	
15	Октябрьская	110/10	1997	хор.	T1	ТРДН	40	1997	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТРДН	40	2007	хор.	
16	Привокзальная	110/6	2017	хор.	T1	ТДН	40	2016	хор.	110-4Н
		110/6			T2	ТДН	40	2017	хор.	
17	Ситовка	110/6	1983	уд.	T1	ТДН	10	1983	хор.	110-12
		110/6			T2	ТДН	10	1983	хор.	
18	Тепличная	110/6	1980	уд.	T1	СГЕ	15	1980	удовл.	Нетип.
		110/6			T2	СГЕ	15	1983	удовл.	
19	Усмань	110/35/10	1954	уд.	T1	ТДТН	16	1993	хор.	110-9
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1975	удовл.	
20	Хворостянка	110/35/10	1976	уд.	T1	ТДТН	10	1978	хор.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1976	хор.	
21	Хлевное	110/35/10	1981	уд.	T1	ТДТН	16	1981	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1982	удовл.	
22	Цементная	110/35/6	1963	уд.	T1	ТДТН	40	2012	хор.	Нетип.

№ п/п	Наименование	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Тех. состояние	Трансформаторы:					Схема РУ высшего напряжения
					№	тип	мощность, МВА	год ввода	техническое состояние	
23	Юго-Западная	110/6	1982	уд.	T2	ТРДН	32	1973	удовл.	110-12
		110/35/6			T3	ТДТН	63	2011	хор.	
		110/10/6			T1	ТДТН	40	1996	хор.	
		110/10/6			T2	ТДТН	40	2004	хор.	
		110/10/6			T3	ТДТН	40	2017	хор.	
24	Южная	110/10/6	1978	хор.	T1	ТДТН	40	1994	хор.	110-4Н
		110/10/6			T2	ТДТН	40	1992	удовл.	
25	Манежная	110/10	2010	хор.	T1	ТРДН	40	2011	хор.	110-5АН
		110/10			T2	ТРДН	40	2010	хор.	
26	Университетская	110/10	2009	хор.	T1	ТРДН	40	2011	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТРДН	40	2009	хор.	
27	Грубная 2	110/6	1991	уд.	T1	ТРДН(С)	25	1991	хор.	110-4Н
		110/6			T2	ТРДН(С)	25	1991	хор.	

ПС 110 кВ Елецкого участка

1	Агрегатная	110/6	1977	уд.	T1	ТДН	16	1982	удовл.	110-4Н
		110/6			T2	ТДН	16	1977	удовл.	
2	Волово	110/35/10	1993	хор.	T1	ТДТН	10	1993	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1995	удовл.	
3	Гороховская	110/35/10	1974	уд.	T1	ТДТН	16	1974	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1977	удовл.	
4	Долгоруково	110/35/10	1970	уд.	T1	ТМГ	6,3	1970	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1975	удовл.	
5	Донская	110/35/10	1966	уд.	T1	ТДТН	10	1967	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1966	неудовл.	
6	Западная	110/6	1998	хор.	T1	ТРДН	40	1999	удовл.	110-5АН
		110/6			T2	ТРДН	40	1992	удовл.	
7	Измалково	110/35/10	1980	уд.	T1	ТДТН	10	1980	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1983	удовл.	
8	Кашары	110/10	1972	хор.	T1	ТМН	10	1990	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	6,3	1986	удовл.	
9	Лукошкино	110/10	1991	уд.	T1	ТМН	2,5	1982	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	2008	удовл.	
10	Набережное	110/35/10	1973	уд.	T1	ТМГ	6,3	1973	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1983	удовл.	
11	Табак	110/6	1981	уд.	T1	ТДН	16	1981	удовл.	Нетип.
		110/6			T2	ТДН	16	2011	хор.	
12	Тербуны	110/35/10	1973	уд.	T1	ТДТН	10	1972	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1980	удовл.	
13	Тербунский гончар	110/10	2008	хор.	T1	ТДН	25	2008	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТДН	25	2011	хор.	
14	Елецпром*	110/10	2017	хор.	T1	МТМ	25	2017	хор.	110-3Н

ПС 110 кВ Лебедянского участка

1	Лебедянь	110/35/10	1964	неуд.	T1	ТДТН	16	1968	удовл.	110-12
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1970	удовл.	
2	Лев Толстой	110/35/10	1964	уд.	T1	ТДТН	10	1972	удовл. (учащенный контроль)	110-3Н
3	Чаплыгин Новая	110/35/10	1996	хор.	T1	ТДТН	16	2006	хор.	110-12
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1996	хор.	
4	Россия	110/35/10	1981	уд.	T1	ТДТН	16	1981	хор.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1989	хор.	
5	Компрессорная	110/35/10	1981	уд.	T1	ТДТН	16	1981	хор.	110-12
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1982	удовл.	
6	Березовка	110/35/10	1983	уд.	T1	ТДТН	16	1983	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1994	удовл.	
7	Ниша	110/35/10	1986	уд.	T1	ТДТН	10	1986	хор.	Нетип.
		110/10			T2	ТДН	10	2003	хор.	
8	Астапово	110/35/10	1986	уд.	T1	ТДТН	16	1986	хор.	110-12

№ п/п	Наименование	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Тех. состояние	Трансформаторы:					Схема РУ высшего напряжения
					№	тип	мощность, МВА	год ввода	техническое состояние	
9	Химическая	110/35/10	1986	уд.	T2	ТДТН	16	1991	хор.	110-12
		110/35/10			T1	ТДТН	16	1986	удовл.	
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1986	удовл.	
10	Ольховец	110/10	1978	уд.	T1	ТМН	2,5	1978	удовл.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	1982	хор.	
11	Куймань	110/10	1979	уд.	T1	ТМН	2,5	1979	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	1980	хор.	
12	Лутошкино	110/10	1983	уд.	T1	ТМН	2,5	1983	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	1983	хор.	
13	Круглое	110/10	1989	уд.	T1	ТМН	6,3	2008	хор.	Нетип.
		110/10			T2	ТМН	2,5	1991	хор.	
14	Троекурово	110/35/10	1994	хор.	T1	ТДТН	10	1998	хор.	110-5АН
		110/35/10			T2	ТМТН	6,3	1998	хор.	
15	Рождество	110/10	2016	хор.	T1	ТДТН	25	2016	хор.	110-4Н

*) – ММПС 110 кВ (передвижная подстанция).

**) – Цветом выделены подстанции, срок службы которых превышает нормативный.

Приложение 4
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК-Центра» – «Липецкэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ВЛ 110 кВ Липецкого участка																	
1	ВЛ 110 кВ 2А Левая, ВЛ 110 кВ 2А Правая	ВЛ 110 кВ Северная – Гидрооборудование Левая, ВЛ 110 кВ Северная – Гидрооборудование Правая		23,10	46,20		23		86		109	22		2985	23,1		Неуд.
1.1	уч-к № 1-108 лев. цепь		1977	23,10	23,10	АС-185	22	У110-2; У110-1	86	ПБ110-4	108	22	ПС-12А, ЛК- 70/110, ПС-120	2985		С-50	
1.2	уч-к № 1-108 прав. цепь		1980	23,10	23,10	АС-185	1	У110-1	–	–	1	–	–	–		С-50	
2	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая	ВЛ 110 кВ Новая- Правобережная с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Новая- Правобережная с отпайками Правая		18,68	37,36		66		34		100	36		5138	18,68		Неуд.
2.1	уч-к ГПП-4-Бугор № 1-16		1978	2,70	5,40	АС-185	4	У110-2	12	ПБ110-8	16	4	ПС-12А	910	2,7	С-50	
2.2	№ 16-56		1961	10,500	21,000	АС-185	41	ПАБ-8; УТЛБ-8	–	–	41	9	ПМ-4,5 ПС-70	1450	10,500	С-50	
2.3	уч-к № 56-67		1982	1,43	2,86	АС-185	1	У110-2	10	УБ110-2;	11	3	ПС-120	482	1,43	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
										ПБ110-8							
2.4	уч-к № 67-83		1991	2,50	5,00	АС-185	7	У110-2	9	ПБ110-8	16	7	ПС-70	1104	2,5	С-50	
2.5	уч-к № 83-88		1966	0,20	0,40	АС-185	6	УТЛБ-8; У110-2	-	-	6	6	ПМ-4,5	192	0,2	С-50	
2.6	уч. к ПС Правобережная		1966	1,20	2,40	АС-240	5	У2М; УПМ110-1А	3	ПБ110-4	8	5	ПС-4,5	760	1,2	ТК-50	
2.7	отп. к ПС Октябрьская		1997	0,15	0,30	АС-185	2	У110-2; УС110-8	-	-	2	2	ПС-70	240	0,15	ТК-50	
3	ВЛ 110 кВ Верхняя Матренка	ВЛ 110 кВ Усмань – Верхняя Матренка		46,300	46,300		27		235		262	42		7424	46,534		Удовл.
3.1	уч-к № 1-21		1985	3,60	3,60	АС-120	2	У110-1	19	ПБ110-5; УБ110-7	21	6	ПС-70Д	714	3,6	С-50	
3.2	уч-к № 21-263		1978	42,40	42,40	АС-120	25	У110-1; У110-3н; У110-1-14; У110-2-5	215	ПБ110-5; УБ110-7; УБ110-1; ПУСБ110-1	240	36	ПСГ-6А	6620	42,4	С-50	
3.3	отп. к ПС Никольская		1985	0,300	0,300	АС-95	-	-	1	ПБ110-5	1	-	ПС-70Д	90	0,534	С-50	
4	ВЛ 110 кВ Вербилово Левая, ВЛ 110 кВ Вербилово Правая	ВЛ 110 кВ Правобережная – Вербилово с отп. на ПС Хлевное Левая, ВЛ 110 кВ Правобережная – Вербилово с отп. на ПС Хлевное Правая		58,95	117,9		63		248		311	49		16659	58,7		Удовл.
4.1	уч-к № 1-2		1994	0,10	0,20	АС-185	2	У110-2	-	-	2	2	ПС-6Б	116	0,1	С-50	
4.2	уч-к № 2-175		1977	32,40	64,80	АС-185	47	У110-2; П110-6; УС110-8	130	ПБ110-8	177	43	ПС-120	9340	32,4	С-50	
4.3	уч-к Вербилово-Хлевное № 1-131		1981	26,20	52,40	АС-95	14	У110-4; У110-2	118	УБ110-2; ПБ110-2;	132	4	ПС-6Б	7203	26,2	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
										ПБ110-8; ПБ110-10							
4.4		отп. к ПС Вебилово	1977	0,250	0,500	АС-185	1	У110-2									
5	ВЛ 110 кВ Двуречки Левая, ВЛ 110 кВ Двуречки Правая	ВЛ 110 кВ Северная – Двуречки с отп. на ПС Казинка Левая, ВЛ 110 кВ Северная – Двуречки с отп. на ПС Казинка Правая		23,31	46,62		28		100		129	38		7644	23,310		Неуд.
5.1		уч-к № 1-74	1979	14,13	28,26	АЖ-120	13	У110-2; У110-4; УС110-8	64	ПБ110-2	77	19	ПФ-70Г ПС-70	4344	14,13	ТК-50	
5.2		отп. к ПС Казинка	1979	7,53	15,06	АЖ-120	11	У110-2; У110-4; УС110-2; УС110-8	26	ПБ110-2	37	11	ПС-70 ПФ-70Г	2214	7,53	ТК-50	
5.3		перемычка к ВЛ-110кВ Усмань № 1-13	1996	1,65	3,30	АС-120	3	У110-2	10	ПБ110-8; УБ110-2; ПЖ	14	7	ПС-120 ПС-70	1050	1,65	С-50	
6	ВЛ 110 кВ Добринка-1	ВЛ 110 кВ Добринка – Верхняя Матренка	1978	28,90	28,90	АС-120	20	У110-3; У110-1; У110-2	152	ПБ110-5; ПБ110-2	172	20	ПС6-Б	4939	28,9	С-50	Удовл.
7	ВЛ 110 кВ Добринка-2	ВЛ 110 кВ Хворостянка – Добринка		26,72	26,72		13		142		155	16		4264	26,72		Удовл.
7.1		уч-к № 1-155 (новый)	1994	26,72	26,72	АС-120	13	У110-2; У110-4	142	ПБ110-8	155	16	ПС-120 ПС-70Д	4264	26,72	ТК-50	
8	ВЛ 110 кВ Доброе Левая, ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ Ситовка – Доброе Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка		33,70	67,40		35		130		165	35		4542	33,7		Неуд.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Доброе Правая	- Доброе Правая															
8.1	уч-к № 1-4		1995	0,66	1,31	АС-120	2	У110-2	2	ПБ110-2	4	2	ПСГ-120	42	0,655	С-50	
8.2	уч-к лев. цепь № 4-165		1982	33,05	33,05	АС-120	33	У110-2	128	ПБ110-2	161	33	ПСГ-70	4500	33,045	«-»	
8.3	уч-к прав. цепь № 4-165		1986		33,05	АС-120	-	-	-	-	-	-	-	-		«-»	
9	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая	ВЛ 110 кВ Новая-Правобережная с отп. на ПС Южная Левая, ВЛ 110 кВ Новая-Правобережная с отп. на ПС Южная Правая		20,975	40,785		58			39				6334	19,46		Неуд.
9.1	уч-к № 1-16		1978	2,80	5,60	АС-185	4	У110-2	12	ПБ110-4	16	4	ПС-12А	910	2,8	С-50	
9.2	уч-к № 16-43		1961	7,30	14,60	АС-185	27	П110-2	-	-	27	5	ПС-70 П-4,5	1502	7,3	«-»	
9.3	уч-к № 43-57		1966	2,90	5,80	АС-185	6	У-2М; УШЛБ-61	8	ПБ110-2; ПБ-28	14	6	ПС-70	816	2,9	«-»	
9.4	отп. к ПС Южная № 1-24		1976	3,90	7,80	АС-185	12	ПП-2; У110-3; У110-4; П110-6	12	ПБ110-4	24	11	ПС-12А	1902	3,9	«-»	
9.5	отп. к ПС Южная № 24-26		1974	0,50	1,00	АС-185	1	У110-2	1	ПБ110-4	2	1	ПФ-6	158	0,5	«-»	
9.6	отп. к ПС Южная № 26-36		1980	2,06	4,12	АС-185	5	У110-2; УС110-8	5	ПБ110-4	10	5	ПС70-Д	944	2	«-»	
9.7	отп. к ПС Бугор: уч-к оп № 1-4 (откл. в норм. реж.)			0,350	0,700	АС-185	3	У110-2; У110-1	1	ПБ110-4	4	3	ПФ-6	102	0,35	«-»	
9.8.	от оп.31 к ПС 110 кВ Манежная КЛ-110 кВ Манежная - лев., прав.		2011	0,625-лев. 0,54-прав	1,165	ПвПу2Г1 *185/95/-64/110											
10	ВЛ 110 кВ ЛТЗ-Левая, ВЛ 110 кВ ЛТЗ	ВЛ 110 кВ Новая-ГПП-2 Левая, ВЛ 110 кВ Новая-	1985	6,46	12,92	АС-400	24	У110-2; У110-8; П110-4	23	ПБ110-4	47	15	ПС-70Е ПС-120Б ПСГ-70Е	5015	6,46	ТК-50	Удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Правая	ГПП-2 Правая															
11	ВЛ 110 кВ ЛТН Левая, ВЛ 110 кВ ЛТН Правая	ВЛ 110 кВ Ситовка – ЛТН с отп. на ПС КПД Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка – ЛТН с отп. на ПС КПД Правая		4,22	8,44		16		13		29	16		3147	4,14		Удовл.
11.1	уч-к № 1-12		1987	1,54	3,08	АС-70	5	У110-4	7	ПБ110-2	12	5	ПС-6Б	702	1,54	С-50	
11.2	отп. на ПС КПД № 1-17		1988	2,48	4,96	АС-95	11	У110-4; УС110-8	6	ПБ110-6	17	11	ПС70-Д	2445	2,6	«-»	
11.3	переход а/д № 11-12		1988	0,20	0,40	АС-120	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
12	ВЛ 110 кВ Московская Левая, ВЛ 110 кВ Московская Правая	ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Левая, ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Правая		9,70	19,40		23		39		62	22		4097	9,7	С-50	Удовл.
12.1	уч-к № 1-14		1982	2,30	4,60	АС-185	6	У-2	8	ПБ110-4	14	6	П-4,5	720	2,3	С-50	
12.2	уч-к № 14-17		1982	0,55	1,10	АС-185	–	–	3	ПБ110-8	3	–	ПСТ-12	126	0,55	«-»	
12.3	уч-к № 17-62		1993	6,85	13,70	АС-185	17	У110-2; П110-6В	28	ПБ110-8	45	16	ПС-120	3251	6,85	«-»	
13	ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая	ВЛ 110 кВ Юго- Западная – Ситовка с отп. на ПС Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отп. на ПС Привокзальная Правая		15,82	31,64		38		59		97	31		6264	15,82	С-50	Удовл.
13.1	уч-к № 1-21		1988	2,80	5,60	АС-185	3	У110-2	17	ПБ110-8; УБ110-2	20	6	ПС-120	1260	2,8	С-50	
13.2	уч-к № 21-30		1995	1,15	2,30	АС-185	9	У-2; П110-	1	УБ-110-2	10	7	ПС-120	884	1,15	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
								2									
13.3	уч-к № 30-58		1995	5,35	10,70	АС-185	5	У110-2; П110-2	23	ПБ110-8	28	6	ПС-120	1740	5,35	С-50	
13.4	уч-к № 58-69		1962	2,39	4,78	АС-185	11	У-2М; П110-2		ПБ110-8	11	2	ПС-70	640	2,39	С-50	
13.5	уч-к № 69-86		1995	2,82	5,64	АС-185	3	У110-2	14	ПБ110-8	17	3	ПС-120	933	2,82	С-50	
13.6	уч-к № 86-89		1982	0,65	1,30	АС-185	2	У110-2	1	ПБ110-8	3	2	ПС-120	266	0,65	С-50	
13.7	отп. к ПС Привокзальная №1-8		1980	0,66	1,32	АС-95 АС-120	5	У110-2	3	ПБ110-4	8	5	ПС-120	541	0,66	С-50	
14	ВЛ 110 кВ Промышленная	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая	1996	3,42	3,42	АС-185	5	У110-2; У110-2-14; У110-2-9	0	–	5	5	ПС-120	390	1,17	ТК-50	Удовл.
15	ВЛ 110 кВ Связь Левая, ВЛ 110 кВ Связь Правая	ВЛ 110 кВ Северная – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ Северная - Металлургическая Правая	1969	2,02	4,04	АСО-300	11	П4М; У90	0	–	11	7	ПС-70Д ПФЕ-11	1022	2,02	СТ-50	Удовл.
16	ВЛ 110 кВ Сухая Лубна	ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отп. на ПС Новая Деревня	1981	6,25	12,50	АС-185/24	9	У110-2	35	ПБ110-6	44	9	ПФ-6Б	2638	6,25	С-50	Удовл.
17	ВЛ 110 кВ Трубная Левая, ВЛ 110 кВ Трубная Правая	ВЛ 110 кВ Ситовка – Трубная-2 с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка - Трубная-2 с отпайками Правая		12,03	24,05		31		28		58	22		3768	10,73		Удовл.
17.1	уч-к № 1-18		1982	3,27	6,54	АС-185	5	У110-2	13	ПБ110-2	17	4	ПС-120 ПС-70	1011	3,27	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
17.2	уч-к № 18-34		1995	2,92	5,84	АС-120	3	У110-2; П110-2	13	ПБ110-2	16	3	ПС-120 ПС-70	1005	2,92	«-»	
17.3	уч-к № 34-52		1982	4,27	8,53	АС-120	19	У110-2; П110-2	-	-	19	9	ПС-120 ПС-70	1452	4,267	«-»	
17.4	уч-к № 52-54		1991	0,05	0,10	АС-185	2	У110-2	-	-	2	2	ПС-120	100	0,05	«-»	
17.5	отп. к ПС Тепличная № 1-4		1980	0,22	0,44	АС-95	2	У110-2	2	П110-2	4	4	ПС-120	200	0,22	ТК-50	
17.6	отп. к ПС Трубная-1 № 1-9 (Т.О. Труб. заводу)		1991	1,30	2,60	АС-95	9	У110-2; П110-2	-	-	9	7	П-4,5	550	1,3	С-50	
18	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 Левая, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 Правая	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Правая		3,62	7,24		15		3		18	15		2472	3,62		Удовл.
18.1	уч-к № 1-7		1978	1,80	3,60	АС-185	4	П110-2; У110-2	3	ПБ110-8	7	4	ПСГ-12А	912	1,8	С-50	
18.2	уч-к № 7-18		1986	1,82	3,64	АС-185	11	У110-2	-	-	11	11	ПСГ-70Д	1560	1,82	«-»	
19	ВЛ 110 кВ Усмани Левая, ВЛ 110 кВ Усмани Правая	ВЛ 110 кВ Гидрооборудование - Усмани с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Гидрооборудование - Усмани с отпайками Правая		84,66	131,72		36		463		499	56		21933	84,66		Удовл.
19.1	уч-к № 1-92 прав. цепь		1977	18,70	18,70	АС-95	12	У110-1; У110-3	82	ПБ110-1; УБ-110-1	94	14	ПС-12А ПМ-4,5	2211	18,7	ТК-35, ПС-50	
19.2	уч-к № 1-95 лев. цепь		1984	18,90	18,90	АС-120	6	У110-1; У110-2	91	ПБ110-5; УБ110-7	97	13	ПС-70Д	3136	18,9	С-50	
19.3	уч-к № 95-181 прав. цепь		1984	13,00	26,00	АС-120	3	У110-2	83	ПБ110-8; УБ110-2	86	5	ПС-70Д	4496	13	«-»	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
19.4	уч-к № 181-325		1985	23,32	46,64	АС-120	4	У110-2	140	ПБ110-8; УБ110-2	144	12	ПС-6В ПСД-6А	504	23,32	ТК-50	
19.5	уч-к № 325-369		1978	5,10	10,20	АС-120	4	У110-4	40	ПБ110-8	44	5	ПС-70Д	7372	5,1	ПС-50	
19.6	отп. на ПС Аксай № 1-8		1978	1,34	2,68	АС-120	1	У110-2	7	ПБ110-7	8	1	ПС-70Д	2480	1,34	ТК-50	
19.7	отп. на ПС Никольская № 1-17		1984	3,20	6,4	АС-95	3	У110-2	14	ПБ110-4	17	3	ПФ-70	886	3,2	ТК-50	
19.8	Перемычка к ВЛ Двуречки уч-к № 13-22		1996	1,10	2,20	АС-120	3	У110-2	6	ПБ110-8	9	3	ПС-70	848	1,1	ТК-50	
20	ВЛ 110 кВ Хворостянка	ВЛ 110 кВ Гидрооборудование – Хворостянка		30,86	61,72		17		154		171	28		10072	61,72		Удовл.
20.1	уч-к № 1-90 (левая цепь)		1992	16,03	16,03	АС-120	15	У110-4; У110-2; П150	75	УБ110-2; ПБ110-8	90	20	ЛК-70, ПС-70Д	2836	16,03	ТК-50	
20.2	уч-к № 90-157 (левая цепь)		1992	12,55	12,55	АС-150	0	У110-2	67	УБ110-4; ПБ110-8	67	5	ЛК-70, ПС-70Д	1768	12,546	«-»	
20.3	уч-к № 157-168 (левая цепь)		1992	1,83	1,83	АС-120	-	-	11	УБ110-2	11	1	ЛК-70, ПС-70Д	296	1,834	«-»	
20.4	уч-к № 168-171 (лев.)		1992	0,45	0,45	АС-150	2	У110-2; УС110-8	1	ПБ110-8	3	2	ЛК-70, ПС-70Д	136	0,45	«-»	
20.5	уч-к № 1-29; № 37-171 (прав.)		1993	0,00	29,46	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д	4807	29,46	«-»	
20.6	уч-к № 29-37 (правая цепь)		1993	0,00	1,40	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д	229	1,4	«-»	
21	ВЛ 110 кВ Цементная Левая, ВЛ 110 кВ Цементная Правая	ВЛ 110 кВ Ситовка – Сокол с отп. на ПС Цементная Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка – Сокол с отп. на ПС Цементная Правая		19,95	39,90		45		51		96	34		4680	3,32		Удовл.
21.1	уч-к № 1-5		1982	0,92	1,84	АС-185	1	У110-2;	4	ПБ110-4	5	1	ПС-12А	1044	0,92	ТК-50	
21.2	уч-к № 5-67		1982; [штриховка]	13,40	26,80	АС-185	28	У110-2;	34	ПБ110-4	62	17	ПС-12А; ПСГ-70	1045	13,4	ТК-50	
21.3	уч-к № 67-78		[штриховка] 1980	2,30	4,60	АС-185	4	У110-2; П110-2	7	-	11	4	ПС-70	4644	2,3	«-»	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
21.4	уч-к № 78-95		1980; 1989	3,23	6,46	АС-185	11	У110-2	6	ПБ110-4	17	11	ПФ-70 ПС-70	570;46 44	0,92	«-»	
21.5	отп. на ПС Цементная		1967	0,10	0,20	АС-185	1	У110-2	-	-	1	1	ПС-70	36	0,1	«-»	
22	ВЛ 110 кВ Центролит Левая, ВЛ 110 кВ Центролит Правая	ВЛ 110 кВ Правобережная – Центролит с отп. на ПС Университетская Левая, ВЛ 110 кВ Правобережная – Центролит с отп. на ПС Университетская Правая		10,93	21,76		48		20		68	25		5345	10,914		Удовл.
22.1	уч-к № 1-29		1974	6,00	12,00	АС-185	29	ЦУ-6; П4М-1; У2	-	-	29	5	ПС6-А ПСГ-70	2000	6	ТК-50	
22.2	уч-к № 29-38		1967	0,90	1,80	АС-185	5	ЦУ-6; П4М-1; У2	4	ПБ-30	9	5	ПС-120	683	0,9	«-»	
22.3	отп. к ПС Университетская № 1-30		2009	4,034	7,956	АС-185	14	УС110-2+5; У110-2; У110-2п,	16	ПБ110-8; ПЖ	30	15	ПС-120, ПС-70Е, ЛК70/110	2662	4,014	ТК-9,1	
23	ВЛ 110 кВ Чугун Левая, ВЛ 110 кВ Чугун Правая	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая		10,22	20,44		24		25		49	22		4233	10,22		Удовл.
23.1	уч-к № 1-5		1978	0,40	0,80	АС-185	6	У110-2; П110-2	-	-	6	4	ПС-160	415	0,4	С-50	
23.2	уч-к № 5-44		1980	9,50	19,00	АС-185	14	У110-2;	25	ПБ110-4	39	14	ПС-70	3270	9,5	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
								П110-2					ПФ-70				
23.3	уч-к № 44-48		1989	0,32	0,64	АС-185	4	У110-2	-	-	4	4	ПС-120 ПСТ-70	548	0,4	ПС-50	
Итого по ВЛ-110кВ				500,79	857,38			675	2079	2754	600		131 858	510			
ВЛ 110 кВ Лебедянского участка																	
1	ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая	ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедянь с отп.		66,40	66,95		26		347		373	39		11211	66,6		Неуд.
1.1	уч-к № 202 -372		1974	27,2	27,2	АС-150/24	19	У2-М-2; У-2; У-4М; У-110-2; У4М+10; У2М+10; УС2-110-3; У2+10; У4+3,8; П4М.	154	ПБ30-1;	173	19	ПС-70Е	5161	27,2	ТК-50	
1.2	уч-к № 1-202. Опоры № 1-2 относятся к ВЛ Сухая лубна		1987	39,2	39,4	АС-150/24	7	У-4М; УС-110-3; У-110-1+9; У-110-1; У110-2.	193	ПБ30-1; УБ-110-7; УБ-110-9.	200	20	ПС-70Е	6050	39,4	ТК-50	
1.3	отп. к ПС Куймань от № 246 (оп. 1-3) относятся к ВЛ-110 кВ Лебедянь правая		1979	0	0,35	АС-150/24							ПС-70Е				
2	ВЛ 110 кВ Лебедянь Правая	ВЛ 110 кВ Дон – Сухая Лубна с отп. на ПС Куймань		16,85	37,55		14		67		81	14		5693	16,85		Неуд.
2.1	уч-к от № 188 до ПС Сухая Лубна		1974	6,70	6,70	АС-150/24	3	У-110-1; У-1-М.	25	ПБ25 - 1	28	3	ЛК 70/110; ПС-70Е	333	6,7	ТК-50	
2.2	уч-к от № 50-187 опоры внесены в		1974	0,00	20,70	АС-			1	ПБ30-1	1		ПС-70Е	3660			

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Лебедянь левая от № 202-372					150/24											
2.3	уч-к от ПС Дон до № 49		1974	9,80	9,80	АС-150/24	9	У110-2т; У110-2+9; У-2; У2-2	40	ПБ 110-2	49	9	ПС-70Е	1494	9,8	ТК-50	
2.4	отп. к ПС Куймань		1979	0,35	0,35	АС-150/19	2	У110-2; У110-2+5	1	ПБ 110-2	3	2	ПС-70Е	206	0,35	ТК-50	Удовл.
3	ВЛ 110 кВ Сухая Лубна	ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отп. на ПС Новая Деревня		45,8	45,8		21		210		231	17		6252	45,80		Удовл.
3.1	уч-к от № 203 до ПС Сухая Лубна		1976	6,50	6,50	АС-120/19	4	У 1-М	25	ПБ 25-1	29	4	ПС-70Е	904	6,5	ТК-50	Удовл.
3.2	уч-к от ПС Правобережная до №202		1974	39,30	39,30	АС-185/24	17	У-4М; ЦУ-2+10; У 110-2; П 4М	185	ПБ 30-1	202	13	ПС-70Е	5348	39,30	ТК-50	Удовл.
3.3	отп. К ПС Н. Деревня (№ 1-42) на балансе Липецкого участка		1981			АЖ-120											
4	ВЛ 110 кВ Заход Левая, ВЛ 110 кВ Заход Правая	ВЛ 110 кВ Дон – Лебедянь Левая, ВЛ 110 кВ Дон – Лебедянь Правая		11,90	23,80		15		41		56	15		4248	11,8		Удовл.
4.1	уч-к от ПС Дон до ПС Лебедянь (Заход левая)		1983	11,90	11,90	АС-120-5,2км; АС-150-6,7км	15	У 110-2; У 110-4; У 110-2+9	41	ПБ 110-8	56	15	ПС-70Е	2124	11,8	С-50; ТК-50	Удовл.
4.2	уч-к от ПС Дон до ПС Лебедянь (Заход правая) опоры относятся к ВЛ Заход левая		1983	0,00	11,90	АС-120-5,2км; АС-150-							ПС-70Е	2124			Удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
						6,7км											
5	ВЛ 110 кВ Машзавод Левая, ВЛ 110 кВ Машзавод Правая	ВЛ 110 кВ Дон – Машзавод с отп. на ПС Нива Левая, ВЛ 110 кВ Дон – Машзавод с отп. на ПС Нива Правая		9,44	18,88		14		34		48	14		4300	9,40		Удовл.
5.1	уч-к № 12-25.		1986	2,34	4,68	АС-120/19	3	У110-2+9; У110-2.	9	ПБ110-8.	12	3	ПС70-Д; ПС6А.	884	2,34	ТК-50	Удовл.
5.2	отп. от № 25 до ПС Нива.		1986	4,96	9,92	АС-120/19	7	У110-2; У110-2+5	17	ПБ110-8.	24	7	ПС70-Д; ПС6А.	2468	4,96	С-50	Удовл.
5.3	уч-к от ПС Дон до № 12.		1986	2,10	4,21	АС-120/19	4	У110-2; У110-2+5	8	ПБ110-8.	12	4	ПС70-Д; ПС6А.	948	2,10	ТК-50	Удовл.
	уч-к на ПС Машзавод		1986	0,04	0,08	АС-120/19											
6	ВЛ 110 кВ Химическая-1	ВЛ 110 кВ Лебедянь – Химическая	1979	28,90	28,90	АС-185/24	10	УА-110-2; У-110-1; У-110-1+5; У-220-1.	155	ПБ110-3; УБ110-4; УБ110-1.	165	19	ЛК-70; ПС-70Д	1491	28,9	ТК-50	Удовл.
7	ВЛ 110 кВ Данков	ВЛ 110 кВ Химическая – Данковская ТЭЦ	1979	1,89	4,80	АС-150/19	3	У 110-1	6	ПБ 110-1	9	3	ПМ-4,5	1248	1,93	ТК-50	Удовл.
	уч-к от ПС Химическая до ПС ТЭЦ (опоры от № 1 до № 14 внесены в ВЛ 110 кВ Заводская левая) (опора № 24 внесена в ВЛ 110 кВ ТЭЦ Долomitная)																
8	ВЛ 110 кВ ТЭЦ – Долomitная	ВЛ 110 кВ Химическая – Данковская ТЭЦ с отп. на ПС		1,60	6,00		4,00		5,00		9,00	4,00		1185,00	1,60		Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		Доломитная															
8.1	уч-к от № 20 до ПС ТЭЦ		1986	1,60	1,60	АС-150/19	4	У 110-1	5	ПБ 110-1	9	4	ПФ-70В	465	1,6	ТК-50	Хор.
8.2	уч-к от ПС Химическая до № 20 (опоры № 1-20 внесены в ВЛ 110 кВ Доломитная)		1986	0,00	4,40	АС-150/24							ПФ-70В	720		ТК-50	Хор.
9	ВЛ 110 кВ Доломитная	ВЛ 110 кВ Химическая – Доломитная	1986	4,40	4,40	АС-150/19	4	У110-2-2, У110-2+5	16	ПБ 110-2	20	4	ПФ-70В	856	4,4	ТК-50	Хор.
	уч-к от ПС Химическая до № 20																
10	ВЛ 110 кВ Заводская Левая	ВЛ 110 кВ Химическая – Заводская Левая	1984	4,20	4,20	АС-150/19	6	У110-1; У110-2	14	ПБ 110-2; ПБ 110-1	20	6	ПФ-70В	800	4,2	ТК-50	Хор.
11	ВЛ 110 кВ Заводская Правая	ВЛ 110 кВ Химическая – Заводская Правая	1984	4,20	4,20	АС-150/19	5	У110-1	15	ПБ 110-1	20	5	ПФ-70В	781	4,2	ТК-50	Хор.
12	ВЛ 110 кВ Берёзовка	ВЛ 110 кВ Химическая – Берёзовка	1984	52,70	52,70	АС-95/16	23	У110-2, У110-2+5, У110-2+14, У110-2+9, П110-4, П110-1+4	286	ПБ 110-8	309	32	ПС-70Д	9400	52,70	С-50	Хор.
13	ВЛ 110 кВ Золотуха	ВЛ 110 кВ Ольховец – Круглое	1991	6,245	14,00	АС-120/19	4	У110-1	42	УБ110-1+1, ПБ110-1; ПБ110-5.	46	8	ПС-70Д; ЛК-70	1548	6,55	С-50	Хор.
	уч-к от ПС Ольховец до ПС Круглое (оп. от № 1 до № 43 внесены в ВЛ 110 кВ Круглое) (опора № 90 внесена в ВЛ 110 кВ Ольховец)																
14	ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ Круглое –		14,10	14,10		8		76		84	16		1414	14,11		Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Круглое	Химическая															
14.1	уч-к от ПС Химическая до оп. № 43		1989	6,65	6,65	АС-120/19	3	У110-1; У110-2	38	УБ110-1, УБ110-2, УБ110-4, ПБ110-5, ПБ110-6, ПБ110-6-4	41	9	ПС-70Д; ЛК -70	731	6,65	ТК-50	Хор.
14.2	уч-к от оп. № 43 до ПС Круглое		1989	7,46	7,46	АС-120/19	5	У110-2	38	УБ110-1, УБ110-2, УБ110-4, ПБ110-5, ПБ110-6, ПБ110-6-4	43	7	ПС-70Д; ЛК -70	683	7,455	ТК-50	Хор.
15	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Чаплыгин Новая		8,65	9,50		5		44		49	6		1944	8,65		Неуд.
15.1	уч-к от № 13 до № 50		1968	6,89	6,89	АС-150/24	0		36	УБ 110-1; ПБ 110-5	36	1	ПС 70Б, ПС-6Б, ПС 70Д	896	6,89	ТК-50	
15.2	уч-к от № 50 до ПС Компрессорная (опоры относятся к ВЛ-110 кВ «Компрессорная Левая»)		2011		0,85	АС-150/24							ПС-70Е	384		ТК-9,1	
15.3	уч-к от ПС Чаплыгин Новая до № 13		1968	1,77	1,77	АС-150/24	5	У110-2; У110-2+5	8	ПБ110-2	13	5	ПС 70Д	664	1,77	ТК-50	
16	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская		21,60	22,45		9		106		115	13		3152	21,60		Неуд.
16.1	уч-к от № 8 до ПС Первомайская		1968	21,60	21,60	АС-150/24	5	У 110-1; У 1-М	102	УАБм60-1, ПБ-25-1	107	9	ПС-70 Е; ПС-4,5	2856	21,6	ТК-50	
16.2	уч-к от ПС Компрессорная до № 8		2011	0,00	0,85	АС-	4	У110-1	4	ПБ 110-5	8	4	ПС-70 Е;	296		ТК-9,1	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
						150/24							ЛК70/110				
17	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая	ВЛ 110 кВ Лебедянь – Лутошкино с отп. на ПС Россия		50,60	50,60		25		238		263	30		13061	50		Неуд.
17.1	уч-к от ПС Лебедянь до ПС Лутошкино		1981	50,555	50,555	АЖ-120 - 13,3; АС-95/16 - 37,255	25	У110-2, У110-4+5, У110-2+5, У110-2+9, У110-4, УС110-3	238	ПБ110-8, УБ110-4, УБ110-2	263	30	ЛК-70, ПС-70Д, ПФ-70Д	13061	50,45	С-50 ; ТК-50	
17.2	отп. до ПС Россия		1983	0,045	0,045	АС -95 /16											
18	ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	ВЛ 110 кВ Лебедянь – Лутошкино с отп. на ПС Россия, ПС Прито		0,61	50,61		1		3		4	4		282	0,61		Неуд.
18.1	уч-к от ПС Лебедянь до ПС Лутошкино (опоры № 4 - 263 внесены ВЛ 110 кВ Лутошкино левая)		1981	0,61	50,57	АЖ-120	1	У110-1	3	УБ 110-2	4	4	ПС-70Е	282	0,61	ТК-50	
18.2	отп. до ПС Россия		1983	0,00	0,05	АС-95/16											
19	ВЛ 110 кВ Ольховец	ВЛ 110 кВ Дон – Ольховец		7,49	18,30		5		39		44	9		1284	7,49		Неуд.
19.1	уч-к от № 12 до № 20 опоры относятся к ВЛ 110 кВ Лев Толстой		1978	0,00	1,30	АС-120 /19							ЛК -70	18			
19.2	уч-к от № 20 до № 59 опоры относятся к ВЛ 110 кВ Лев Толстой		1978	0,00	7,44	АС-120 /19							ЛК -70 ; ПС-70Д	286			
19.3	уч-к от № 59 до ПС Ольховец		1978	7,49	7,49	АС - 95/16	5	У110-2; У110-1; У110-1+9.	39	УБ 110-1; ПБ 110-8	44	9	ЛК -70 ; ПС-70Д	751	7,49	С-50	
19.4	уч-к от ПС Дон до № 12 опоры относятся к ВЛ 110 кВ Лев Толстой		1978	0,00	2,071	АС-120 /19							ЛК -70 ; ПС-70Д	229			
20	ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ Дон –		8,59	63,10		5		39		44	5		9560	6,54		Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Компрессорная Правая	Компрессорная Правая															
20.1	уч-к от № 265 до № 304		1981	7,75	7,75	АС-120 /19	4	У110-1	34	ПБ110-2	38	4	ПС - 70 Д	1040	5,7	ТК-50	Хор.
20.2	уч-к от ПС Дон до № 265 опоры внесены в ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая		1981	0,00	49,63	АС-120 /19								7428		АС-120 ; ТК-50	Хор.
20.3	уч-к от № 304 до ПС Компрессорная (опоры № 304-№ 333 внесены в ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая)		1981; 2011	0,84	5,72	АС-120 /19	1	У110-1	5	ПБ110-5	6	1	ПС-70Е	1092	0,84	ТК-9,1	Хор.
21	ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая	ВЛ 110 кВ Дон – Компрессорная Левая	1981; 2011	63,10	63,10	АС-120 /19	34	У110-2П, У110-2+14; У110-2; У110-4,	307	ПБ110-8	341	34	ПС-70	9520	63,1	АС-120 ; ТК-50	Хор.
22	Лев Толстой	Дон - Астапово		30,20	30,20		11		165		176	18		5586	30,20		Хор.
22.1	уч-к от № 12 до № 20		1990	1,30	1,30	АС-120 /19	1	У110-4	6	ПБ110-8	7	1	ПС-70	232	1,297	ТК -9,1	Хор.
22.2	уч-к от №169 до ПС Астапово (опора № 177 внесена в ВЛ 110 кВ Чапшыгин)		1990	1,60	1,60	АС-120 /19	3	У110-2	4	ПБ110-8	7	3	ПС-70	832	1,6	С-50	Хор.
22.3	уч-к от № 20 до № 60		1990	7,44	7,44	АС-120 /19	2	У110-2 ; У 110-4	38	ПБ110-8	40	2	ПС-70	1088	7,442	ТК -9,1	Хор.
22.4	уч-к от № 60 до № 169		1990	17,79	17,79	АС-120 /19	2	У110-1	108	УБ110-1; УБ110-3; ПБ110-8	110	9	ПС-70	2922	17,79	ТК -9,1	Хор.
22.5	уч-к от ПС Дон до № 12		1990	2,07	2,07	АС-120 /19	3	У110-4 ; У 110-4+5	9	ПБ110-8	12	3	ПС-70	512	2,071	ТК -9,1	Хор.
23	ВЛ 110 кВ Троекурово	ВЛ 110 кВ Астапово – Троекурово отп. на ПС Лев Толстой		34,93	34,93		18		181		199	28		6216	34,93		
23.1	уч-к от № 17 до ПС Троекурово		1997	30,01	30,01	АС-120 /19	12	У110-1+9; У110-1+5; У110-1; У110-2+5;	159	УБ110-1-1; ПБ110-5;	171	21	ПС-70 Д	5248	30,01	ТК-50	Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры					Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)	
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км		Марка
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
								У110-2П110-5		ПБ110-8.							
23.2	уч-к от ПС Астапово до № 17		1986	2,77	2,77	АС-120/19	5	У110-2	12	ПБ110-8	17	5	ПС-70 Д	664	2,769	ТК-50	Хор.
23.3	отп. к ПС Лев Толстой		1964	2,15	2,15	АС-120/19	1	У110-1	10	УБ110-1-1; ПБ110-5;	11	2	ПС-70 Д	304	2,15	ТК-50	Удовл.
24	ВЛ 110 кВ Чаплыгин	ВЛ 110 кВ Астапово – Чаплыгин Новая		34,944	44,460												
24.1	участок от ПС Астапово до № 151 (опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 110 кВ Лев-Толстой)		1994	26,7	26,7	АС-120/19	19	У110-2+5; У110-1+5; У110-1+9; У110-1.	132	ПБ110-5	151	19	ПС-70 Д	4680	26,7	ТК-50	Хор.
24.2	участок от № 151 до № 191 (по опорам ВЛ-110 кВ "Компрессорная Правая")		1981	0,3	8	АС-120/19							ПС-70 Д	1272	0,3	ТК-50	Хор.
24.3	уч-к от № 190 до ПС Чаплыгин Новая (опоры № 194 до ПС Чаплыгин Новая внесены в ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1)		1994	0,644	2,460	АС-120/19	1	У110-1	2	ПБ110-5	3	1	ПС-70 Д	168	0,64	ТК-50	Хор.
24.4	отп. к ПС Чаплыгин Старая		1964	7,30	7,30		3		28		31				7,30	ТК-50	
25	ВЛ 110 кВ Заря Левая, ВЛ 110 кВ Заря Правая	ВЛ 110 кВ Компрессорная – ОЭЗ Чаплыгинская Левая, ВЛ 110 кВ Компрессорная – ОЭЗ Чаплыгин Правая		15,381	27,181		18		67		85	18		2630	11,80		Хор.
25.1	уч-к от ПС Компрессорная до ОЭЗ Чаплыгинская (ВЛ 110 кВ Заря Левая)		2011	11,80	11,80	АС 185/29	18	У110-2; У110-2+5; У110-2+9; У110-2+14	67	ПБ110-8; ПБ110-6В	85	18	ПС-120Б (натяжные); ЛК 70/110-В4	1315	11,80	ОКГТ-ц-1-6(G.652)-11.1/68	Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
													(подвесные)				
25.2		уч-к от ПС Компрессорная до ОЭЗ Чаплыгинская (ВЛ 110 кВ Заря Правая) опоры относятся к ВЛ 110 кВ Заря Левая	2011	0,00	11,80	АС 185/29							ПС-120Б (натяжные); ЛК 70/110-В4 (подвесные)	1315			Хор.
Итого по ВЛ-110кВ				542,57	741,38		317		2785		3102	392	114 853		566,62		
ВЛ 110 кВ Елецкого участка																	
1	ВЛ 110 кВ Волово	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 - Волово с отпайкой на ПС Тербунский Гончар	1992	41	41,02		22		213		235	30		6594	41		удовл.
1.1	уч-к по оп. ВЛ 110 кВ Набережная (ПС Тербуны 220 - оп.1, двухцепной уч-к)		1992		0,02	АС-150					0		ПС70-Д	54			
1.2	оп.1 - 234 ПС Волово добавлены 2 мет. оп. переуст. для ПС Гончар		1992	41,00	41,00	АС-120	22	У110-1, У110-1+9, У110-2+5	213	ПБ110-5, УБ110-13, УСБ110-5, УБ110-1-1	235	30	ПС70-Д	6540	41	С-50	
2	ВЛ 110 кВ Гороховская Левая, ВЛ 110 кВ Гороховская Правая	ВЛ 110 кВ Донская – Гороховская с отв. на ПС Кашары Левая, ВЛ 110 кВ Донская – Гороховская с отв. на ПС Кашары Правая		26,10	52,20		20		110		130	20		7440	26,10		удовл.
2.1	ВЛ 110 кВ Гороховская-левая по опорам Гороховская-правая (оп. № 1-130 Донская - Гороховская, двухцеп. уч-к)		1978		26,10	АС-95					0		ПС6-Б ПС 70-Д	3720			

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2.2	ВЛ 110 кВ Гороховская-правая совместный подвес с ВЛ 110кВ Гороховская-левая; (оп. № 1-130 Донская - Гороховская, двухцеп. уч-к)		1970	26,10	26,10	АС-120	20	ЦУ-2, У -2 М	110	ПБ110-2, ПБ-26, ФД1	130	20	ПС6-Б ПС 70-Д	3720	26,1	ТК-50	
3	ВЛ 110 кВ Тербуны Новая, ВЛ 110 кВ Долгоруково	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Тербуны с ответвлением на Долгоруково. ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Хитрово		56,46	112,37		40		280		320	40		17610	56,06		удовл.
3.1	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая - (ПС Елецкая 220 оп. № 1-2, двухцепной уч-к)		1988	0,20	0,20	АС-150	2	У110-2	-		2	2	ПС70-Д	108	0,195	ТК-50	
3.2	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам ВЛ Долгоруково (ПС Елецкая 220 оп. № 1-2, двухцепной уч-к)		1988		0,20	АС-150							ПС70-Д	108			
3.3	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 2-76, двухцепной уч-к)		1983	13,34	13,34	АС-150	16	У110-2, П110-6, У110-2+9, У110-2+5	58	ПБ110-8, УП110-АБ	74	16	ПС70-Д	2256	13,34	С-50	
3.4	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп.2- оп.76, двухцепной уч-к)		1988		13,34	АС-150					0		ПС70-Д	2256			
3.5	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 76-195, двухцепной уч-к)		1983	21,12	21,12	АС-150	10	У110-2, У110-2+14, УС110-8	109	ПБ110-8	119	10	ПС70-Д	3156	21,12	С-50	
3.6	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. № 76-195, двухцепной уч-к)		1988		21,12	АС-150					0		ПС70-Д	3156			
3.7	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп.		1983	2,30	2,30	АС-150	1	УС 110-8	12	ПБ110-2	13	1	ПС70-Д	342	2,3	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	№ 195-208, двухцепной уч-к)																
3.8	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. № 195-208, двухцепной уч-к)		1988		2,30	АС-150					0		ПС70-Д	342			
3.9	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам с ВЛ 110 кВ Тербуны (оп. № 209-314-двухцепной уч-к)		1988		18,90	АС-150					0		ПС70-Д	2760			
3.10	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Тербуны совместный подвес с Тербуны-новая (оп. № 1-107-двухцепной уч-к)		1983	18,90	18,90	АС-150	10	У110-2	97	ПБ110-8	107	10	ПС70-Д	2868	18,5	С-50	
3.11	ВЛ 110 кВ Тербуны (оп. № 106-111)		1992	0,60	0,60	АС-150	1	УС110-8, УС110-1	4	ПБ110-5, ПБ110-2	5	1	ПС70-Д	150	0,602	С-50	
3.12	ВЛ 110 кВ Тербуны по опорам Тербуны-II - (оп. № 111-113 ПС Тербуны 220, двухцепной уч-к)		1992		0,06	АС-150					0		ПС70-Д	108			
4	ВЛ 110 кВ Донская Левая, ВЛ 110 кВ Донская Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Правобережная с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Правобережная с отпайками Правая		73,26	146,52		54		358		412	53		19699	73,26		неуд.
4.1	ВЛ 110 кВ Донская»-левая (ВО), правая (оп. №1-20)		1993	2,85	5,70	АС-185	10	У110-2 У-2	10	ПБ110-8	20	10	ПС-120	1470	2,85	С-50	
4.2	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая (оп. №20-47)		1982	6,20	12,40	АС-185	1	У-110-2	26	ПБ110-8	27	1	ПС-120Д	1292	6,2	С-50	
4.3	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая (оп. №47-227)		1984	33,15	66,30	АС-185	17	П-110-6 У 110-2	163	ПБ-110-8	180	19	ПС-70	8594	33,15	С-50	
4.4	ВЛ 110 кВ Донская»-левая (ВО), правая (оп. №227-347)		1986	23,00	46,00	АС-185	14	УС-8 У 110-2	116	ПБ-110-8	130	14	ПСГ-70	5975	23,5	С-50	
4.5	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая (оп. №347-364)		1969	3,00	6,00	АС-185	6	У110-2	12	ПБ-30	18	2	П-4,5	654	2,5	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4.6	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая (оп. №206-11 - отпайка к ПС Донская)		1967	2,00	4,00	АС-95	2	У110-2	9	ПБ-30	11	2	П-4,5	574	2	С-50	
4.7	ВЛ 110 кВ Лукошкино левая (ВО), правая (оп.273-26 ПС Лукошкино, двухцепной уч-к)		1988	3,06	6,12	АС-70	4	УС110-8, У110-2	22	ПБ110-2, УБ110-2	26	5	ПС6-Б	1140	3,06	ТК-50	
5	ВЛ 110 кВ Заречная Левая, ВЛ 110 кВ Заречная Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елецкая ТЭЦ Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елецкая ТЭЦ Правая		3,50	7,00		12		7		19	8		1630	3,50		удовл.
5.1	ВЛ 110 кВ Заречная» левая (ВО), правая (ПС Елецкая - оп.-1-12, двухцепной уч-к)		1970	1,40	2,80	АС-185	4	ЦУ-2, ЦУ-4	7	ПБ30-2	11	4	ПМ-4,5, ЛС-11	895	1,4	ТК-50	
5.2	ВЛ 110 кВ Заречная» левая (ВО), правая (оп.12-19 ТЭЦ, двухцепной уч-к)		1961	2,10	4,20	АС-185	8	КТЛБ8-1, АЛБ8-1, АБКБ-2, УШ6Б-10		-	8	4	ПМ-4,5, ЛС-11	735	2,1	ТК-50	
6	ВЛ 110 кВ Тяговая Левая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елец тяговая Левая		8,14	8,14		8		35		43	19		1602	7,60		удовл.
6.1	ВЛ 110 кВ Елец тяга-левая (ПС Елецкая 220 оп.1-43 ПС Елец-тяговая)		1990	8,14	8,14	АС-150/24	8	У110-1, У110-1+14, УС110-3, У110-2+14, УС110-8	35	ПБ110-5, УСБ110-25, ПСБ110-1, УБ220-9-1, УБ220-7-1	43	19	ПС70-Д	1602	7,6	ПС-50	
7	ВЛ 110 кВ Тяговая Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елец тяговая Правая		8,36	8,36		9		36		45	20		1680	7,60		удовл.
7.1	ВЛ 110 кВ Елец тяга-правая (оп.45-1 ПС Елец-тяговая)		1990	8,36	8,36	АС-150/24	9	У110-1, У110-1+14,	36	ПБ110-5, УСБ110-25, ПСБ110-1,	45	20	ПС70-Д	1680	7,6	ПС-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
								УС110-3+9, У110-2+14, У110-1+9		УСБ110-23							
8	ВЛ 110 кВ Измалково, ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Измалково		51,50	103,00		31		211		242	37		13836	51,50		удовл.
8.1	ВЛ 110 кВ Измалково- правая по опорам ВЛ Измалково-левая» (оп.1-242 ПС Елецкая 220 - ПС Измалково, двухцепной уч-к)		1985		51,50	АС-120					0		ПФ6-Е, ПС70-Д	6918			
8.2	ВЛ 110 кВ Измалково- левая совместный подвес с ВЛ Измалково-правая» (оп.1-242 ПС Елецкая 220 - ПС Измалково, двухцепной уч-к)		1979	51,50	51,50	АС-120	31	У110-2, У110-4, У110-4+9, У110-2+14, П110-4, ПС220-2У110	211	ПБ110-8	242	37	ПФ6-Е, ПС70-Д	6918	51,5	ТК-50-40,45км АС-120-11,05км	
9	ВЛ 110 кВ Касторное	ВЛ 110 кВ Набережное – Касторное (Курск эн. сист.)		25,62	26,90		16		91		107	16		3276	28,80		Неуд.
9.1	ВЛ 110 кВ Касторная по опорам ВЛ 110 кВ Набережная (ПС Набережная оп.1-7, двухцепной уч-к)		1973		1,28	АС-95					0		ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	228			
9.2	ВЛ 110 кВ Касторная (оп.7 - 114 ПС Касторная)		1973	25,62	25,62	АС-95	16	У1МН, У5МН, У5МН-2	91	ПБ25-1	107	16	ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	3048	28,8	С-50	
10	ВЛ 110 кВ Компрессорная Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – КС-7А		12,00	24,00		29		24		53	18		2872	12,00		удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
10.1	ВЛ 110 кВ Компрессорная»- левая (ВО), правая (ПС Елецкая - оп. 1-40, двухцепной уч-к)		1976	8,90	17,80	АС-185	16	У110-2, П110-4, У110-2+9	24	ПБ28	40	14	ПС6-А, ПС12-А	2218	8,9	ТК-50	
10.2	ВЛ 110 кВ Компрессорная»- левая (ВО), правая (оп. 40 - 53 ПС КС-7А, двухцепной уч-к)		1961	3,10	6,20	АС-185	13	ПЛБ7-1, АЛБ8-1, УТБ8-1, УПЛБ8-1, КТЛБ8-1			13	4	ПМ-4,5, ПС70-Д	654	3,1	ТК-50	
11	ВЛ 110 кВ Набережное	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 – Набережное с отпайкой на ПС 110 кВ Тербунский Гончар		30,05	35,89		26				118	25		4580	31,15		удовл.
11.1	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Набережная совместный подвес с ВЛ 110 кВ Волово (ПС Тербуны 220 - оп.1, двухцепной уч-к)		1992	0,02	0,02	АС-150	1	У110-2		-	1	1	ПС70-Д	54			
11.2	ВЛ 110 Набережная (оп. 2 - оп. 44)		1992	6,84	6,84	АС-120	7	У110-1, У110-2, У110-1+9	36	ПБ110-5, УБ110-13	43	6	ПС70-Д	1214	6,84	С-50	
11.3	ВЛ 110 Набережная (оп. 45 - оп. 117)		1971	18,27	18,27	АС-95	6	У1МН	66	ПБ25-1	72	6	ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	1908	18,27	С-50	
11.4	ВЛ 110 кВ Набережная совместный подвес с ВЛ 110 кВ Касторная (оп.117-123 ПС Набережная, двухцепной уч-к)		1971	1,28	1,28	АС-95	2	У2МН	5	ПБ30-1	7	2	ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	228	1,3	С-50	
11.5	отпайка на ПС Тербунский Гончар		2007	3,64	9,48	АС-150	10	У110-2, У110-2+5, УС110-8, У110-2С+9	11	ПБ110-2	21	10	ПС-120, ЛК110/40-66шт.	1176	4,74	ТК-50	
12	ВЛ 110 кВ Становая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Становая с		29,00	58,00		99				22	35		7500	29,00		неуд.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Левая, ВЛ 110 кВ Становая Правая	отпайкой на Тростное Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Становая Правая															
12.1	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая (ПС Елецкая - оп.1-16, двухцепной уч-к)		1969	3,40	6,80	АС-185	9	У6М, У4М, У4М+10, П27М+3,8, У6М-3, У6М-1	7	ПБ30-2	16	7	ЛС-11, ПС-120, ПС-4,5, ПС-70Д	1104	3,4	ТК-50	неуд.
12.2	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая (оп.16 - оп.36, двухцепной уч-к)		1961	4,00	8,00	АС-185	17	УШ6ПБ8-1, ПЛБ7-1, УТЛБ8-1	3	ПБ110-8	20	8	ПС-120, ПМ-4,5, ПФЕ-4,5, ПС70-Д, ЛС-11	1344	4	ТК-50	неуд.
12.3	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая (оп.36 - оп.65, двухцепной уч-к)		1976	5,60	11,20	АС-150	17	У110-2+9, У110-2, П110-2	12	ПБ-28	29	10	ПФ6-В, ПС6-Б, ПС12-А	1824	5,6	ТК-50	неуд.
12.4	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая (оп.65 - 121 ПС Становая, двухцепной уч-к)		1963	16,00	32,00	АС-150	56	П-2, У110-2+9, У-2, У-6, У110-2П		-	56	10	ПФЕ-4,5, ПС-120, ПС70-Д	3228	16	ТК-50	неуд.
13	ВЛ 110 кВ Табак Левая, ВЛ 110 кВ Табак Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Табак Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Табак Правая		6,50	13,00		20		19		39	18		3000	6,50		удовл.
13.1	ВЛ 110 кВ Табак- левая по опорам		1981		6,50	АС-120					0		ПС6-А	1500			

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Табак- правая (ПС Елецкая220 оп.1-39 ПС Табак, двухцепной уч-к)																
13.2	ВЛ 110 кВ Табак- правая совместный подвес с ВЛ 110 кВ Табак-левая (ПС Елецкая220 оп.1-39 ПС Табак, двухцепной уч-к)		1981	6,50	6,50	АС-120	20	У110-2, У110-4, П110-4	19	ПБ110-2, ПБ110-8	39	18	ПС6-А	1500	6,5	ТК-50	
14	ВЛ 110 кВ Тербуны - 2	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 – Тербуны 110 № 2		0,67	0,67		5		2		7	3		258	0,69		удовл.
14.1	ВЛ 110 кВ Тербуны-II (ПС Тербуны 110 оп.1 - 3)		1971	0,37	0,37	АС-95	3	П1МН, У1МН			3	1	ПФЕ6-Б, ПС-70 Д	102	0,252	С-50	
14.2	ВЛ 110 кВ Тербуны-II (ПС Тербуны 110 оп. 3-5)		1992	0,24	0,24	АС-95		У110-1	2	ПБ25-1	2		ПФЕ6-Б, ПС-70 Д	48	0,378	С-50	
14.3	ВЛ 110 кВ Тербуны-II - Тербуны (оп. 5-7 ПС Тербуны 220- совмест. подвес с ВЛ Тербуны, двухцепной уч-к)		1992	0,06	0,06	АС-150	2	У110-2		-	2	2	ПС70-Д	108	0,057	С-50	
15	ВЛ 110 кВ Тербуны-тяги	ВЛ 110 кВ Тербуны-220 – Тербуны-тяги		3,10	3,10		9		11		20	7		690	3,10		удовл.
15.1	ВЛ 110 кВ Тербуны-тяги совместный подвес с Касторная-тяги-баланс жд (ПС Тербуны 220 оп.1- 20 ПС Тербуны-тяги.)		1993	3,10	3,10	АС-150/24	9	У110-2, У110-4, У110-2+9, У110-2+5, П100-6В	11	ПБ110, ПБ110+8	20	7	ПС70-Д	690	3,1	ТК-50	
16	ВЛ 110 кВ Хитрово – тяга-левая	ВЛ 110 кВ Долгоруково - Хитрово-тягиовая		8,80	8,80		5		46		51	7		1434	8,80		удовл.
16.1	ВЛ 110 кВ Хитрово тяга-левая (оп.75 - 126 ПС Хитрово - тяг.)		1988	8,80	8,80	АС-150	5	У110-1, У110-1+5	46	УБ110-1-10, ПБ110-5	51	7	ПС70-Д	1434	8,8	С-50	
17	ВЛ 110 кВ Хитрово-тяги-правая	ВЛ 110 кВ Долгоруково - Хитрово-тягиовая		8,80	8,80		4		46		50	6		1380	8,80		удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка	
							к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
17.1	ВЛ 110 кВ Хитрово тяга-правая (оп.279 - 329 ПС Хитрово - тяг.)		1988	8,80	8,80	АС-150	4	У110-1, У110-1+5	46	УБ110-1-10, ПБ110-5	50	6	ПС70-Д	1380	8,8	С-50	
18	ВЛ 110 кВ Центральная Левая, ВЛ 110 кВ Центральная Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая ТЭЦ – Западная с отп. на Агрегатную Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая ТЭЦ – Западная с отп. на Агрегатную Правая		9,80	19,60		42		4		46	23		2402	9,74		удовл.
18.1	ВЛ 110 кВ Центральная»- левая (ВО), правая (ТЭЦ - ПС Западная оп. 1-20, двухцепной уч-к)		1963	4,10	8,20	АС-185	20	У110-2, У2, П2, КТЛБ8-1, У6, УС110-8		ПБ110-1	20	13	ПС70- Д, П- 4,5, ПС-4,5	1111	4,1	ТК-50	
18.2	ВЛ 110 кВ Центральная - левая (ВО), правая (оп.20-27, двухцепной уч-к)		1963 1996	1,10	2,20	АС-150	6	У2, П2, УС110-8, У110-2		—	6	3	ПС- 120, П- 4,5, ПС-4,5, ПС-70 Д	204	1,1	ТК-50	
18.3	ВЛ 110 кВ Центральная»- левая (ВО), правая (оп.27 -32 ПС Агрегатная, двухцепной уч-к)		1976	0,85	1,70	АС-95	2	У110-2, У110-8	4	ПБ110-2	6	2	ПС6-Б	279	0,788	ПС-50	
18.4	ВЛ 110 кВ Центральная - левая (ВО), правая (оп.27- оп.41-не действ., двухцепной уч-к)		1963	3,75	7,50	АС-150	14	П2, У6, У110-2		—	14	5	ПФЕ- 4,5, П- 4,5, ПС-4,5, ПС-120	808	3,75	ТК-50	
19	ВЛ 110 кВ Елецкая тяга	ВЛ 110 кВ Тербуны- 220 –		24,90	49,80		18		143		161	20		8928	24,90		удовл.
19.1	ВЛ 110 кВ Хитрово тяга-правая с совместным подвесом Елец тяга-правая		1993	24,90	24,90	АС-150	18	У110-2, У110-4+5,	143	ПБ110-8, УБ10-2	161	20	ПС70- Д	4464	24,9	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)	
				по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина, км	Марка		
							к-во	тип	к-во	тип								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	(ПС Тербуны 220 оп.1-161, двухцепной уч-к)							У110-4, П110-6в, У110-2+9, УС110-8, У110-2-5										
19.2	ВЛ 110 кВ Елец тяга-правая по опорам Хитрово тяга-правая (оп.161-1 ПС Тербуны 220, двухцепной уч-к)		1993		24,90	АС-150					0		ПС70-Д	4464				
20	Ответвление на Елецпром		2017	0,701	0,701	АС-120												
	ИТОГО по ВЛ 110 кВ.			428,3	727,9			469	1776		2245	405	106411		430,1			
	Всего			1497,5	2352,44			1461	6640		8083	1397	353122		1506,7			

*- красным цветом выделены участки ВЛ, находящиеся в эксплуатации больше нормативного срока.

*- по ВЛ 110 кВ, находящимся в эксплуатации больше нормативного срока, для оценки технического состояния требуется проведение дополнительного обследования.

Приложение 5
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

ПС 110 кВ, ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций

Таблица 1

ПС 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций

Собственник	ПС 110 кВ	Мощность трансформаторов, кВА
ООО «Лонгричбизнес»	110/35/10кВ Центролит	Т1 / 20 000
		Т2 / 20 000
ООО «Техноинжиниринг»	110/6 кВ Трубная-1	Т1 / 16 000
		Т2 / 16 000
ООО «Солнечная энергетика»	110/6 кВ Заводская	Т1 / 25 000
		Т2 / 25 000
ОАО «Доломит»	110/6 кВ Доломитная	Т1 / 10 000
		Т2 / 10 000
ООО «Лемаз»	110/10 кВ Машзавод	Т1 / 10 000
		Т2 / 16 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.ЖД.	110/35/27,5 кВ Хитрово-тяговая	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.ЖД.	110/35/27,5 кВ Елец-тяговая	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.ЖД.	110/35/27,5 кВ Тербуны-тяга	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	110/35/6 кВ Становая. ОРУ 35 кВ принадлежит Липецкэнерго	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	110/6 кВ Сухая Лубна	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
ПАО «ФСК-ЕЭС»	110/10 кВ Тростное*	Т / 6 300
ООО «Мострансгаз» (Донское УМГ)	110/6 КС-7А	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
АО «Энергия»	110/6 Крона	Т1 / 25 000
		Т2 / 25 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.ЖД.	110/27,5/10 Урусово**	Т1 / 20 000
		Т2 / 20 000
ООО «Завод Железобетон»	110/10 кВ ГПП-11	Т1/ 16 000
		Т2/ 16 000
ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	110 кВ ГПП-1	Т1/ 63 000
		Т2/ 63 000
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	110/10 кВ ОЭЗ	Т1/ 40 000
		Т2/ 40 000
ОАО «Липецкая кондитерская фабрика «Рошен»	110/10 кВ Рошен***	Т1/ 25 000
		Т2/ 25 000
ООО «Йокохама Р.П.З.»	110/10 кВ Йокохама	Т/10 000
ООО «Тепличный комбинат Елецкие овощи»	110/10 кВ Аграрная	Т1/63 000
		Т2/ 100 000

Собственник	ПС 110 кВ	Мощность трансформаторов, кВА
ООО «БумПак»	110/10 кВ БумПак	T1/ 16 000
		T2/ 16 000
ООО «ТК ЛипецкАгро»	110/10 кВ Тепличная	T1/ 25 000
		T2/ 25 000
		T3/ 50 000

*) ПС 110/10 кВ Тростное является подстанцией собственных нужд для ПС 500 кВ Елецкая

**) ПС 110 кВ Урусово территориально расположена в Липецкой области, но ее электроснабжение осуществляется от Рязанской энергосистемы.

***) ПС 110 кВ Рошен в настоящее время присоединена по временной схеме к шинам 10 кВ ПС 220 кВ Правобережная до перезавода ВЛ 110 кВ на 1 и 2 секции 110 кВ нового ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная.

Таблица 2

ГПП, РП ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат»

№ ГПП, РП	№ тр-ра	Тип тр-ра	S н. тр-ра, МВА	U н.тр-ра, кВ
ГПП-1	1Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	2Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	3Т	ТДТН	80	115/38,5/11
ГПП-2	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-3	1Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	2Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	3Т	ТДТГ	63	115/38,5/11
ГПП-4	1Т	ТРДН	63	115/11/6,6
	2Т	ТРДН	63	115/11/6,6
ГПП-5	1Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-6	1Т	ТРДН	40	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДН	40	115/10,5/10,5
ГПП-7	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-8	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНКМ	63/100	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦНКМ	63/100	115/10,5/10,5
	4Т	ТРДЦНКМ	63/100	115/10,5/10,5
ГПП-9	1Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-10	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	4Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-15-1	1Т	ТРДЦН	100	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	100	115/10,5/10,5
ГПП-16	1Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
	2Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6

№ ГПП, РП	№ тр-ра	Тип тр-ра	S н. тр-ра, МВА	U н.тр-ра, кВ
	3Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
ГПП-17	1Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
	2Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
	3Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
ГПП-18	1Т	ТРДН	40	115/6,3/6,3
	2Т	ТРДН	40	115/6,3/6,3
	3Т	ТРДН	80	115/10,5/10,5
ГПП-19	1Т	ТДЦНМ	160/250	110/35
	2Т	ТДЦНМ	160/250	110/35
ГПП-20	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-21	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
РП 1 110 кВ	-	-	-	-
РП 2 110 кВ	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5

Таблица 3

ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций

№	ЛЭП	Марка провода/кабеля	Протяженность, км
ПАО «ФСК-ЕЭС»			
1	Ответвление на ПС Тростное от Становая-левая	АС-120	1,5
ООО «Железобетон»			
2	Ответвление на ГПП-11	2АС-185	0,5
Линии 110 кВ ПАО «НЛМК»			
3	КВЛ 110 кВ Новая-ТЭЦ НЛМК Левая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая)	АСКС-500	6,4
4	КВЛ 110 кВ Новая-ТЭЦ НЛМК Правая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая)	АСКС-500	6,4
5	ВЛ 110 кВ Новая-РП-1 №11 (ВЛ 110 кВ РП-11)	АСКС-500	6,7
6	ВЛ 110 кВ Новая-РП-1 №13 (ВЛ 110 кВ РП-13)	АСКС-500	6,7
7	КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 1 цепь	АСО-500	1,486
8	КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 2 цепь	АСО-500	1,486
9	КВЛ 110 кВ Северная – ГПП-18 1 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	1,58/0,66
10	КВЛ 110 кВ Северная – ГПП-18 2 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	1,58/0,57
11	КВЛ 110 кВ ГПП-18 – РП-1 1 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	5,193/0,51
12	КВЛ 110 кВ ГПП-18 – РП-1 2 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	5,193/0,51
13	КВЛ 110 кВ ТЭЦ НЛМК- ГПП-1	АСО-500	2,4
14	ВЛ 110 кВ Северная – ГПП-1	АСКС-500	7,6
15	ВЛ 110 кВ Северная – ГПП-17 (ВЛ 110 кВ ГПП-17)	АС-185	1,2
		МСАПВ-3(1x150)	0,43
16	ВЛ 110 кВ Новая – ГПП-17	АС-185	3,8
		МСАПВ-3(1x150)	0,36
17	КВЛ 110 кВ ТЭЦ НЛМК – ГПП-17	АС-185	3,33
		МСАПВ-3(1x150)	0,465

№	ЛЭП	Марка провода/кабеля	Протяженность, км
18	ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Левая (ВЛ 110 кВ Прокат Левая)	АС-500	3,7
19	ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Правая (ВЛ 110 кВ Прокат Правая)	АС-500	3,7
20	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая (ВЛ 110 кВ РП-2 Левая)	АС-500	6
21	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Правая (ВЛ 110 кВ РП-2 Правая)	АС-500	6
22	ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Левая)	АСО-400	4,6
23	ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Правая)	АСО-400	4,6
24	ВЛ 10 кВ Metallургическая – ГПП-5 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-5 Правая)	АС-185	2,61
25	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-5 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-5 Левая)	АС-185	1,53
26	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-6 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-6 Правая)	АСКС-185	2,6
27	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-6 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-6 Левая)	АСКС-185	2,6
28	КВЛ-110 кВ ТЭЦ – ГПП-4	АС 240/32, АПВПнг(а)2Г-НГ 1x300/95	2,4
	КВЛ-110 кВ РП-1 – ГПП-4	АС 240/32, АПВПнг(а)2Г-НГ 1x300/95	4,1
ООО «ЛТК «Свободный Сокол»			
29	ВЛ 110 кВ Сокол – ГПП-1 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Правая)		
30	ВЛ 110 кВ Сокол – ГПП-1 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Левая)		
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»			
31	Отпайка от ВЛ 110 кВ Двуречки Левая к ПС 110 кВ ОЭЗ «Липецк» (отп. к ПС ОЭЗ «Липецк»)	АС-150	0,09
32	Отпайка от ВЛ 110 кВ Двуречки Правая к ПС 110 кВ ОЭЗ «Липецк» (отп. к ПС ОЭЗ «Липецк»)	АС-150	0,09
33	КЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Йокохама	АПВнг 1*185/95-64/110	3,57
ООО «Тепличный комбинат Елецкие овощи»			
34	КВЛ 110 кВ Елецкая – Аграрная	АПВПг-3(1x350), АС-185	3,66
35	КВЛ 110 кВ Елецкая – Аграрная II цепь	АПВПг-3(1x350), АС-185	3,66
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению			
36	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 – Касторная Тяговая	АС-150	55,7

Приложение 6
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

ПС 35 кВ, находящиеся на балансе ПАО «МРСК Центра» Липецкэнерго

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
ПС 35 кВ Липецкого участка									
1	ПС 35 кВ № 1	1985	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5Н	удовл.
2	ПС 35 кВ № 2	1954	35/6	ТМ	1	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
3	ПС 35 кВ № 3	1933	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
4	ПС 35 кВ № 4	1953	35/6	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
5	ПС 35 кВ Березняговка	1969	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
6	ПС 35 кВ Борино	2016	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-9	хор.
7	ПС 35 кВ Борисовка	1979	35/10	ТМ	4	ТМН	4	35-9	удовл.
8	ПС 35 кВ Бочиновка	1993	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
9	ПС 35 кВ Бутырки	1968	35/10	ТМН	5,6	ТМН	6,3	35-4Н	удовл.
10	ПС 35 кВ Введенка	1971	35/10	ТМН	4	ТМ	4	Нетип	удовл.
11	ПС 35 кВ Вешаловка	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
12	ПС 35 кВ Водозабор	1991	35/6	ТДНС	10	ТДНС	10	35-9	удовл.
13	ПС 35 кВ Вперед	1973	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
14	ПС 35 кВ Грязи-город	1966	35/6	ТМ	6,3	ТМ	5,6	Нетип	удовл.
15	ПС 35 кВ Грязное	1976	35/10	ТМ	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
16	ПС 35 кВ Демшинка	1991	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
17	ПС 35 кВ Дмитриевка	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
18	ПС 35 кВ Дмитришевка	1977	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
19	ПС 35 кВ Дружба	1977	35/6	ТМ	5,6			35-3	удовл.
20	ПС 35 кВ Ивановка	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
21	ПС 35 кВ Каликино	1971	35/10	ТМР	3,2	ТМР	3,2	Нетип	удовл.
22	ПС 35 кВ Карамышево	1999	35/10	ТДНС	10	ТДНС	10	35-9	удовл.
23	ПС 35 кВ Карьер	2009	35/6	ТМН	4			35-3Н	хор.
24	ПС 35 кВ Князь-Байгора	1975	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
25	ПС 35 кВ Конь-Колодезь	1981	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
26	ПС 35 кВ Красная Дубрава	1983	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
27	ПС 35 кВ Куликово	1995	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
28	ПС 35 кВ Курино	1959	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
29	ПС 35 кВ Лебедянка	1960	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
30	ПС 35 кВ Малей	1960	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
31	ПС 35 кВ Матыра	1973	35/10	ТМН	4	ТМР	3,2	35-4Н	удовл.
32	ПС 35 кВ Московка	1988	35/10	ТМН	1,6	ТМН	1,6	35-9	удовл.
33	ПС 35 кВ Мясокомбинат	1975	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-4Н	удовл.
34	ПС 35 кВ Негачевка	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-9	удовл.

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
35	ПС 35 кВ Новодубовое	1982	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
36	ПС 35 кВ Новониколаевка	1974	35/6	ТМ	4			Нетип	удовл.
37	ПС 35 кВ Новочеркутино	1974	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5Н	удовл.
38	ПС 35 кВ Паршиновка	1980	35/10	ТМН	1,6	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
39	ПС 35 кВ Пашково	1977	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
40	ПС 35 кВ Песковатка	1973	35/10	ТМ	1,6			Нетип	удовл.
41	ПС 35 кВ Петровская	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМ	4	35-5АН	удовл.
42	ПС 35 кВ Пластица	1978	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	35-5АН	удовл.
43	ПС 35 кВ Поддубровка	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
44	ПС 35 кВ Правда	1984	35/10	ТМН	4	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
45	ПС 35 кВ Пружинки	1986	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
46	ПС 35 кВ Птицефабрика	1972	35/6	ТМ	4	ТМ	4	35-5АН	удовл.
47	ПС 35 кВ Ратчино	1982	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
48	ПС 35 кВ Речная	1981	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
49	ПС 35 кВ Романово* (передвижная ПС 35 кВ)	2014	35/10	ТМН	4			35-3Н	хор.
50	ПС 35 кВ Сельхозтехника	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
51	ПС 35 кВ Сенцово	1985	35/10	ТДНС	10	ТДНС	10	35-5АН	удовл.
52	ПС 35 кВ Синдякино	1982	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
53	ПС 35 кВ Сошки	1988	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
54	ПС 35 кВ Сселки	2009	35/10	ТДНС	10	ТДНС	10	35-5АН	хор.
55	ПС 35 кВ Стебаево	1987	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
56	ПС 35 кВ Таволжанка	1995	35/6	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
57	ПС 35 кВ Т. Чамлык	1972	35/10	ТМ	3,2	ТМ	4	Нетип	удовл.
58	ПС 35 кВ Троицкая	1974	35/10	ТМ	2,5	ТМ	4	35-4Н	удовл.
59	ПС 35 кВ Трубетчино	1965	35/10	ТМН	4	ТМ	2,5	35-4Н	удовл.
60	ПС 35 кВ Тюшевка	1982	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
61	ПС 35 кВ Федоровка	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
62	ПС 35 кВ Хлебопродукты	1990	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-5АН	удовл.
63	ПС 35 кВ Частая Дубрава	1974	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	хор.
64	ПС 35 кВ Ярлуково	1972	35/10	ТМ	3,2	ТМН	4	35-4Н	удовл.
ПС 35 кВ Елецкого участка									
1	ПС 35 кВ 2-е Тербуны	1982	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
2	ПС 35 кВ № 5	1954	35/6	ТМ	3,2	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
3	ПС 35 кВ Авангард	1990	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
4	ПС 35 кВ Аврора	1981	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
5	ПС 35 кВ Афанасьев	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
6	ПС 35 кВ Б. Боевка	1983	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
7	ПС 35 кВ Бабарыкино	1982	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
8	ПС 35 кВ Борки	1981	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
9	ПС 35 кВ Васильевка	1981	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
10	ПС 35 кВ Веселое	1984	35/10	ТМ	2,5			35-1	удовл.

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
11	ПС 35 кВ Воронеж	1982	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
12	ПС 35 кВ Восточная	1966	35/6	ТМН	10	ТДНС	16	Нетип	удовл.
13	ПС 35 кВ Гатище	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
14	ПС 35 кВ Гнилуша	1973	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
15	ПС 35 кВ Голиково	1974	35/6	ТАМ	1,8	ТМ	1,6	35-4Н	удовл.
16	ПС 35 кВ Грызлово	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
17	ПС 35 кВ Жерновное	1994	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
18	ПС 35 кВ Задонск-сельская	1968	35/10	ТАМ	3,2	ТМН	4	Нетип	хор.
19	ПС 35 кВ Захаровка	1984	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
20	ПС 35 кВ Казаки	1992	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-9	удовл.
21	ПС 35 кВ Казачье	1990	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
22	ПС 35 кВ Каменка	1968	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
23	ПС 35 кВ Кириллово	1989	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
24	ПС 35 кВ Князево	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
25	ПС 35 кВ Колесово	1999	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-9	удовл.
26	ПС 35 кВ Красная Пальна	1965	35/10	ТМН	3,2			Нетип	удовл.
27	ПС 35 кВ Красотыновка	1981	35/10	ТМН	2,5			Нетип	удовл.
28	ПС 35 кВ Кеизово	1988	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
29	ПС 35 кВ Ламское	1966	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
30	ПС 35 кВ Лебяжье	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
31	ПС 35 кВ Ломовец	1979	35/10	ТМ	1,6	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
32	ПС 35 кВ Озерки	1984	35/10	ТМН	2,5			Нетип	удовл.
33	ПС 35 кВ Ольшанец	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМН	4	Нетип	удовл.
34	ПС 35 кВ Панкратовка	1973	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
35	ПС 35 кВ Плоское	1973	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
36	ПС 35 кВ Преображение	1982	35/10	ТМ	2,5			35-1	удовл.
37	ПС 35 кВ Солидарность	1978	35/10	ТМ	4	ТМ	4	35-5АН	удовл.
38	ПС 35 кВ Стегаловка	1971	35/10	ТМ	2,5	ТМР	3,2	35-4Н	удовл.
39	ПС 35 кВ Талица	1969	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
40	ПС 35 кВ Тимирязево	1986	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-4Н	удовл.
41	ПС 35 кВ Тихий Дон	1987	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
42	ПС 35 кВ Хитрово	1967	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-9	удовл.
43	ПС 35 кВ Чернава	1967	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
44	ПС 35 кВ Чернолес	1986	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
45	ПС 35 кВ Яковлево	1970	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
ПС 35 кВ Лебединского участка									
1	ПС 35 кВ Агроном	1968	35/10	ТМН	4	ТМ	6,3	Нетип	удовл.
2	ПС 35 кВ Барятино	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
3	ПС 35 кВ Бигильдино	1983	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
4	ПС 35 кВ Большие Избицы	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
5	ПС 35 кВ Большое Попово	1988	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
6	ПС 35 кВ Большой Верх	1978	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
7	ПС 35 кВ Ведное	1976	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
8	ПС 35 кВ Воскресеновка	1974	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
9	ПС 35 кВ Гагарино	1988	35/10	ТАМ	1,8	ТМ	1,8	Нетип	удовл.
10	ПС 35 кВ Головинино	1966	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
11	ПС 35 кВ Данков-сельская	1976	35/10	ТМ	6,3	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
12	ПС 35 кВ Долгое	1976	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
13	ПС 35 кВ Дрезгалово	1985	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
14	ПС 35 кВ Знаменка	1980	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
15	ПС 35 кВ Каменная Лубна	1970	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
16	ПС 35 кВ Кольбельская	1968	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
17	ПС 35 кВ Комплекс	2006	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-9	хор.
18	ПС 35 кВ Красное	1975	35/10	ТМ	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
19	ПС 35 кВ Культура	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
20	ПС 35 кВ Никольское	1984	35/10	ТМН	4			Нетип	удовл.
21	ПС 35 кВ Новополянье	1977	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
22	ПС 35 кВ Первомайская	1969	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
23	ПС 35 кВ Пиково	1982	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
24	ПС 35 кВ Полибино	1985	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
25	ПС 35 кВ Политово	1991	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
26	ПС 35 кВ Раненбург	1975	35/10	ТМ	1,6	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
27	ПС 35 кВ Дубрава	1985	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
28	ПС 35 кВ Сапрыкино	1977	35/10	ТМ	1,6	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
29	ПС 35 кВ Сергиевка	1996	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
30	ПС 35 кВ Теплое	1992	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
31	ПС 35 кВ Топки	1997	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
32	ПС 35 кВ Троекурово-совхозная	1970	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
33	ПС 35 кВ Хрущево	1987	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
34	ПС 35 кВ Яблоново	1990	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.

Примечания:

*) Текстом синего цвета выделены трансформаторы подстанций, имеющие устаревшую конструкцию.

**) Цветом выделены подстанции, срок службы которых превышает нормативный.

Приложение 7
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

ЛЭП 35 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВЛ 35 кВ Липецкого участка																
1	ВЛ 35 кВ N2		10,6	10,6		11		71		83	23		1118	3,86		Удовл.
1.1	оп.1-65	1979	8,30	8,30	АС-95	10	У35-1; У110-1	53	УБ35-11; ПБ35-3	65	20	ПС-70Е		2,16	ТК-50	
1.2	оп.65-83	1993	2,30	2,30	АС-95	1	У110-1	18	ПБ35-1В; УБ35-11	18	3	ПФ-70 ПСГ-6А		1,7	ПС-35	
2	ВЛ 35 кВ N3		7,2	7,2		3		47		51	8		622	2,7		Удовл.
2.1	оп.1-16	1974	2,20	2,20	АС-95	2	У35-1	14	ПБ35-1; ПУСБ-1	16	4	ПФ-70		1,2	С-35	
2.2	оп.16-39	1980	3,50	3,50	АС-70	1	У35-2	21	ПБ35-В; ПУСБ	23	2	ПС-70		1,5		
2.3	оп.39-51	1981	1,50	1,50	АС-70		-	12	ПБ35-1В	12	2	ПС-70				
3	ВЛ 35 кВ N4		3,80	4,00		0		27		27	4		402	1,9		Удовл.
3.1	оп.1-3 (по опорам ВЛ 35 кВ Птицефабрика)	1978	0,00	0,20	АС-70	-	-		-			ПС-6В				
3.2	оп.3-8	1994	0,70	0,70	АС-70	-	-	4	ПБ35-3; ПБ35-1В	4		ПС-70		0,7	ТК-35	
3.3	оп.8-14	1993	0,80	0,80	АС-70	-	-	6	ПБ35-3; ПБ35-1В; УБ35-11	6	1	ПС-70			"_"	
3.4	оп.14-22	1993	1,00	1,00	АС-70	-	-	8	ПБ35-	8	1	ПС-70			"_"	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
									1В; УБ35-11							
3.5	оп.22-30	1981	1,30	1,30	АС-70	–	–	9	ПБ35-1В; УБ35-11	9	2	ПС-70		1,2	С-50	
4	ВЛ 35 кВ N5		10,91	11,46		5		79		84	10		480	2,95		Удовл.
4.1	оп.1-6 (по опорам ВЛ 35 кВ Сенцово-2)	1992	0,00	0,55	АС-70	–	–	–	–	–	–	ПС-70Д			ПС-35	
4.2	оп.6-9	1956	0,55	0,55	АС-70	–	–	3	ПБ35-1В	3	1	"-		0,55	ПС-35	
4.3	оп.9-41	1972	4,16	4,16	АС-70	0	УАП35-3	32	ПБ35-1В; ПБ35-3	32	3	ПС-6Б			"-	
4.4	отпайка на ПС 35 кВ Частая Дубрава оп.1-50	1974	6,20	6,20	АС-70	5	УАП-6; У35-1	44	УП35; ПБ35-1В	49	6	ПФ-6В	610	2,4	С-35	
5	ВЛ 35 кВ N6		4,10	6,50		9		35		44	10		575	4,1		Удовл.
5.1	оп.1-14 (по опорам ВЛ 110 кВ Н. Деревня)	1972	0,00	2,40	АС-95	5	У-2	9	ПБ-110-2	14	5	ПС-70Е ПФ-6В				
5.2	оп.14-24	1966	1,70	1,70	АС-185	2	У5М	8	ПБ110-1	10	2	ПМ-4,5		1,7	С-50	
5.3	оп.24-44	1977	2,40	2,40	АС-70	2	У110-1 У35-2	18	УБ35-1; ПБ35-1; ПБ35-1В	20	3	ПФ-6В; ПС-70Е		2,4	ТК-35	
6	ВЛ 35 кВ Аксай	1989	15,10	15,10	АС-95	9	У35-1 У110-2	121	УБ35-11; 2УБ35-11; ПБ35-1В	130	23	ПС-70Д	1646	3,32	ПС-35	Удовл.
7	ВЛ 35 кВ Березняговка-1		28,45	32,30		8		178		186	21		1025	2,7		Удовл.
7.1	оп.1-159	1969	24,60	24,60	АС-70	3	ЦУ-11	156	АБ35-7; ПБ-33; ПБ35-1В	159	15	ЛК70/35, ПС-70Д	432 (гирл), 107	1,5	ПС-35	
7.2	отпайка оп.1-27	1996	3,85	7,70	АС-70	5	У35-2	22	ПБ35-2; ПУСБ35-	27	6	ПС-70Д	486		ТК-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
									2							
8	ВЛ 35 кВ Березняговка-2		13,10	13,71		4		104		108	5		1184	3,51		Удовл.
8.1	оп.6-115	1989	13,10	13,10	АС-70	4	У35-1; УАП35-6	104	ПБ35-1В; ПБ35-3	108	5	ПС-70Д		1,35	ПС-35	
8.2	оп.1-6 (по опорам ВЛ 35 кВ Федоровка)	1989	0,00	0,61	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		2,16		
9	ВЛ 35 кВ Боринно		18,80	37,60		21		87		108	31		2379	3,66		Неудл.
9.1	оп.1-78	1969	14,60	29,20	АС-95	13	У2М; УС110-8	66	ПБ35-2	79	16	ПС-70		1,2	ПС-35	
9.2	отпайка к ПС 35 кВ Водозабор оп.1-4	1981	0,70	1,40	АС-95	1	У2М	3	ПБ35-3В	4	4	ПС-70		1	"-"	
9.3	отпайка к ПС 35 кВ Троицкая оп.1-23	1975	3,50	7,00	АС-70	7	У35-2; У110-2	18	ПБ35-2; УП35	25	11	ПФ-6В	750	1,46	ПС-35	
10	ВЛ 35 кВ Борисовка-1	1979	12,80	12,80	АС-70	3	У35-1; УАП35-6	68	УБ35-1; УБ35-1В	71	21	ПС-6Б	1026	2,5	ПС-35	Удовл.
11	ВЛ 35 кВ Борисовка-2		24,96	33,31		16		114		130	40		2271	2,514		Удовл.
11.1	оп.1-55 (по опорам ВЛ 35 кВ Бутырки)	1998	0,00	8,35	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70Е				
11.2	оп.55-169	2001	23,90	23,90	АС-120	13	У35-1; У110-1	101	УБ35-1; ПБ35-1	114	26	ПС-70Е		1,63	ТК-50	
11.3	отпайка к ПС 35 кВ Карьер оп.1-13, 14-16	2009	0,859	0,859	АС-70	1	У35-1т	9+4 портал	УБ35-11.1т; УБ35-1.1; ПБ35-3.1т; П-1	16	14	ПС-70Е	348	0,884	ТК-8,1	
11.4	отпайка к ПС 35 кВ Карьер оп.13-14	2009	0,109	0,109	АС-120	2	У110-1+9; У35-	-	-							

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
							1т+5									
11.5	отпайка к ПС 35 кВ Сселки	2009	0,09	0,09	АС-120	0	-	0	-	0	0	-	-	0,09	ТК-9-1	
12	ВЛ 35 кВ Бочиновка	1977	3,70	3,70	АС-95	5	У35-1; П35-1	23	АУЕМ-1; ПБ35-1	28	6	ПС-6А	402	3,7	ПС-35	Удовл.
13	ВЛ 35 кВ Бутырки		8,73	8,73		20		38		58	20		823	2,98		Удовл.
13.1	оп.1-55	1998	8,35	8,35	АС-120	19	У35-2	37	ПБ35-4	56	19	ПС-70Е		1,5	С-50	
13.2	оп.55-58	2000	0,30	0,30	АС-120	1	У35-1	1	ПБ35-1	2	1	ПС-70Е		1,4	ПС-35	
13.3	отп. к ПС 35 кВ Сселки	2009	0,08	0,08	АС-120	0	-	0	-	0	0	-	-	0,08	ТК-9-1	
14	ВЛ 35 кВ Введенка оп.1-53	1971	6,90	6,90	АС-70	11	У1М; У35-1	42	ПБ35-3; ПБ-1	53	11	ПМ-4,5 ПС-70Д	670	3,38	ПС-35	Удовл.
15	ВЛ 35 кВ Вешаловка	1978	9,50	9,50	АС-70	3	У35-2	91	А35-4Б; ПБ35-1В	94	20	ПС-6А	1050	3,2	ПС-35	Удовл.
16	ВЛ 35 кВ Водозабор		4,32	4,32		12		20		32	12		549	3,52		Удовл.
16.1	оп.1-6	1989, 2009	0,62	0,62	АС-120	4	У35-2	2	УБ35-11; ПБ35-2	6	5	ПС-70Д		0,62	ТК-50	
16.2	оп.6-9	1968	0,48	0,48	АС-120	5	П110-1; У1М	6	УБ35-11; ПБ35-18	11	4	ПС-70Д		1	ТК-35	
	оп.9-18	1968	1,32	1,32	АС-70											
16.3	оп.18-32	1989	1,90	1,90	АС-120	3	У35-2	12	ПБ35-2	15	3	ПС-70Д		1,9	ПС-35	
17	ВЛ 35 кВ Вперед		24,73	24,73		9		75		84	13		1040	3,06		Удовл.
17.1	оп.1-54	1991	6,50	6,50	АС-70	3	У35-1; УАП35-3	50	ПБ35-1В; ПБ35-3	53	3	ПФ-70		1,92	ПС-35	
17.2	оп.54-81	1984	3,40	3,40	АС-70	6	У35-2	22	ПБ35-2	28	8	ПФ-70		1,14	"-"	
17.3	оп.1-80 (отпайка к ПС Хворостянка)		14,83	14,83	АС-95	-	-	3	УБ35-1	3	2	ПФ-70				
18	ВЛ 35 кВ Грязи-Городская		7,71	13,21		12		38		50	24		1635	4,9		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
18.1	оп.1-28	1965	5,50	11,00	АС-95	10	УА2М	18	ПБ35-2	28	10	ПС-70		0,4	ПС-35 ТК-35	
18.2	от ПС Гидрооборудование- левая оп.1-11	2000	1,20	1,20	АС-95	1	У35-2; У110-1	6	УБ35-1; ПБ35-1; ПБ110-2	7	4	ПС-70Е			ТК-35	
18.3	от ПС Гидрооборудование- правая оп.1-15	2000	1,01	1,01	АС-95	1	У35-1	14	УБ35-1; ПБ35-1	15	10	ПС-70Е			"-"	
19	отайка от ВЛ 35 кВ Сухоботье-правая к ПС 35 кВ Грязное	1976	5,60	5,60	АС-95	3	У35-1; УСБ35-1В	37	ПБ35-1; ПБ35-1В	40	6	ПС-70Д, ПФ-70Д	510	1,2	ПС-35	Удовл.
20	ВЛ 35 кВ Демшинка	1991	14,00	14,00	АС-95	7	У35-1; У35-2	115	ПБ35-2; ПБ35-1В; УБ35-11	122	15	ПС-70Д	1378	3,7	ПС-35	Удовл.
21	ВЛ 35 кВ Дмитриевка		7,40	9,90		3		66		69	11		1260	1,8		Удовл.
21.1	оп.1-70	1980	7,40	7,40	АС-70	3	У35-2; УАП35-3	66	ПБ35-3; ПБ35-1В	69	11	ПС-6Б		1,8	ПС-35	
21.2	оп.70-87 (по опорам ВЛ 35 кВ К. Байгора)	1976	0,00	2,50	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-6Б				
22	ВЛ 35 кВ Дмитряшевка		13,20	14,02		8		100		108	18					Удовл.
22.1	оп.1-13	1980, 1970	2,10	2,10	АС-70	4	У35-2Т+5; У35-1Т; У2М	8	ПБ35-1	12	4	ПС6-Б			ПС-35	
22.2	оп.13-15 (по опорам ВЛ 35 кВ Хлевное)	1970	0,00	0,82	АС-150	1	-	-	-	1	1	ПС-12				
22.3	оп.15-107	1977,	10,75	10,75	АС-70	1	У1М; У35-1Т	90	УА35-46;	91	11	ПС6-Б			ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
		1982							УБ35-1; ПУСБ35-1; ПБ35-1в							
22.4	оп.107-110	1989, 1977	0,35	0,35	АС-70	2	У35-2г	2	ПБ35-2	4	2	ПС6-Б			ПС-35	
23	ВЛ 35 кВ Ивановка	1978	8,00	8,00	АС-70	0	-	62	УБ35-1 ПБ35-4Б ПБ35-4Б	62	10	ПФ-6Б	741	3,8	ПС-35	Удовл.
24	ВЛ 35 кВ Казинка-1		4,02	4,02		9		17		26	12		358	4,02		Удовл.
24.1	оп.1-7	1982	0,90	0,90	АС-70	2	У35-2	5	ПБ35-2	7	2	ПС-70		0,9	С-35	
24.2	оп.7-26	1973, 2008	3,12	3,12	АС-120	7	У35-2+5; У35-1; У5М	12	ПБ35-1; ПБ35-2; УБ35-1	19	10	ПФ-6А ПС-70		3,12	"-"	
25	ВЛ 35 кВ Казинка-2		8,00	9,40		2		30		39	10		607	1,08		Удовл.
25.1	оп.1-45 (оп. 1-5 по опорам ВЛ 35 кВ Казинка-1 дл. = 0,9 км)	1974	8,00	8,90	АС-120	5	У35-1	34	УБ35-1; У35-2; У35-1; ПБ35-1; ПБ35-2	39	10	ПФ-6Б		1	С-35	
25.2	оп.45-48 (оп.1-4 по опорам ВЛ 35 кВ Таволжанка)	1994	0,00	0,50	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		0,8		
26	ВЛ 35 кВ Каликино-1	1971	16,00	16,00	АС-95	7	У35-1 У35-2	60	ПБ35-1 АБ35-3	67	13	ПС-70	774	3	С-35	Удовл.
27	ВЛ 35 кВ Каликино-2		9,60	9,80		4		36		40	8		510	1,4		Удовл.
27.1	оп.1-40 (оп.1-3 по опорам ВЛ 35 кВ кВ Каликино-1)	1971	9,40	9,60	АС-95	0	-	36	ПБ35-1; ПУСБ35-1	36	4	ПМ-4,5 ПС-70			ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
27.2	оп.40-43	1982	0,20	0,20	АС-95	4	У35-2; УАП35-3	0	ПБ35-1	4	4	ПМ-4,5 ПС-70			ТК-35	
28	ВЛ 35 кВ Книжка Байгора		18,10	18,10		13		83		96	17		1089	1,9		Удовл.
28.1	оп.1-54	1976	10,60	10,60	АС-70	7	УАП35-6; У35-1	47	ПБ35-1В	54	11	ПС-70		0,2	ПС-35	
28.2	оп.54-78	1981	5,00	5,00	АС-70	2	УАП35-6; У35-1	22	ПБ35-1В	24	2	ПС-70		0,5	"-	
28.3	оп.78-96	1976	2,50	2,50	АС-70	4	У35-2	14	ПБ35-2	18	4	ПС-70		1,7	"-	
29	ВЛ 35 кВ К. Колодезь		8,90	8,90		7		50		57	12		778	2,7		Удовл.
29.1	оп.1-50	1982	8,20	8,20	АС-95	4	У35-1; У35-1+5	45	УБ35-1; ПБ35-1	49	9	ПС-70Д		1,5	ПС-35	
29.2	оп.50-57	1982	0,70	0,70	АС-95	3	У35-2т	5	ПБ35-2	8	3	ПС-70Д		1,2	ПС-35	
30	ВЛ 35 кВ КПК		2,50	2,50		8		8		16	8		264	2,5		Удовл.
30.1	оп.1-8	1973	1,28	1,28	АС-70	4	УАП35-1; У35-2	3	ПБ35-1В; ПБ35-3	7	4	ПФ-6В		1,28	С-35	
30.2	оп.8-16 (совместно с ВЛ 35 кВ Песковатка)	1996	1,22	1,22	АС-120	4	У35-2	5	ПБ110-6	9	4	ПС-70Д		1,22	ПС-50	
31	ВЛ 35 кВ Красная Дубрава		9,12	9,12		8		79		87	18		1091	3		Удовл.
31.1	оп.1-17	1967	3,20	3,20	АС-95	5	У5М	12	ПБ35-1В	17	6	ПМ-4,5		1,5	ПС-35	
31.2	оп.17-68	1976	4,70	4,70	АС-70	2	УАП35-6; У5М	49	ПБ35-1В	51	4	ПМ-4,5			"-	
31.3	оп.68-69	1983	0,20	0,20	АС-70	1	У35-2	-	-	1	1	ПМ-4,5		1,5	"-	
31.4	от ПС	2000	1,02	1,02	АС-95,	-	-	18	ПБ35-1;	18	7	ПС-70Д			ТК-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	Гидрооборудование оп. 1-18				АС-120				УБ35-1							
32	ВЛ 35 кВ Куликово-1	1996	17,70	17,70	АС-70	5	У35-1	136	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	141	19	ПС-70	1647	2,84	ТК-35	Удовл.
33	ВЛ 35 кВ Куликово-2	1995	12,30	12,30	АС-70	5	У35-1; У35-2	109	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	114	18	ПС-70Д	1412	2,8	ПС-35	Удовл.
34	ВЛ 35 кВ Курино		4,40	11,39		1		35		36	6		634			Удовл.
34.1	оп. 1-10 (по опорам ВЛ 35 кВ Синдякино)	1982	0,00	1,34	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		-	ПС-35	
34.2	оп. 10-47	1982	4,40	4,40	АС-70	1	У35-1	35	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	36	6	ПС-70Д				
34.3	оп. 47-85 (по опорам ВЛ 35 кВ Манино)	1986	0,00	5,65	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		-	ПС-35	
35	ВЛ 35 кВ Лебедянка-1		13,55	15,95		0		98		98	5		1251	1,1		Удовл.
35.1	оп. 18-55	1982	5,20	5,20	АС-95	-	-	37	ПБ35-3; ПБ35-1В	37	-	ПС-70Д			С-50	
35.2	оп. 55-116	1984	8,35	8,35	АС-95	-	-	61	УБ35-1; ПБ35-1В	61	5	ПС-70Д			"-"	
35.3	оп. 1-18 (по опорам ВЛ 35 кВ Пашково-2)	1982	0,00	2,40	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПФ-70				
36	ВЛ 35 кВ Лебедянка-2	1976	24,20	24,20	АС-70	0	-	140	УБ35-1; ПБ35-1; ПБ35-1В	140	10	ПС-6Б		2,63	ПС-35	Удовл.
37	ВЛ 35 кВ Лозовка		16,23	17,50		12		68		80	12		966	2,4		Удовл.
37.1	оп. 1-81	1971	16,23	16,23	АС-95	12	У60Б-3а; У35-1	68	ПБ35-3; ПБ-33	80	12	ПС-6А			С-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
37.2	оп.82-92 (по опорам ВЛ 35 кВ Дубовое)	1983	0,00	1,27	АС-95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПС-35	
38	ВЛ 35 кВ ЛОЭЗ		5,20	5,20		4		26		30	8		429	3,4		Удовл.
38.1	оп.1-20	1966	3,40	3,40	АС-70	2	ПМ-2; У1М	17	АУБМ-1; ПБ33	19	5	ПМ-4,5		2	ПС-50	
38.2	оп.20-31 (ТО ЛОЭЗ)	1974	1,80	1,80	АС-95	2	У35-1; У35-2	9	ПБ35-1; ПУСБ35-1	11	3	ПФ-70		1,4	ПС-35	
39	ВЛ 35 кВ Машно		24,15	24,15		18		182		200	31		2711	3,2		Удовл.
39.1	оп.1-162	1985	18,50	18,50	АС-70	13	У35-1; УАП35-6	148	ПБ35-1В; УБ35-1	161	26	ПС-70Д		0,9	ПС-35	
39.2	оп.162-200	1986	5,65	5,65	АС-70	5	У35-2	34	ПБ35-2	39	5	ПС-70Д		2,3	"-"	
40	ВЛ 35 кВ Матыра-1	1972	8,40	8,40	АС-120	25	П110-1; У35-1	36	ПБ35-2; ПБ35-1	61	22	ПС-6А	1089	2,7	С-35 ПС-35	Удовл.
41	ВЛ 35 кВ Матыра-2		3,08	3,98		7		13		20	7		389	1,3		Удовл.
41.1	оп.1-20	1973	3,08	3,08	АС-120	7	У35-1; У5М	13	ПБ35-1	20	7	ПФ-6А ПС-70		1,3	С-35	
41.2	оп.20-27 (по опорам ВЛ 35 кВ Казинка-1)	1982	0,00	0,90	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПФ-6А ПС-70				
42	ВЛ 35 кВ Московка		7,90	7,90		8		54		62	17		834	2,66		Удовл.
42.1	оп.1-59	1980	7,40	7,40	АС-95	6	У35-2; У35-1; УАП35-3	52	ПБ35-1В; ПБ35-3	58	15	ПС-6Б		1,26	ПС-35	
42.2	оп.59-62	1988	0,50	0,50	АС-95	2	У35-2	2	ПБ35-2	4	2	ПС-70Д		1,4	"-"	
43	ВЛ 35 кВ Мясокомбинат		3,80	7,60		10		18		28	10		968	3,8		Удовл.
43.1	оп.1-21	1975	3,00	6,00	АС-95	7	У35-2	14	ПБ35-2	21	7	ПС-6А		3	С-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
43.2	отпайка к ПС 35 кВ Хлебопродукты оп.1-7	1990	0,80	1,60	АС-120	3	У35-2	4	ПБ35-2	7	3	ПС-70Д		0,8	ПС-35	
44	ВЛ 35 кВ Ново-Николаевка	1973	3,47	3,47	АС-120	9	У1М	10	ПБ-33	19	9	ПС-70	340	3,1	С-35	Удовл.
45	ВЛ 35 кВ Ново-Черкутино	1974	11,85	11,85	АС-50	5	УАП35-3; УАП35-6	85	ПБ35-1; ПБ35-1В; УП35	90	8	ПФ-6Б	1070	3,1	С-35	Удовл.
46	ВЛ 35 кВ Паршиновка-1		18,40	18,40		14		117		131	15		1575	2,3		Удовл.
46.1	оп.1-71	1980	8,40	8,40	АС-70	6	У35-1; УАП35-5	63	УБ35-1; ПБ35-1В	69	6	ПФ-70В		1,3	ПС-35	
46.2	оп.71-132	1980	10,00	10,00	АС-70	8	У35-2	54	ПБ35-2	62	9	ПФ-70В		1	"-"	
47	ВЛ 35 кВ Паршиновка-2		18,19	18,19		2		75		77	13		1605	1,1		Удовл.
47.1	оп.1-77	1984	8,19	8,19	АС-70	2	У35-2; УАП35-3	75	УБ35-1; ПБ35-1В	77	10	ПФ-6В		1,1	ПС-35	
47.2	оп.77-138 (совместно с ВЛ 35 кВ Паршиновка-1 соп.72)	1980	10,00	10,00	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПФ-6В				
48	ВЛ 35 кВ Пашково-1	1977	19,60	19,60	АС-95	2	У35-1; У35-2	161	ПБ35-1; ПБ35-3В; УБ35-1; УБ35-3В	163	19	ПС-6А	1778	2,28	ПС-35	Удовл.
49	ВЛ 35 кВ Пашково-2		15,80	15,80		4		129		133	11		1089	3,9		Удовл.
49.1	оп.1-18 (совместно с ВЛ 35 кВ Лебедянка-1)	1977	2,40	2,40	АС-95	2	У35-1	16	УБ35-1; ПБ35-1В	18	2	ПС-6Б, ПС-70		2,4	ПС-35	
49.2	оп.18-133	1982	13,40	13,40	АС-95	2	У35-2	113	ПБ35-2; ПБ35-1;	115	9	ПС-70		1,5	С-50	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
									ПБ35-1В							
50	ВЛ 35 кВ Песковатка		14,50	16,94		13		89		102	15		1341	3,55		Удовл.
50.1	оп.1-9 (по опорам ВЛ 35 кВ КПК соп.8-16)	1996	0,00	1,22	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д				
50.2	оп.9-86	1973	10,80	12,02	АС-70	10	У35-1; УАП35-6; УАП35-5; УАП35-4	67	ПБ35-3; ПБ35-1В; АБ35-3; ПУСБ35-1	77	12	ПФ-6В		1,5	С-35	
50.3	отпайка к ПС 35 кВ Вперед оп.1-25	1973	3,70	3,70	АС-70	3	У35-1; УАП35-3	22	ПБ35-3; ПБ35-1В	25	3	ПФ-6В		2,05	"-	
51	ВЛ 35 кВ Петровская-1		18,30	18,30		4		123		127	18		1497	3,2		Удовл.
51.1	оп.1-5	1979	0,80	0,80	АС-70	2	У35-2	3	АУБМ35	5	3	ПМ-4,5		1,7	С-35	
51.2	оп.5-128	1968	17,50	17,50	АС-70	2	У5М	120	ПБ35-1; ПБ-33	122	15	ПМ-4,5		1,5	"-	
52	ВЛ 35 кВ Петровская-2	1980	23,680	23,680	АС-70	11	У35-1; УАП-3; УАП35-6	186	ПБ35-1; УБ35-1; ПБ35-1В	197	24	ПС-60Д	2206	3,25	ПС-35	Удовл.
53	ВЛ 35 кВ Поддубровка		9,10	10,40		0		63		63	9		798	1,1		Удовл.
53.1	оп. 59-62 (по опорам ВЛ 35 кВ Московка)	1988	0,00	0,50	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д				
53.2	оп.5-67	1980	8,80	8,80	АС-95	-	-	55	УБ35-1; ПБ35-1В; ПБ35-3	55	8	ПФ-70		0,95	ПС-35	
53.3	оп.59-67	1986	0,30	0,30	АС-95	-	-	8	ПБ35-1В	8	1	ПФ-70			"-	
53.4	оп.67-72 (по опорам ВЛ 35 кВ Манино)	1986	0,00	0,80	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПС-70		1,1		

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
54	ВЛ 35 кВ Полевая		4,87	6,770		4		36		40	8		816	2,5		Удовл.
54.1	оп.1-40	1968	4,87	4,870	АС-70	4	П110-4М; У35-1	36	ПБ35-1В	40	9	ПМ-4,5		2,5	ПС-35	
54.2	оп.40-54 (по опорам ВЛ 35 кВ Водозабор оп.18-32)	1991	0,00	1,900	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70				
55	ВЛ 35 кВ Правда		12,40	15,80		4		97		104	10		1614	1,22		Удовл.
55.1	оп.1-28 (по опорам ВЛ 35 кВ Вперед)	1984	0,00	3,40	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПФ-70				
55.2	оп.28-132	1984	12,40	12,40	АС-70	4	У35-1; УАП35-3	97	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	104	10	ПФ-70		1,22	ПС-35	
56	ВЛ 35 кВ Пружинки-1 оп.1-94	1985	10,70	10,70	АС-70	10	УАП35-3; УАП35-6; У35-1; У35-2	83	ПБ35-1В; ПБ35-3; УБ35-1	93	17	ПС-70Д	1220	3	ПС-35	Удовл.
57	ВЛ 35 кВ Пружинки-2		10,78	10,78		8		84		92	12		1185	2,57		Удовл.
57.1	оп.1-29	1986	4,02	4,02	АС-70	4	У35-2	25	ПБ35-2	29	4	ПС-70Д		1,35	ПС-35	
57.2	оп.29-93	1986	6,76	6,76	АС-70	4	У35-1	59	ПБ35-1В; ПБ35-3; ПЖТ35-2; УБ35-1	63	8	ПС-70Д		1,22	"-	
58	ВЛ 35 кВ Птицефабрика		4,60	4,60		3		45		48	3		561	4,6		Удовл.
58.1	оп.1-2	1999	0,11	0,11	АС-95	-	-	1	ПБ35-1В	1	-	ПС-70		0,11	ТК-35	
58.2	оп.2-44	1972	4,03	4,03	АС-95	-	-	42	АУБМ; ПБ-22	42	5	ПМ-4,5		4,03	"-	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
58.3	оп.44-46	1999	0,26	0,26	АС-95	1	У35-2	1	ПУСБ35-1	2	1	ПС-70		0,26	"-	
58.4	оп.46-48	1978	0,20	0,20	АС-70	2	У35-2	1	ПБ35-2	3	2	ПС-6В		0,2	ПС-35	
59	ВЛ 35 кВ Ратчино		8,90	9,10		1		35		36	5		477	0,9		Удовл.
59.1	оп.1-2 (по опорам ВЛ 35 кВ Каликино-2)	1982	0,00	0,20	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПСГ-70			ПС-35	
59.2	оп.2-38	1971	8,90	8,90	АС-95	1	У1М	35	ПБ35-1; ПУБ35-1	36	8	ПМ-4,5		0,9	С-35	
60	ВЛ 35 кВ Речная		10,80	11,72		3		57		60	3		738	0,94		Удовл.
60.1	оп.1-7 (по опорам ВЛ 35 кВ Хлевное)	1982	0,00	0,92	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-6В			С-35	
60.2	оп.7-67	1970	10,80	10,80	АС-50	3	У35-1; У35-2	57	АБ35-7; ПУБ35-3; ПБ35-1В	60	3	ПС-70Д			ПС-35	
61	ВЛ 35 кВ Сахзавод	1978	5,9	5,9	АС-70	16	У35-2	57	ПБ35-2	73	15	ПС-6А	1816	10,6	ПС-35	Удовл.
61.1	отпайка от ВЛ 35 кВ Сахзавод-правая к ПС 35 кВ Пластица оп.1-50	1978	5,90	5,90	АС-70	3	УАП35-2; У35-1	47	УБ35-1; ПБ35-1В	50	6	ПС-6В	560	1,3	ПС-35	
62	ВЛ 35 кВ Сельхозтехника	1978	3,45	3,45	АС-50	2	У35-1	31	ПБ35-1В; ПБ35-1; УБ35-1; АУБМ-5	33	5	ПФ-6Б	430	3,45	ТК-35	Удовл.
63	ВЛ 35 кВ Сенцово-1	1979	5,30	5,30	АС-70	3	УАП35-3	42	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	45	9	ПС-70	540	5,3	ПС-35	Удовл.
64	ВЛ 35 кВ Сенцово-2		11,70	11,70		12		102		114	21		1805	4,534		Удовл.
64.1	оп.1-6	1992	0,55	0,55	АС-70	2	У35-2	4	ПБ35-4	6	2	ПС-70Д		1,534	ПС-35	
64.2	оп.6-114	1992	11,15	11,15	АСУ-	10	У35-2;	98	УБ35-11;	108	19	"-		3	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
					70		У110-2; УАП35-3		ПБ35-3В; ПБ35-3							
65	ВЛ 35 кВ Синдякино		12,06	12,76		7		88		95	14		1323	2,45		Удовл.
65.1	оп.1-8 (по опорам ВЛ 35 кВ К.Колодезь)	1982	0,00	0,70	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		1,113	ПС-35	
65.2	оп.8-25	1982	2,155	2,155	АС-70	0	У35-1	79	УБ35-1; ПБ35-В; ПБ35-3; ПБ35-3,1	79	7	ПС-70Д			ПС-35	
65.3	оп.25-30	2009	0,637	0,637	АС-70 АС-120	4	У35-1; У35-1+5	2	У35-1; У35-1+5; ПБ35-3,1	6	4	ПС-70Д			ПС-35	
65.4	оп.30-94	1982	7,927	7,927	АС-70											
65.5	оп.94-103	1982	1,34	1,34	АС-70	3	У35-2т	7	ПБ35-2т	10	3	ПС-70Д		1,338	ПС-35	
66	ВЛ 35 кВ Сокол	1964	4,74	9,48	АС-95	28	2АТ; 2УТ; 2ТН	0	-	28	16	ПС-70Е	1040	4,74	ПС-35 ГК-35	Удовл.
67	ВЛ 35 кВ Сошка	1986	10,89	21,78	АС-95	17	У35-2	69	ПБ35-4; П110-6; ПЖТ35-Я	86	17	ПС-70Д	2340	4,1	ПС-35	Удовл.
68	ВЛ 35 кВ Стебаево-1		8,00	19,40		8		41		49	14		1653	1,04		Удовл.
68.1	оп.1-49	1987	8,00	8,00	АС-95	8	У110-2; УАП35 6;У35-1	41	ПБ35-В; ПБ35-1; УБ35-1	49	13	ПС-70Д		1,04	ПС-35	
68.2	оп.49-122 (по опорам ВЛ 35 кВ Стебаево-2)	1987	0,00	11,40	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПС-70				
69	ВЛ 35 кВ Стебаево-2		18,50	18,50		13		96		109	17		1431	3,49		Удовл.
69.1	оп.1-38	1987	7,10	7,10	АС-95	7	У35-1	31	ПБ35-1В; УБ35-1	38	9	ПС-70Д		2,24	ПС-35	
69.2	оп.38-109	1987	11,40	11,40	АС-95	6	У35-2;	65	ПБ35-2	71	8	ПС-70Д		1,25	"-"	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
							У110-2									
70	ВЛ 35 кВ Таволжанка		1,20	1,20		6		4		10	6		156	1,2		Удовл.
70.1	оп.1-4	1994	0,50	0,50	АС-120	4	У35-2	–	–	4	4	ПС-70Д			ТК-35	
70.2	оп.4-10	1974	0,70	0,70	АС-120	2	УМ-1	4	ПБ35-1	6	2	ПФ-6Б			С-35	
71	ВЛ 35 кВ Талпский Чамлык	1972	15,10	15,10	АС-70	7	У35-2	92	ПВ-2; ПВ-2г; ПУВ35-1	99	9	ПФ6-15	1090	2,8	С-35 С-50	Удовл.
72	ВЛ 35 кВ Трубетчино		21,10	21,10		13		137		150	13		1690	3,2		Неуд.
72.1	оп.1-42	1969	5,40	5,40	АС-70	5	УТМ	37	ПВ-1	42	5	ПМ-4,5		1,8	С-35	
72.2	оп.42-150	1971	15,70	15,70	АС-50	8	У11	100	ПБ35-1В	108	8	ПС-70		1,4	ТК-35	
73	ВЛ 35 кВ Усмань-Тяговая	1967	3,18	3,18	АС-185	2	У5М	15	ПВ-33; АУБМ-60	17	7	ПМ-4,5	385	3,18	С-50	Удовл.
74	ВЛ 35 кВ Фёдоровка		17,50	17,50		13		139		152	27		1692	5,15		Удовл.
74.1	оп.1-146	1979	16,89	16,89	АС-70	11	У35-1; УАП35-5	135	УБ35-1; ПБ35-3В	146	25	ПС-6А		2,54	ПС-35	
74.2	оп.146-152	1979	0,61	0,61	АС-70	2	У35-2	4	ПБ35-2	6	2	"-		2,61	"-	
75	ВЛ 35 кВ Хлевное		6,66	6,67		12		31		42	17		675	3,7		Удовл.
75.1	ПС 110 кВ Хлевное-оп.1	1982	0,015	0,03	АС-70	1	У35-2+5	–	–	1	1	ПС-6А			ПС-35	
75.2	оп.1-16	1982	2,00	2,00	АС-70	1	У35-2г	14	УБ35-1; ПБ35-3В	14	2	"-			"-	
75.3	оп.16-18 (совместно с ВЛ 35 кВ Дмитришевка)	1970	0,82	0,82	АС-150	3	У1мн; У35-2; ЦП28+3	–	–	3	3	ПС-12			"-	
75.4	оп.18-36	1970	2,90	2,90	АС-50	4	У35-1	13	ПБ35-15; АБ35-3	17	8	ПС-6В			С-35	
75.5	оп.36-42 (совместно с ВЛ 35 кВ Речная)	1982	0,92	0,92	АС-70	3	У35-2	4	ПБ35-2	7	3	ПС-6В			С-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
76	ВЛ 35 кВ Ярлуково-1		15,69	19,73		13		91		104	22		1724	3,2		Удовл.
76.1	оп.1-62	1972	11,65	11,65	АС-70	8	У35-1; У35-2	54	ПБ35-1; ПУСБ	62	13	ПС-70Д		2,1	С-35	
76.2	отпайка к ПС 35 кВ Малей оп.1-42	1993	4,04	8,08	АС-70	5	У35-2	37	ПБ35-2; 2ПУСБ35-1; 2УБ35-2	42	9	ПС-70Е		1,1	"-"	
77	ВЛ 35 кВ Ярлуково-2		6,10	6,10		9		24		33	11		470	3,6		Удовл.
77.1	оп.1-30	1972	6,00	6,00	АС-70	7	У35-1; У35-2; ПМ-1	22	ПБ35-1; ПУСБ35-1	29	8	ПФ-6Б		3,5	С-35	
77.2	отпайка к ПС 35 кВ Дружба оп.1-4	1972	0,10	0,10	АС-70	2	У35-1	2	ПБ35-1В	4	3	ПФ-6Б		0,1	ПС-35	
78	ВЛ 35 кВ Тюшевка	1984	11,47	22,94	АС-95	13		83		96	18				ПС-35	Удовл.
78.1	оп.1-21	1984	2,01	4,02	АС-95	5	У35-2	16	ПБ35-4,УБ-110	21	8			2,55	ПС-35	
78.2	оп.21-28	1984	0,95	1,89	АС-95	1	У35-2	6	ПБ35-4	7	1					
78.3	оп. №28-95	1984	8,10	16,20	АС-95	5	У35-2	60	ПБ35-4,УБ-110	65	7			1,98	ПС-35	
78.4	оп.95-98	1984	0,41	0,83	АС-95	2	У35-2	1	ПБ35-4	2	2					
	ИТОГО по ВЛ 35 кВ Линьцкого участка		875,23	989,19		626		5 533		6 170	1 082		80 757	228,8		
ВЛ 35 кВ Лебедянского участка																
1	ВЛ - 35 кВ Агроном		8,90	8,90												
1.1	участок от № 7 до № 67 ПС Агроном (№ 65 - 67 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Б - Верх)	1968	8,60	8,60	АС -50 АС- 95	8	У35-1т, У35-1; У 35-2т.	52	УБ 35-1; ПБ 35-2т; ПБ 35 - 1в; П 35-4Б.	60	9	ПМ -4,5	789	3,129	С-35	Удовл.
1.2	участок от № 1ПС Лебедянь до № 7	1969	0,30	0,30	АС -50	4	У 35-2т	3	ПБ 35-2т	7	7	ПМ -4,5	132	0,3	С-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	(совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Троекурово - Совхозная)															
2	ВЛ - 35 кВ Барятино		23,348	23,348												
2.1	участок от № 26 до ПС Барятино	1984	20,193	20,193	АС -70	13	УАП 35-1;У 35-1;У 35-1+5; У 35-1т	179	УБ 35-11т; УБ 35-11;ПБ 35-3	192	24	ПС 70Д	2169	1,284	ПС-35	Удовл.
2.2	участок от № 1ПС Берёзовка до № 26 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Берёзовка)	1975	3,105	3,105	АС -70	8	У 35-2т; У 35-2т+5; У 35-2	18	ПБ 35-1в; ПБ 35-2	26	8	ПС-6Б	411	1,524	ПС-35	Удовл.
2.3	отпайка на ПС 35/10 кВ "Берёзовка"	1975	0,050	0,050	АС -70			1	УБ 35-11т	1	1	ПС-6Б	27	0,05	ПС-35	Удовл.
3	ВЛ - 35 кВ Барятино -1		17,77	17,80												
3.1	участок от № 1 ПС Барятино до № 151ПС Воскресенровка (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Барятино")	1980	17,770	17,800	АС -70	11	УАП 35-1т;УАП 35-6; У 35-1+5; У 35-1; У 35-1т	139	УБ 35-1;ПБ 35-3; ПБ 35-1в	150	23	ПС-6Б	1806	3,671	ПС-50	Удовл.
4	ВЛ - 35 кВ Берёзовка		10,115	13,38												
4.1	участок от № 2 до № 129 ПС Берёзовка (№ 105-129 по опорам ВЛ-35 кВ "Барятино")	1967	10,115	13,22	АС - 50 8,685; АС-70 3,267	5	У 35-1+5; У 35-1	97	ПБ 35-3; УБ 35-11,1; ПБ 35-1в	102	10	ПС-6Б	1141	1,426		Удовл.
4.2	участок от ПС Политово до № 2 (по опорам ВЛ-35 кВ	1975	0,000	0,160	АС -70							ПС 70Д	48	0		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	"Политово")															
5	ВЛ - 35 кВ Бигильдино		19,78	20,43												
5.1	участок от № 129 до № 134 ПС Бигильдино (по опорам ВЛ-35 кВ "Долгое-2")	1979	0,000	0,65	АС -70							ПС 6 Б	143	0		Удовл.
5.2	участок от № 1ПС Знаменка до № 129	1976	19,78	19,78	АС -70	6	У 35-1; У 35-1т	122	УБ 35-1т; УБ 35-1; ПБ 35-1т; ПБ 35-1в	128	11	ПС 6 Б	1458	2,426	С-35	Удовл.
6	ВЛ - 35 кВ Б. Избищи		4,974	18,936												
6.1	уч-к от №102 до №145	1983	4,974	4,974	АС-70	1	У 35-1	41	УБ 35-1; ПБ 35-3т; ПБ 35-1в	42	4	ПС - 70Д	489	1,045	ПС-35	Удовл.
6.2	уч-к от №145 до №147 ПС Б. Избищи (по оп. ВЛ-35 кВ "Дружба")	1983	0,00	0,262	АС-70							ПС - 70Д	112	0		Удовл.
6.3	участок от ПС Дон до № 102 (по опорам ВЛ-35 кВ "Культура")	1983	0,00	13,70	АС- 95							ПС - 70Д	1611	0		Удовл.
7	ВЛ - 35 кВ Б - Попово		15,080	15,080												
7.1	участок от № 79 до № 103 ПС Б – Попово (№ 79 - 93 и № 96 - 103 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Рождество")	1980	4,100	4,10	АС- 95	10	У35-2+5; У35-2; У-35-2т;	15	ПБ - 35-2; ПБ - 35-2т.	25	11	ПС- 60Д; ; ПС- 6Б.	375	1,534	С-35	Хор.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
7.2	уч. от №1 ПС Лебедянь до № 79 (№1-2 совм. подвес с ВЛ - 35 кВ "Перемышка")	1975	10,98	10,98	АС- 95	6	У35-1; У35-1т+5; У35-1+5.	72	ПУСБ35-1; ПБ35-1т; ПБ35-1.	78	6	ПС - 60Д	845	1,956	С-35	Хор.
8	В.Л 35 кВ Большой Верх		17,675	25,10												
8.1	уч. оп. №57-№218 ПС Б. Верх (№ 175-218 совм. подвес с ВЛ 35 кВ "Красивая Меча")	1988	17,675	17,675	АС- 95	12	У 35-1; У 35-2; У 35-2+5; У 35-2т	149	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПУСБ 35-4; ПБ 35-1в; ПБ 35-2	161	22	ПС 70Д	2069	1,149	ПС-35	Хор.
8.2	участок от № 1 ПС Агроном до № 57 (№ 1-3 по опорам ВЛ - 35 кВ "Агроном" ; № 4 - 57 по опорам ВЛ-35 кВ "Плодовая")	1988	0,000	7,425	АС- 95							ПС 70Д	837	0		Хор.
9	В.Л - 35 кВ Ведное -1		22,58	26,40												
9.1	участок от № 218 до № 247 ПС Ведное (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Ведное-2")	1978	3,18	3,18	АС-70	3	У 35-2т	27	ПБ 35-2вт	30	3	ПС-6Б	348	3,13	ПС-35	Удовл.
9.2	участок от № 31 до № 218	1978	19,40	19,40	АС-70	0		186	УП 35-46; УА 35-46; ПБ 35-1в	186	14	ПС-6Б; ПС- 70Д	1980	0		Удовл.
9.3	участок от № 1 ПС Никольское до № 31 (по опорам ВЛ-35 кВ "Никольское")	1984	0,00	3,82	АС-70							ПС-6Б	465	0		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	Головинщино															
13.1	участок от № 141 до № 167 ПС Головинщино (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Луговая")	1988	3,60	3,60	АС- 95	6	У 35-2; У 35-2т	21	ПУСБ 35-4; ПБ 35-2	27	7	ПС 70Д	396	1,604	ПС-35	Удовл.
13.2	участок от № 1 ПС Астапово до № 141 (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Комплекс")	1988	17,27	17,30	АС- 95	6	У 35-1; У 35-1т; У 35-1+5	133	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1в;	139	18	ПС 70Д	1563	1,316	С-35	Удовл.
14	В.Л. - 35 кВ Данков Сельская		5,228	5,228												
14.1	участок от № 13 до № 36	1991	3,374	3,374	АС-120	1	У 35-2т+5;	20	УБ 35-1т; АУБМ 35-1т; ПБ 35-3т; ПБ 35-3	21	8	ПС 70Д	378	0,735	ТК-50	Хор.
14.2	участок от № 36 до № 38 ПС Данков Сельская	1967	0,359	0,359	АС-120	1	У 35-1т	3	ПБ 35-3т	4	4	ПС 70Д	124	0,359	ТК-50	Удовл.
14.3	участок от № 1 ПС Химическая до № 13 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Тёплое")	1983	1,495	1,495	АС-95	7	У 35-2т; У 35-2т+5.	6	ПБ 35-2т	13	7	ПС 70Д	267	1,495	С-50	Хор.
15	В.Л. - 35 кВ Долгое -1		7,919	14,10												
15.1	участок от № 1 ПС Полибино до № 46 (по опорам ВЛ-35 кВ "Полибино")	1985	0,000	6,181	АС-70							ПС -70Д	606	0		Удовл.
15.2	участок от № 46 до № 99 ПС Долгое	1976	7,919	7,919	АС-70	4	У 35-1т; У 35-1	49	УААг-35; ПБ 35-3;	53	6	ПС -70Д	687	1,22	С-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка		
						к-во	тип	к-во	тип								
16	ВЛ - 35 кВ Долгое - 2		12,25	12,25													
16.1	участок от № 75 до № 80 ПС Бигильдино (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Бигильдино")	1979	0,65	0,65	АС-70	3	У 35-2т	3	ПБ 35-2т	6	3	ПС - 6Б	149	0,65	ПС-35	Удовл.	
16.2	участок от № 1 ПС Долгое до № 75	1976	11,60	11,60	АС-70	7	УАП 35-4т; УАП 35-4	67	ПБ 35-3;ПУСБ 35-1;УААГ - 35; ПБ 35-1вт;ПБ 35-1в.	74	9	ПС - 6Б	969	3,218	ПС-35	Удовл.	
17	ВЛ - 35 кВ Дрезгалово - 1		21,345	21,345													Неуд.
17.1	участок от № 204 до ПС Дрезгалово (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Дрезгалово-2)	1976	1,00	1,00	АС-70	2	У 35 -2т	8	ПБ 35 -2т	10	2	ПС - 6Б	148	0,98	ПС-35		
17.2	участок от № 69 до № 75 (№ 71 - 75 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Яблоново)	1976	0,60	0,60	АС-70	1	У35-2 т+5	5	УБ35-1.; ПБ 35-2т	6	2	ПС - 6Б	57	0,600			
17.3	участок от № 75 до № 204	1976	12,56	12,56	АС-70	6	У35-1+5; У35 - 2+5; У35-1.	122	УБ35-1;ПБ35-1; УААГ-35	128	23	ПС - 6Б	1605	1,061			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
17.4	участок от № 1 ПС Россия до № 69 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Краное-1")	1985	7,185	7,185	АС-70	15	У35-2г; У35-2; У35-2+5; УА П35-5	55	УБ35-2г; ПБ35-2; ПБ35-4Б	70	13	ПС - 6Б	975	2,473	ПС-35	
18	ВЛ - 35 кВ Дрезгалово -2		8,50	9,50												
18.1	участок от № 10 до № 88 ПС Талица	1977	8,50	8,50	АС-70	4	У35-1г, У35-1+5	74	УААг-35; ПБ 35-3; ПБ 35-3г; УБ 35-1г; ПБ 35-1в; ПБ 35-1г.	78	14	ПС - 6Б	989	1,241	ПС-35	Удовл.
18.2	участок от № 1 ПС Дрезгалово до № 10 (по опорам ВЛ-35 кВ "Дрезгалово-1")	1976	0,00	1,00	АС-70							ПС - 6Б	132			Удовл.
19	ВЛ - 35 кВ Дружба		12,262	12,262												
19.1	участок от № 3 до № 106 ПС Трубетчино	1983	12,00	12,00	АС-70	3	У 35-1г; УАП 35-3;	100	УБ 35-1; ПБ 35-1в; ПБ 35-3	103	11	ПС -70Д	1275	3,627	ПС-35	Удовл.
19.2	участок от № 1 ПС Б. Избищи до № 3 (совместный подвес с ВЛ 35 кВ Б - Избищи)	1983	0,262	0,262	АС-70	2	У 35-2г	1	ПБ 35-2г	3	2	ПС -70Д	84	0,262	ПС-35	Удовл.
20	ВЛ - 35 кВ Знаменка		13,04	13,06												
20.1	участок от № 13 до ПС Знаменка	1980	12,01	12,01	АС-70	8	У 35-1; УАП 35-3	74	УБ 35-1; ПБ 35-3; УБ 35-1г; УААг - 35; ПБ 35-1г; ПБ 35-1в.	82	16	ПС 70 Д; ПМ -4,5.	1207	1,371	С-35	Удовл.
20.2	участок от ПС	1986	1,03	1,05	АС-70	1	У 35-1	11	УБ 35-1;	12	1	ПС 70Д	135	1,05	С-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
	Астапово до № 13 (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Первомайская")								ПБ 35-1в							
21	ВЛ - 35 кВ Каменная Дубна		19,51	23,38												Неуд.
21.1	участок от № 1 ПС Донская до № 160	1968	19,51	23,38	АС-50	4	У 35-1; У 35-1+5	156	АУБМ - 3; УБ 35-11; ПБ 35-3; ПБ 35-1в; П - 35; УБ 35-1в	160	18	ПМ -4,5; ПД -35	894	1,689	ПС-35	
22	ВЛ - 35 кВ "Компрессорная - Кольбельская" (ВЛ Кольбельская)		8,565	13,292												
22.1	участок от № 26 до № 63 ПС Кольбельская	1969	8,565	8,565	АС- 95	0		37	УБ 35-11,1; ПБ 35-1в	37	3	ПФ-6Б	519	1,624	С-35	Удовл.
22.2	участок от № 1 ПС Компрессорная до № 26 (по опорам ВЛ-35 кВ "Связь ГКС")	1980	0,000	4,727	АС-95							ПС 70Д	351	0		Удовл.
23	ВЛ - 35 кВ Комплекс		12,225	12,250												
23.1	участок от № 1 ПС Астапово до № 16 (опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Головинцино")	1986	1,595	1,595	АС-70	3	У 35-1т+5	13	ПУСБ 35-1т; ПБ 35-1в	16	3	ПС-6Б	201	1,595	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
23.2	участок от № 16 до № 91	1974	10,475	10,475	АС-70	5	У 35-1+5; УАП 35-4; У 35-1т+5	69	ПБ 35-3; ПУСБ 35-1т; УБ 35-11; ПБ 35-1в	74	6	ПС-6Б	780	0,984		Удовл.
23.3	участок от № 91 до № 92 ПС Комплекс (опора № 92 отнесена к ВЛ-35 кВ "Топки")	2006	0,155	0,18	АС-70	1	У 35-1т+5	0		1	1	ПС 70Д	36	0,18	ТК-50	Удовл.
24	ВЛ - 35 кВ Красивая Меча с отп. на ПС Сергиевка		33,24	38,61												
24.1	участок от № 1 ПС Б. Верх до № 260 ПС Сапрыкино (от ПС Б-Верх № 1 - 44 по опорам ВЛ-35 кВ "Б-Верх")	1994	22,29	27,66	АС-70	18	У 35-1; У 35-2; У 35-2т	198	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПУСБ 35-4; ПБ 35-1в; ПБ 35-2	216	31	ПС 70Д	2583	1,760	ПС-35	Хор.
24.2	отпайка к ПС Сергиевка	1996	10,95	10,95	АС-70	7	У 35-1+5; У 35-1т; У 35-1+5т.	90	УБ 35-1; ПБ 35-1в	97	14	ПС 70Д	1122	1,552	ПС-35	Хор.
25	ВЛ - 35 кВ Красное		0,165	7,595										0		
25.1	участок от № 69 до № 73 ПС Красное (№ 71-73 по опорам ВЛ-35 кВ "Яблоново")	1976	0,165	0,41	АС-70			1	УБ35-1	1	1	ПС-6Б	78	0		Удовл.
25.2	участок от № 1 ПС Россия до № 69 (по опорам ВЛ-35 кВ "Дрезгалово-1")	1985	0,000	7,185	АС-70							ПС-6Б	879	0		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
26	ВЛ - 35 кВ Культура		21,00	21,00												
26.1	участок от № 102 до № 169 ПС Культура	1983	7,30	7,30	АС-70	4	У35-1т, У35-1+5	63	УБ 35-1; ПБ 35-1в	67	8	ПС - 70Д	813	1,451	ПС-35	Удовл.
26.2	уч-к от № 1 ПС Дон до № 102 (совместный подвес с ВЛ 35 кВ "Б - Избищи")	1989	13,70	13,70	АС-95	14	У 35 - 2т; У 35-2.	88	УБ 35-11т; УБ 35-11; ПБ 35-2т; ПБ 35-2	102	27	ПС - 70Д	1611	1,963	ПС-35	Удовл.
27	ВЛ - 35 кВ Луговая		10,30	13,90												
27.1	участок от № 27 до № 114 ПС Новополянье	1988	10,30	10,30	АС-70	7	У 35-1; У 35-1+5; У 35-1+5т	80	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1в;	87	13	ПС 70Д	1119	1,059	ПС-35	Удовл.
27.2	участок от № 1 ПС Головенщино до № 27 (по опорам ВЛ-35 кВ "Головенщино")	1988	0,000	3,60	АС-70							ПС 70Д	480	0		Удовл.
28	ВЛ - 35 кВ Мисопром		12,68	12,68												
28.1	участок от № 1 ПС Гагарино до № 98 ПС Пиково (№ 1 - 12 совм. подвес с ВЛ 35 кВ "Троекурово")	2007	12,68	12,68	АС-95	8	У 35-2т+5; У 110-2т+5; У 35-1; У 35-1т; У 35-1т+5	90	УБ 35-1-11.1; ПУСБ 35-4.1т; ПБ 35-4.1т; ПБ 35-3.1	98	16	ПС 70Д	1212	2,147	ЛК-0,8	Хор.
29	ВЛ - 35 кВ Никольское		19,32	19,32												
29.1	участок от №152 до №182 ПС Никольское	1984	3,82	3,82	АС-70	7	У 35-2т+5; У 35-2т; У	24	ПБ 35-4; ПБ 35-4т	31	7	ПС-6Б; ПС- 70Д	417	2,032	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	Перемычка															
32.1	участок от №48 до №83 ПС Лебедянь (№48-78 по опорам ВЛ-110 кВ "Лебедянь Левая") (№ 82-83 по опорам ВЛ-35 кВ "Б-Попово")	1972	0,224	6,715	АС-150			3	УБ35-1; ПЖ-35Я1	3	2	ПС6А	1276	0,185	ТК-50	Удовл.
32.2	участок от №1 ПС Дон до №48 (№ 2-47 по опорам ВЛ-110 кВ "Лебедянь Правая")	1974	0,064	9,41	АС-150			1	УБ35-1	1	1	ПС6А	1530	0,062	ТК-50	Удовл.
33	ВЛ - 35 кВ Пиково		14,000	14,000												
33.1	участок от № 39 до № 102 ПС Пиково	1982	8,70	8,70	АС-70	8	У 35-1+5; У 35-1	55	УБ 35-1; ПБ 35-1в	63	9	ПС 70Д	759	2,845	ПС-35	Хор.
33.2	участок от № 1 ПС Чаплыгин Новая до № 39	1994	5,30	5,30	АС-95	4	У 35-2т; У 35-1	35	УБ 35-1; ПБ 35-2; ПБ 35-1в	39	8	ПС 70Д	592	1,583	ТК-35	хор.
34	ВЛ - 35 кВ Плодовая		18,40	18,60												
34.1	участок от № 106 до № 164 ПС Агроном (№ 106 - 159 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Б - Верх")	1988	7,30	7,30	АС-70	11	У 35-2; У 35-2+5; УА П 35-4	48	ПУСБ 35-4; ПБ 35-2	59	11	ПС 70Д	837	1,358	ПС-35	Удовл.
34.2	участок от № 2 до № 106	1988	11,10	11,10	АС-70	2	У 35-1	101	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1в	103	8	ПС 70Д	1135	1,276	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
34.3	участок от № 1 ПС П. Хрущёво до № 2 (по опорам ВЛ-35 кВ "П-Хрущёво")	1988	0,00	0,20	АС-70							ПС 70Д	66	0		Удовл.
35	ВЛ - 35 кВ Подлесно - Хрущёво		21,82	21,82												
35.1	участок от № 180 до № 181 ПС П. Хрущёво (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Плодовая")	1988	0,20	0,20	АС-70	2	У 35-2т	0		2	2	ПС 70Д	72	0,18	ПС-35	Удовл.
35.2	участок от №1 ПС Химическая до № 180	1987	21,62	21,62	АС-70	6	У 35-1т; У 35-1; У 35-1+5т; УАП 35-4	173	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1в	179	29	ПС 70Д	2187	3,621	ПС-35	Удовл.
36	ВЛ - 35 кВ Полибино		12,84	12,84												
36.1	участок от № 1 ПС Полибино до № 46 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Долгое-1")	1985	6,181	6,181	АС-70	8	У 35-2т; У 35-2	38	ПБ 35-2	46	10	ПС-6Б; ПС-70Д	567	1,159	ПС-35	Удовл.
36.2	участок от № 46 до № 95 ПС Берёвка	1976	6,659	6,659	АС-70	7	У 35-1т;	42	УААг - 35; УБ 35-1т; ПБ 35-1в; ПБ 35 в	49	11	ПС-6Б; ПС-70Д	651	1,896	ПС-35	Удовл.
37	ВЛ - 35 кВ Политово		15,55	15,55												Неуд.
37.1	участок от № 166 до № 167 ПС Политово	1975	0,16	0,16	АС-95	2	У 35-2т	0		2	2	ПС 70Д	72	0,16	ТК-50	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка		
						к-во	тип	к-во	тип								
	(совместный подвес с ВЛ 35 кВ "Берёзовка")																
37.2	участок от № 1 ПС Данков Сельская до № 166 (опора № 2 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Тёплое")	1967	15,39	15,39	АС-50	2	У 35-2т	163	УБ 35-1; ПБ 35-1в; ПБ 35-3	165	6	ПМ -4,5	1614	3,043	ПС-35		
38	ВЛ - 35 кВ Раненбург		8,60	8,60													
38.1	участок от № 1 ПС Компрессорная до № 67 ПС Раненбург	1994	8,60	8,60	АС-70	12	У 35-2т; УС 110-3; У 35-1т+5; У 35-1+5; У 35-1; У 35-1т; У 35-1т+9	55	УБ 35-1т; УБ 35-11; ПБ 35-3т; ПБ 35-3	67	29	ПС 70Д	1182	3,653	ТК-50	Хор.	
39	ВЛ - 35 кВ Решетово - Дубрава		7,08	7,10													
39.1	участок от № 1 ПС Россия до № 68 ПС Дубрава (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Сапрыкино")	1985	7,08	7,10	АС-95	12	У35-1т; У35-2т +5; У 35-1т +5; УА П35-6; УС35-3	55	ПБ35-3; ПБ35-1в; УБ35-1; УБ35-1т	67	16	ПС - 70Д	978	2,946	ПС-35	Хор.	
40	ВЛ - 35 кВ Рождество с отп. на ПС Сахзавод		10,652	14,470													
40.1	участок от № 24 до № 85 ПС Рождество	1975	8,12	8,12	АС-95	3	У35-1; У35-1т	58	ПБ35-1в; УБ-35-1т; УБ-35-1	61	11	ПС-60Д; ПМ-4,5	774	1,542	ПС-35	Хор.	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
40.2	участок от № 1 ПС Б - Попово до № 24 (№ 1-7 и №10-24 по опорам ВЛ-35 кВ "Б - Попово")	1980	0,282	4,10	АС- 95			2	УБ 35-1	2	2	ПС-60Д	404	0		Хор.
40.3	отпайка к ПС Сах-завод	1975	2,25	2,25	АС- 50	4	У35-1т+5	15	УБ-35-1; ПБ-35-1-В	19	6	ПМ-4,5	228	0		Хор.
41	ВЛ - 35 кВ Рождество-I		10,92	10,92												
41.1	участок от № 90 до № 106 ПС Яблонево (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Яблоново")	1990	1,80	1,80	АС-70	2	У35-2т+5; У35-2т.	15	ПБ 35- 2т	17	2	ПС - 70Д	190	1,86	ПС-35	Хор.
41.2	участок от № 1 ПС Рождество до № 90	1990	9,12	9,12	АС-70	6	У35-1+5; У35-1.	83	УБ-35-1т; ПБ35-1т; ПБ35-1; ПБ35-1в	89	11	ПС - 70Д	1020	1,832	ПС-35	Хор.
42	ВЛ - 35 кВ "Россия - Сапрыкино" (ВЛ Сапрыкино)		13,30	13,32												
42.1	участок от ПС Россия до ПС Сапрыкино (опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Р - Дубрава")	1977	13,30	13,32	АС-70	3	У35-1т, У35-1; У35-2т.	94	УБ 35-1; УБ 35-1т; ПБ 35-3т; П 35- 4 Бт; П 35-4Б.	97	12	ПС - 6Б	1158	2,371	ПС-35	Хор.
43	ВЛ - 35 кВ Связь ГКС		11,757	11,757												
43.1	участок от №14 до №41	1968	5,379	5,379	АС- 95	0		26	УБ 35-11,1; ПБ	26	7	ПС-6Б; ПС- 70Д	363	0		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
									35-1в							
43.2	участок от №41 до № 66 ПС Компрессорная (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Колыбельская")	1980	4,727	4,727	АС- 95	2	У 35-2; У 35-2т	24	ПУСБ 35-4; ПБ 35-2	26	4	ПС 70Д	327	1,165	ТК-35	Удовл.
43.3	участок от № 1 ПС Чаплыгин Новая до №14 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Новополянье")	1994	1,651	1,651	АС- 95	3	У 35-2т	11	ПБ 35-2	14	3	ПС 70Д	204	1,649	ТК-35	Удовл.
44	ВЛ - 35 кВ Сергиевка		10,48	10,50												
44.1	участок от № 1 ПС Троекурово Совхозная до № 73 ПС Сергиевка (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Троекурово-Совхозная")	1966	10,48	10,50	АС-50-8,00; АС -70-1,40.	1	У 35-1т+5	71	УБ 35-1т; УБ 35-1; ПБ 35-3т; ПБ 33	72	9	ПМ -4,5	849	2,796	С-50	Удовл.
45	ВЛ - 35 кВ Теплое с отп. на ПС Д- Сельская		27,788	29,323												
45.1	участок от № 13 до № 155	1985	19,657	19,657	АС- 70	1	У 35-1	140	АУБ 35-1в; ПБ 35-3; ПБ 35-1в	141	15	ПФ-6Б; ПМ 4,5; ПС 70Д	1728	0		Удовл.
45.2	участок от № 155 до № 176 ПС Тёплое (опора №176 относится к ВЛ-35 кВ)	1993	1,651	1,671	АС-70	0		21	УБ 35-1т; ПБ 35-1в	21	2	ПС 70Д	210	1,255	ТК-50	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка		
						к-во	тип	к-во	тип								
	"Воскресеновка")																
45.3	участок от № 1 ПС Химическая до № 13 (по опорам ВЛ -35 кВ "Данков-Сельская")	1983	0,00	1,495	АС-95								ПС 70Д	270	0		Удовл.
45.4	отпайка к ПС Данков Сельская (концевая опора № 43 относится к ВЛ - 35 кВ "Политово")	1967	6,48	6,50	АС-50	6	УАП 35-3	36	ПБ 35-1в	42	6	ПФ-6Б	573	1,555	ПС-35	Удовл.	
46	ВЛ - 35 кВ Топки		9,868	9,868													
46.1	участок от № 1 ПС Топки до № 83.	1997	9,70	9,70	АС-70	11	У 35-2т; У 35-2т+5; У 110-2+5; У 110-2т+5	72	ПБ 35-2т; ПУСБ 35-4; ПБ 35-2; ПБ 35-2т	83	18	ПС 70Д	1098	2,993	ПС-50; ТК-50	Удовл.	
46.2	участок от № 83 до № 85 ПС Комплекс (опора № 85 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Комплекс")	2006	0,168	0,168	АС-70	2	У 35-1т+5; У 35-2т	0		2	2	ПС 70Д	60	0,15	ТК-50	Удовл.	
47	ВЛ - 35 кВ Троекурово		7,65	8,70													
47.1	участок от № 1 ПС Гагарино до № 65 ПС Троекурово (№ 1 - 12 по опорам ВЛ-35 кВ "Мясопром")	1974	7,65	8,70	АС-70	4	УАП 35-3т; УАП 35-5	49	ПБ 35-1т; ПБ 35-1в	53	4	ПФ-6Б	603	2,616	С-35	Удовл.	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
48	ВЛ - 35 кВ Троекурово Совхозная		10,50	10,80												
48.1	участок от № 7 до № 65 ПС Троекурово Совхозная (опора № 65 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Сергиевка")	1969	10,50	10,50	АС-95	1	У 2 - П	57	ПУБ 35-3-1т; ПУБ 35-3-1; ПБ 35-3т; ПБ 35-3	58	5	ПМ -4,5	694	3,1	ТК-35	Удовл.
48.2	участок от № 1 ПС Лебедянь до № 7 (по опорам ВЛ-35 кВ "Агроном")	1969	0,000	0,30	АС-50							ПМ -4,5	132	0		Удовл.
49	ВЛ - 35 кВ Шовское		14,28	14,30												
49.1	участок от № 1 ПС Культура до № 119 ПС Первомайская (опора № 119 относится к ВЛ-35 кВ "Первомайская")	1979	14,28	14,30	АС-70	3	У 35-2т ; У 35-1т.	115	ПБ 35-3; ПБ 35-3т; ПУСБ 35-1т; ПУСБ 35-1; ПВС 1т; ПВС -1	118	15	ПС - 70Д	1374	2,43	ПС-35; С-35	Удовл.
50	ВЛ - 35 кВ Яблонцево		11,215	13,50												
50.1	участок от № 17 до № 132 ПС Красное (№ 124 - 128 по опорам ВЛ - 35 кВ "Дрезгалово - 1") (№ 130 - 132 совместный подвес с	1990	11,215	11,70	АС-70	5	У35-1+5, УАП35-4, У35-1т	105	ПБ35-1В, ПБ35-2В, УБ35-11	110	16	ПС-70Д, ПС65/26	1310	0,451	ПС-35	Хор.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	ВЛ - 35 кВ "Красное-1")															
50.2	участок от № 1 ПС Яблоново до № 17 (по опорам ВЛ-35 кВ "Рождество-1")	1990	0,000	1,80	АС-70							ПС-70Д	195			Хор.
	ИТОГО по 35 кВ Лебедянского участка		672,3	773,34		398		5140		5538						
ВЛ 35 кВ Елецкого участка																
1	ВЛ 35 кВ Авангард		15,2	16,77		10		76		86	13		1236	1,2		Удовл.
1.1	по опорам ВЛ 35 кВ ТЭЦ: оп.1-18, двухцепной участок	1977		1,57	АС-95							ПФ6-В	267			
1.2	оп.18-63	1972	9,2	9,2	АС-95	3	У35-1, У110-2	42	АБ35-7, ПБ25-15, ПУБ35-1, ПУБ35-2	45	4	ПФ6-В	465	-	-	
1.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Хитрово: оп.63-104, двухцепной участок	1989	6	6	АС-95	7	У35-2+5, У35-2	34	ПБ35-2, 2УБ35-11	41	9	ПС70-Д	504	1,2	ПС-35	
2	ВЛ 35 кВ Аврора	1979	10,3	10,3		22		47		69	24		1077	2,26		Удовл.
2.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казачье: оп.1-37, двухцепной участок	1990	5,5	5,5	АС-70	15	У35-2, У35-2+5, У110-2+9	22	ПУСБ35-4, ПУСБ35-1, ПБ35-2-1	37	15	ПС70-Д	654	1	ПС-35	
2.2	оп.37-66	1979	4,4	4,4	АС-70	4	У35-1	25	УБ35-1, ПБ35-1В, ПБ35-5В	29	6	ПС70-Д	351	0,9	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
2.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Ольшанец: оп.66-69, двухцепной участок	1979	0,4	0,4	АС-70	3	У35-2+5, У35-2т	0	-	3	3	ПС70-Д	72	0,36	ПС-35	
3	ВЛ 35 кВ Афанасьев	1978	7,8	7,8		12		50		62	14		768	3,28		Удовл.
3.1	оп.1-42	1978	5,8	5,8	АС-70	5	УАП35-1, УАП35-2, УАП35-3	37	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-1вт, ПБ35-3т, ПБ35-5в	42	7	ПС70-Д	483	1,32	ПС-35	
3.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Чернава: оп.42-62, двухцепной участок	1978	2	2	АС-70	7	У35-2, У35-2+5	13	ПБ35-2вт, ПБ35-4	20	7	ПС70-Д	285	1,96	ПС-35	
4	ВЛ 35 кВ Большая Боевка оп.1-99. оп.91-99 2-цеп. дл. = 0,7 км	1983	9,4	10,1	АС-70	10	У35-1, У35-2, УАП35-3	89	ПБ35-1в, АБ35-1, ПБ35-6	99	18	ПФ6-В	1161	2,5	ПС-35	Удовл.
5	ВЛ 35 кВ Бабарькино оп.1-141	1980	16,8	16,8	АС-70	11	У35-1, У35-2, УАП35-3	130	УБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-1в, ПБ35-1вт, ПУСБ35-1	141	20	ПФ6-В	1706	3,15	ПС-35	Удовл.
6	ВЛ 35 кВ Борки		14,7	14,7		8		67		75	10		825	3,3		Удовл.
6.1	оп.1-73	1973	14,65	14,65	АС-95	6	У35-1, У35-2, У110-1, УБ35-11	67	ПУБ35-1, ПБ-33, КБ35-1, УБ35-11	73	8	ПС70-Д	777	3,25	С-35	
6.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Гатище: оп.73-75, двухцепной участок	1981	0,05	0,05	АС-95	2	У35-2	0	-	2	2	ПС70-Д	48	0,05	С-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
7	ВЛ 35 кВ Васильевка оп.1-56	1979	8,34	8,34	АС-95	5	У35-1+5, У35-2+5, У110-1+9	51	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-1в	56	15	ПС6-В	729	2,8	ПС-35	Удовл.
8	ВЛ 35 кВ Веселое оп.1-94. (оп.1-9 2-цеп. дл. = 1 км 2-я ц. недейст.)	1983	9,8	10,8	АС-70	8	У35-1, У35-2, У35-1+5	86	УБ35-1, ПУСБ35-1вт, ПБ35-2, ПБ35-3, ПБ35-1в, ПБ110-5, ПБ110-8	94	11	ПС70-Д	1011	4	ПС-35	Удовл.
9	ВЛ 35 кВ Волово оп.1-114	1979	17,26	17,26	АС-95	8	У35-1	106	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-6в, ПБ35-1в	114	23	ПС6-В	1446	2,7	ПС-35	Удовл.
10	ВЛ 35 кВ Вольнь оп.1-116	1978	12,35	12,35	АС-70	-	-	116	УБ35-1, УБ35-1в, ПБ35-4в, ПБ35-3г, ПБ35-5в, ПБ35-7в	116	18	ПФ6-В, ПС70-Д	1356	3,5	ПС-35	Удовл.
11	ВЛ 35 кВ Воронеж		2,6	9		5		14		19	5		954	0,95		Удовл.
11.1	по опорам ВЛ 35 кВ Казаки оп.1-41, двухцепной участок	1983		6,4	АС-95							ПФ6-В	654			
11.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казаки: оп.41-60, двухцепной участок	1983	2,6	2,6	АС-95	5	У35-2, У35-2+5	14	ПБ35-2, ПБ35-2Т, ПБ35-2Т, ПЖЛ35-А	19	5	ПФ6-В	300	0,95	ПС-35	
12	ВЛ 35 кВ Восточная		5,9	11,8		23		18		41	20		1350	5,9		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
12.1	левая, правая: оп.1-22, двухцепной участок	1977	3	6	АС-95	9	2АПТ, 2УП, 2П, 2УПТ, 2АП-2, У35-2, У35-2+5, У110-2П	13	ПБ35-1, ПБ35-2В	22	9	ПС6-А ПМ-4,5	666	3	С-35	
12.2	оп.22-28, двухцепной участок	1973	1,06	2,12	АС-95		2АПТ, 2УП, 2П, 2УПТ, 2АП-2, У35-2, У35-2+5, У110-2П	5	ПБ35-1, ПБ35-2В	5		ПС6-А ПМ-4,5	90	0,86	С-35	
12.3	левая, правая оп.28-41, двухцепной участок	1965	1,84	3,68	АС-95	14	2АПТ, 2УП, 2П, 2УПТ, 2АП-2, У35-2, У35-2+5, У110-2П		ПБ35-1, ПБ35-2В	14	11	ПС6-А ПМ-4,5	594	2,04	С-35	
13	ВЛ 35 кВ Вторые Тербуны	1982	13,55	13,55		13		122		135	18		1485	2,44		Удовл.
13.1	оп.1-94	1982	9,05	9,05	АС-70	2	У35-1,	92	УБ35-1,	94	9	ПФ6-В	981	1,2	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
							УАП35-6		ПБ35-3, ПБ35-1В							
13.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Рассвет: оп.94-135, двухцепной участок	1982	4,5	4,5	АС-70	11	У35-2+5, У35-2	30	ПБ35-2	41	9	ПФ6-В	504	1,24	ПС-35	
14	ВЛ 35 кВ Гагине		7,9	7,95		7		35		42	7		531	2,8		Удовл.
14.1	по опорам ВЛ 35 кВ Борки: оп.1-2, двухцепной участок	1981		0,05	АС-95							ПФ6-В	48			
14.2	оп.2-44	1973	7,9	7,9	АС-35	7	У35-1	35	ПБ-33	42	7	ПФ6-В	483	2,8	ТК-50	
15	ВЛ 35 кВ Гнилуша оп.1-75	1971	14	14	АС-95	14	У1Мн, У35-2, У110-3п	61	ПБ-35, ПБ-35-15, ПБ35-3	75	14	ПМ-4,5, ПС-70Е	909	2,35	С-35	Удовл.
16	ВЛ 35 кВ Голыково оп.1-46	1970	8,62	8,62	АС-95-150	8	У-6М, У60БА-3	38	КБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-15,	46	12	ПМ-4,5	618	3,34	С-35	Удовл.
17	ВЛ 35 кВ Грыздово		10,6	11,28		9		53		62	10		810	1,87		Удовл.
17.1	по опорам ВЛ 35 кВ Свишни оп.1-8, двухцепной участок	1996		0,68	АС-70							ПС70-Д	102			
17.2	оп.9-13	1996	0,53	0,53	АС-70	1	У35-2, У1МН	4	УБ35-11, ПБ35-3ВТ	5	2	ПС70-Д	75	0,53	С-35	
17.3	оп.14-70	1971	10,07	10,07	АС-50	8	У5МН, У1МН	49	ПУВ-1, ПБ-1	57	8	ПФ6-В	633	1,34	С-35	
18	ВЛ 35 кВ Донская оп.1-27	1967	5,01	5,01	АС-95	2	У35-2	25	ПБ-33, АУБМ6 0-1	27	7	ПС70-Д	348	5,01	С-35	Удовл.
19	ВЛ 35 кВ Дубовое		8	9,17		10		40		50	10		744	2,6		Удовл.
19.1	по опорам ВЛ 35 кВ Лазовка оп.1-11,	1983	1,17	2,34	АС-95	3	У35-2т, У35-	8	ПБ35-2	11	3	ПФ-6В	288	1,2	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка		
			к-во	тип		к-во	тип										
	двухцепной участок						2т+5										
19.2	оп.11-50	1971	6,83	6,83	АС-95	7	У1Мн	32	ПБ-33	39	7	ПС-70Д	456	1,4	С-35		
20	ВЛ 35 кВ Дубрава		10,15	10,75		6		100		106	13		1281	2,53		Удовл.	
20.1	оп.1-106	1985	10,15	10,15	АС-70	6	У35-2т+5, У35-1, УАП35-3, УАП35-6	100	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-3	106	13	ПС70-Д	1149	2,53	ПС-35		
20.2	по опорам ВЛ 35 кВ Чернолес оп.106-114, двухцепной участок	1985		0,6	АС-70							ПС70-Д	132				
21	ВЛ 35 кВ Жерновное		14,2	14,2		6		136		142	14		1488	3,4		Удовл.	
21.1	оп.1-78	1977	7,4	7,4	АС-70			78	УА35-4в, УБ35-1т, УП35-4в, ПУсБ35-1, П35-4вт, П35-4в, ПБ35-4в	78	8	ПС-70Д	822	2	ПС-35		
21.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Ломовец: оп.78-142, двухцепной участок	1994	6,8	6,8	АС-70	6	У35-2+5, У35-2, У35-2т+5, У35-2т	58	ПБ110-8, ПБ35-4.1, ПБ35-4.1т, ПУсБ35-2.1	64	6	ПС70-Д	666	1,4	ПС-35		
22	ВЛ 35 кВ Задонск		10,7	10,7		17		40		57	20		813	3,23		Удовл.	
22.1	совместный подвес с ВЛ	1972	2,27	2,27	АС-95-	12	П-4м,	3	ПБ-22	15	11	ПС-70Д	300	2,27	С-35		

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
	35 кВ Казачье: оп.1-15, двухцепной участок				120		У2М-2									
22.2	оп.15-55	1972	8,26	8,26	АС-95	4	У35-1	36	АБ35-7, КБ36-1Г	40	8	ПФ6-В	480	0,79	С-35	
22.3	оп.56-57	1999	0,17	0,17	АС-95	1	У2М-2, У35-2	1	ПБ-33, ПБ-33-1Г, УБ35-11.1	2	1	ПС-70Д	33	0,17	С-35	
23	ВЛ 35 кВ Захаровка		11,8	11,8		10		55		65	14		795	2,2		Удовл.
23.1	оп.1-56	1974	10,8	10,8	АС-95	6	У35-1, У35-2	50	УБ35-1, АБ35-7, КБ35-3, ПУБ35-1, ПУБ35-3, ПБ35-3, ПБ-33	56	10	ПС-70	654	1,2	С-35	
23.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Свобода: оп.65-56, двухцепной участок	1983	1	1	АС-95	4	У35-2+5, У35-2	5	ПБ35-2Г	9	4	ПС70-Д	141	1	ПС-35	
24	ВЛ 35 кВ Измалково		7,3	11,5		2		54		56	5		981	1,56		Удовл.
24.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Панкратовка: оп.1-10, двухцепной участок	1973	1,6	1,6	АС-50	2	У35-2	8	ПБ-22	10	2	ПС-70Д	138	1,56	С-35	
24.2	оп.10-58	1998	5,7	5,7	АС-50		-	46	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-1В	48	3	П-4,5, ПС70-Д	459		-	
24.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Кириллово: оп.58-93, двухцепной участок	1989		4,2	АС-70							ПС70-Д	384			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
25	ВЛ 35 кВ Казаки		24,1	26,7		30		141		171	48		2697	2,7		Удовл.
25.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Воронеж: оп.1-41, двухцепной участок	1983	6,4	6,4	АС-95	12	У35-2, У35-2Т, У35-2+5, УС110-8	29	ПБ35-2, ПБ35-2Т, ПЖЛ35-4	41	19	ПФ6-В	654	1,6	ПС-35	
25.2	отпайка на ПС 35 кВ Воронеж по опорам ВЛ 35 кВ Воронеж: оп.41-60, двухцепной участок	1983		2,6	АС-95							ПФ6-В	300			
25.3	оп.41-171	1983	17,7	17,7	АС-95	18	У35-1, У35-1+5, У35-1+5, УАП35-2, 3(У110-1+9), У110-2+9	112	ПБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-1В, УБ35-1	130	29	ПС70-Д	1743	1,1	ПС-35	
26	ВЛ 35 кВ Казачье		2,6	11,07		5		14		19	6		1287	2,1		Удовл.
26.1	по опорам ВЛ 35 кВ Тешевка: оп.1-6, двухцепной участок	1970		0,7	АС-95					0		ПС70-Д	72			
26.2	оп.6-8; оп.11	1970	0,36	0,36	АС-95	2	У35-2	2	ПБ-26, УБ35-1, ПУСБ35-	4	2	ПС70-Д	66	0,6	С-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
									1							
26.3	оп.8-10	1979	0,24	0,24	АС-95	0	-	2	УБ35-1, ПУСБ35-1	2	1	ПС70-Д	33	0,6	С-35	
26.4	по опорам ВЛ 35 кВ Задонск (оп.10-25, двухцепной участок)	1972		2,27	АС-95-120					0		ПС70-Д	300			
26.5	оп.25-39	1979	2	2	АС-70	3	У35-2, У35-1+5, У35-2, УАП35-6	10	УБ35-1, ПБ35-1В, ПБ35-5В	13	3	ПС70-Д	162	0,9	ПС-35	
26.6	по опорам ВЛ 35 кВ Аврора оп.39-75, двухцепной участок	1990		5,5	АС-70					0		ПС70-Д	654			
27	ВЛ 35 кВ Калабино		18,4	18,4		2		182		184	30		2106	3,04		Удовл.
27.1	оп.1-182	1977	18,2	18,2	АС-70	1	УАП 35-1	181	УБ35-1, ПП35-46, П35-46Г, ПБ35-3, УА35-46, УП35-46, ПС35-46	182	28	ПС70-Д	2058	2,84	ПС-35	
27.2	оп.182-184	1979	0,2	0,2	АС-70	1	УАП 35-1	1	УБ35-1	2	2	ПС70-Д	48	0,2	ПС-35	
28	ВЛ 35 кВ Каменка		14,46	15,64		7		104		111	9		1350	1,3		Удовл.
28.1	по опорам ВЛ 35 кВ Плоское: оп.1-9, двухцепной участок	1968		1,18	АС-50, АС-95							ПС-70Д	216			
28.2	оп.19-120	1985	14,46	14,46	АС-95	7	У35-1, У35-1+5,	104	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-3,	111	9	ПС6-Б	1134	1,3	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
							УАП35-6		ПУСБ35-1, ПБ35-1В							
29	ВЛ 35 кВ Кириллово		21	21		13		184		197	28		2274	3,4		Удовл.
29.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Измалково: оп.1-36, двухцепной участок	1989	4,2	4,2	АС-70	4	У35-2	32	ПБ35-2	36	4	ПС70-Д	384	1,4	ПС-35	
29.2	оп.36-197	1989	16,8	16,8	АС-70	9	У35-1, УАП-6, У35-2, У35-2-5	152	У35-11, П35-3, ПБ35-16	161	24	ПС70-Д	1890	2	ПС-35	
30	ВЛ 35 кВ Князево		17,9	18,2		12		161		173	15		1863	1,19		Удовл.
30.1	оп.1-173	1987	17,9	17,9	АС-70	12	У35-2+5, У35-1, УАП35-6, УАП35-3	161	ПБ35-3, ПБ35-1В, УБ35-1	173	15	ПС70-Д	1782	1,19	ПС-35	
30.2	по опорам ВЛ 35 кВ Рассвет: оп.177-173, двухцепной участок	1987		0,3	АС-70							ПС70-Д	81			
31	ВЛ 35 кВ Колесово оп.1-84	1972	18	18	АС-95	7	У-35-1, У35-2	77	АБ35-7, КБ35-1, ПУБ35-3, ПУБ35-15	84	13	ПФ6-В	975	2,3	С-35	Удовл.
32	ВЛ 35 кВ Красная Пальна		13,8	15,4		3		98		101	11		1212	1,55		Неуд.
32.1	по опорам ВЛ 35 кВ	1972		1,6	АС-70							ПС6-А	138			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	Плоское оп.1-12, двухцепной участок															
32.2	оп.12-113	1967	13,8	13,8	АС-50	3		98	АУАМ-3, АУАМ-3в, АУАМ-3+3, УА, ПВС-1, ПБ-35	101	11	ПМ-4,5 ПС-6Б	1074	1,55	ПС-35	
33	ВЛ 35 кВ Красотышовка оп.1-163	1981	18,9	18,9	АС-70	14	УАП-35-3, УАП-35-6, У35-1, У35-2г, У110-1+9	149	Уп35-1, УПБ35-3, ПБ35-1в, ПБ35-3, ПУСБ35-1	163	28	ПС70-Д	1887	2,8	ПС-35	Удовл.
34	ВЛ 35 кВ Ксизово		15,71	16,08		12		109		121	20		1389	2,32		Удовл.
34.1	совм. подвес с ВЛ 35 кВ Дмитришевка: оп.1-4, двухцепной участок	1989	0,37	0,74	АС-70	2	У35-2	2	ПБ35-2	4	2	ПС6-В	66	0,37	ПС-35	
34.2	оп.4-119	1988	15,22	15,22	АС-70	8	У35-1	107	УБ95-116/о, ПБ35-1в, ПБ35-3, ПБ35-1	115	16	ПС70-Д	1275	1,85	ПС-35	
34.3	совм. подвес с ВЛ 35 кВ Ольшанец: оп.119-121, двухцепной участок	1988	0,12	0,12	АС-70	2	У35-2г, У35-2г-5		-	2	2	ПС70-Д	48	0,1	ПС-35	
35	ВЛ 35 кВ Лебязье оп.1-246	1977	25,2	25,2	АС-70	6	У35-1г, УАПБ5-2г, УАПБ5	240	УБ35-1г, УБ35-1вт, УБ35-4а,	246	28	ПС6-А	2634	3,06	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры					Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина		Марка
						к-во	тип	к-во	тип							
							-5		УБ35-5н, УП35-4б, ПУС35-1, ПС35-4бг, ПБ35-4б, ПБ35-1, ПБ35-3г, ПБ35-7в							
36	ВЛ 35 кВ Ломовен		13,1	19,9		2		128		130	8		1956	1,7		Удовл.
36.1	по опорам ВЛ 35 кВ Жерновное оп.1-64, двухцепной участок	1994		6,8	АС-70							ПС70-Д	666			
36.2	оп.64-194	1977	13,1	13,1	АС-70	2	УАП35-5, УАП35-6, УП35-4б	128	УА35-4в, УБ35-1г, УП35-4в, ПУСБ35-1в, П35-4вт, П35-4в, ПБ35-4в	130	8	ПС70-Д	1290	1,7	ПС-35	
37	ВЛ 35 кВ Негачёвка		20,1	24,5		4		113		117	11		1590	2,81		Удовл.
37.1	по опорам ВЛ 35 кВ Озерки оп.1-33, двухцепной участок	1984		4,4	АС-70							ПС12-А, ПС6-А	372			
37.2	оп.33-150	1972	20,1	20,1	АС-50	4	У35-1, У35-2	113	АБ35-7, ПУБ35-3, ПБ35-15	117	11	ПС70-Д	1218	2,81	ПС-35	
38	ВЛ 35 кВ Озерки		18,4	18,4		8		109		117	16		1293	2,2		Удовл.
38.1	оп.1-84	1972	14	14	АС-50	4	У35-1	80	АБ35-2, АБ35-7, ПУБ35-3, ПБ35-	84	11	ПС6-А, ПС12-А	921	1,1	ТК-50	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
									15							
38.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Негачевка: оп.84-117, двухцепной участок	1984	4,4	4,4	АС-70	4	У35-2	29	ПУСБ35-2, ПБ35-2	33	5	ПС12-А, ПС6-А	372	1,1	С-35	
39	ВЛ 35 кВ Ольшанец		29,53	30,05		19		216		235	40		2811	5,09		Удовл.
39.1	по опорам ВЛ 35 кВ Аврора оп.1-3, двухцепной участок	1979		0,4	АС-70							ПС70-Д	48			
39.2	оп.3-133	1977	16,5	16,5	АС-70	12	У35-1, У35-1+5, УА П35-3т, УАП35-2т, УАП35-6	118	УБ35-1, ПБ35-1вт, ПБ35-1в, ПБ35-5в, ПБ35-3	130	21	ПС70-Д	1485	1,42	ПС-35	
39.3	оп.133-144	1979	1,5	1,5	АС-70	2	У35-1, У35-1+5, УАП35-3т, УАП35-2т, УАП35-6	9	УБ35-1, ПБ35-1вт, ПБ35-1в, ПБ35-5в, ПБ35-3	11	5	ПФ6-В, ПС70-Д	174	1	ПС-35	
39.4	отпайка на ПС 35 кВ Ольшанец оп. 136-105а	1988	11,53	11,53	АС-70	5	У35-1т, УАП35-5, У35-2т	89	УБ35-1, УБ35-116/о, ПБ35-1в	94	14	ПС70-Д	1056	2,67	С-35	
39.5	по опорам ВЛ 35 кВ Ксизово: оп.105а-106а, двухцепной участок	1988		0,12	АС-70							ПС70-Д	48			
40	ВЛ 35 кВ Панкратовка		12,8	14,4		3		111		114	12		1350	1,07		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
40.1	оп.1-114	1992	12,8	12,8	АС-70	3	У35-2т, У35-1	111	УБ35-11, 2УБ35-11, ПБ35-3в, ПБ35-3	114	12	ПС70-Д	1212	1,07	ПС-35	
40.2	по опорам ВЛ 35 кВ Измалково: оп.114-123, двухцепной участок	1973		1,6	АС-50							ПС-70Д	138			
41	ВЛ 35 кВ Плоское		7,38	7,38		13		40		53	17		732	2,08		Неуд.
41.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Каменка: оп.1-9, двухцепной участок	1968	1,18	1,18	АС-50, АС-95	9	КВ11-2, У11-3, УВБ11-3		-	9	9	ПС-70Д	216	1,18	ПС-35	
41.2	оп.9-41	1967	4,6	4,6	АС-50	2	АБЗА-1	30	АУАМ-3т, АУАМ-3т, ПБ35-1, ПВС-1	32	6	ПС-70Д	378	0,9	ПС-35	
41.3	совм. подвес с ВЛ 35 кВ Красная Пальна: оп.41-53, двухцепной участок	1972	1,6	1,6	АС-70	2	У35-2	10	ПБ-22	12	2	ПС6-А	138			
42	ВЛ 35 кВ Плоты оп.1-84	1985	9,85	9,85	АС-70	10	У35-1-5, У35-1, УАП35-3, УАП35-6	74	УБ35-1, ПБ35-1н, ПБ35-3	84	15	ПС6-Б	1047	3,15	ПС-35	Удовл.
43	ВЛ 35 кВ Преображение оп.1-201	1982	21,4	21,4	АС-70	19	У35-1, У35-2, У35-2+5, У110-	182	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-1н, ПБ35-2,	201	27	ПС70-Д	2214	3,5	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка		
			к-во	тип		к-во	тип										
							4+5, УАПЗ6-6		ПБ35-3								
44	ВЛ 35 кВ Рассвет		14,6	19,1		7		132		139	11		1920	1			Удовл.
44.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Князево оп.1-4, двухцепной участок	1987	0,3	0,3	АС-70	3	У35-2	1	ПБ35-2	4	3	ПС70-Д	81	0,3	ПС-35		
44.2	оп.4-139	1987	14,3	14,3	АС-70	4	У35-1, УАПЗ5-6	131	УБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-1В	135	8	ПС70-Д	1335	0,7	ПС-35		
44.3	по опорам ВЛ 35 кВ Вторые Тербуны: оп.139-178, двухцепной участок	1982		4,5	АС-70							ПФ6-В	504				
45	ВЛ 35 кВ Свишни		11,82	12,08		3		77		80	8		883	2,55			Удовл.
45.1	по опорам ВЛ 35 кВ Стегаловка: оп.1-3, двухцепной участок	1971		0,26	АС-95							ПФ6-В	70				
45.2	оп.4-71	1971	10,39	10,39	АС-50	1	У1мн	67	УБ35-11,1, ПБ35-15, ПВ-1, ПУВ-1	68	5	ПФ6-В	651	1,12	ТК-35		
45.3	оп.71-75	1996	0,75	0,75	АС-70			4	УБ35-11,1, ПБ35-15, ПВ-1, ПУВ-1	4	1	ПФ6-В	60	0,75	ТК-35		
45.4	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Грызлово: оп.75-83, двухцепной участок	1996	0,68	0,68	АС-70	2	У35-2+5, У35-2	6	ПБ35-4,1т	8	2	ПС70-Д	102	0,68	С-35		

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
			к-во	тип		к-во	тип									
46	ВЛ 35 кВ Свобода		5,2	6,2		0		25		25	2		396	1,5		Удовл.
46.1	оп.1-25	1974	5,2	5,2	АС-95	0	-	25	КБ35-1, КБ35-1, ПУБ35-3, ПБ-33	25	2	ПС70-Д	255	1,5	С-35	
46.2	по опорам ВЛ 35 кВ Захаровка оп.25-34, двухцепной участок	1983		1	АС-95							ПС70-Д	141			
47	ВЛ 35 кВ Скорняково		16,05	17,63		19		114		133	31		1865	3,65		Удовл.
47.1	по опорам ВЛ 35 кВ Тихий Дон: оп.1-9, двухцепной участок	1987		1,25	АС-95							ПС70-Д	126			
47.2	оп.9-142, в т.ч. 2-цеп. переход через р. Дон = 0,33 км	1997	16,05	16,38	АС-95	19	У35-1, У110-2+14, У110-2+10, У35-1+5	114	ПБ35-3В, УБ35-11.1, 2хУБ35-11.1	133	31	ПС70-Д	1739	3,65	ТК-35	
48	ВЛ 35 кВ Солидарность левая, правая (оп.1-21, двухцепной участок)	1977	2,53	5,06	АС-95	8	У35-2, У35-2+5, У110-2п	13	ПБ35-2В, ПБ35-Б	21	8	ПС6-Б	930	2,53	ПС-35	Удовл.
49	ВЛ 35 кВ Стегаловка	1971	12,52	12,52		14		47		61	14		761	4,96		Удовл.
49.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Тимирязево: оп.1-16, двухцепной участок	1971	3,03	3,03	АС-95	6	У2Мн	10	ПБ-22	16	6	ПФ6-В	234	3,03	С-35	
49.2	оп.16-59	1971	8,8	8,8	АС-95	6	У1мн	36	ПБ35-15	42	6	ПФ6-В	387	1,67	ТК-50	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
49.3	по опорам ВЛ 35 кВ Тимирязево: отпайка на Тимирязево (оп.17-19, двухцепной участок)	1977	0,43	0,43	АС-95							ПС6-В	70			
49.4	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Свишни: оп.59-61, двухцепной участок	1971	0,26	0,26	АС-95	2	У2мн	1	ПБ-22	3	2	ПФ6-В	70	0,26	ТК-35	
50	ВЛ 35 кВ Талша оп.1-90	1969	15,5	15,5	АС-70	7	АБЗА-1, У60Б3 А-1, У110+5, У110+9	83	АБ35-5, АБ35-7, ПБ35-3, ПУБ35-3, ПВС-1, ППВ35-3, ППТ35-15	90	16	ИМ-4,5; ПС70-Д	1050	1,98	С-35	Удовл.
51	ВЛ 35 кВ Тешевка		1,2	1,2		3		6		9	4		153	1,2		Удовл.
51.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казачье: оп.1-6, двухцепной участок	1970	0,7	0,7	АС-95	3	У2мн, У35-2	3	ПБ-26	6	3	ПФ6-В	99	0,7	С-35	
51.2	оп.6-9	1970	0,5	0,5	АС-95		-	3	ПБ-26, КБ35-1	3	1	ПФ6-В	54	0,5	С-35	
52	ВЛ 35 кВ Тимирязево		0,43	3,46		2		1		3	2		304	0,43		Удовл.
52.1	по опорам ВЛ 35 кВ Стегаловка: оп.1-16, двухцепной участок	1971		3,03	АС-95							ПФ6-В	234			
52.2	совм. подвес с ВЛ 35 кВ Стегаловка: отпайка на Тимирязево, оп.16-19, двухцепной участок	1977	0,43	0,43	АС-95	2	У35-2	1	ПБ35-2	3	2	ПС6-В	70	0,43	ПС-35	
53	ВЛ 35 кВ Тихий Дон		9,52	9,52		14		63		77	19		988	3,44		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
53.1	отпайка на ПС 35 кВ Тихий Дон, оп.1-11	1997	1,1	1,1	АС-95	4	У35-2Т, У35-1+5Т	7	ПБ35-3,1Т	11	4	ПС70-Д	169	1,1	ПС-35	
53.2	отпайка на ПС 35 кВ Тихий Дон, оп.11-68	1987	7,17	7,17	АС-95	7	У35-1, У110-1+9, УАП35-6	50	ПБ35-1В, ПБ35-3, УБ35-1	57	12	ПС70-Д	693	1,14	ПС-35	
53.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Скорняково: оп.68-77, двухцепной участок	1987	1,25	1,25	АС-95	3	У35-2, У35-2+5	6	ПБ35-2Т	9	3	ПС70-Д	126	1,2	ПС-35	
54	ВЛ 35 кВ ТЭЦ		6,22	7,69		20		28		48	18		984	4,03		Удовл.
54.1	оп.1-10, двухцепной участок, 2-я цепь не действ.	1972	1,47	2,94	АС-95	8	У-35-2, У110-2+9, ПП-26	2	ПБ-22, портал	10	6	ПФ6-В	360	1,47	С-35	
54.2	оп.10-30	1972	3,18	3,18	АС-95	5	У-35-1, У-35-2	15	ПБ-35, портал	20	5	ПФ6-В	357	1,06	С-35	
54.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Авангард: оп.30-48, двухцепной участок	1977	1,57	1,57		7	У35-2, У35-2+5	11	УСБ110-3, ПБ35-2В	18	7	ПФ6-В	267	1,5	ПС-35	
55	ВЛ 35 кВ Хитрово		7,5	13,5		3		35		38	6		936	1		Удовл.
55.1	по опорам ВЛ 35 кВ Авангард: оп.1-41, двухцепной участок	1989		6								ПС70-Д	504			
55.2	оп.41-77	1972	7,5	7,5	АС-95	3	У-35-1	35	ПБ35-15, УБ35-11, АБ35-7	38	6	ПФ6-В	432	1	С-35	
56	ВЛ 35 кВ Чернава		14	16		1		112		113	10		1452	1,38		Удовл.
56.1	по опорам ВЛ 35 кВ	1978		2	АС-70							ПС70-Д	285			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип							
	Афанасьево: оп.1-20, двухцепной участок															
56.2	оп.20-104	1963	10,2	10,2	АС-50			84	ПБ35-3, УБ35-1	84	5	ПФ6-В	831			
56.3	оп.104-133	1998	3,8	3,8	АС-70	1	У35-1	28	ПБ35-1В, УБ35-11,1	29	5	ПС70-Д	336	1,38	ТК-35	
57	ВЛ 35 кВ Чернолес		10,35	11,1		10		94		104	15		1161	2,52		Удовл.
57.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Дубрава: оп.1-8, двухцепной участок	1985	0,6	0,6	АС-70	4	У35-2В	4	ПБ35-2	8	4	ПС70-Д	132	0,57	ПС-35	
57.2	оп.8-96	1985	9	9	АС-70	4	УАП35-3, УАП35-6	84	УБ35-1, ПБ35-1В, ПБ35-3	88	9	ПС70-Д	927	1,2	ПС-35	
57.3	оп.96-104, двухцепной участок	1985	0,75	1,5	АС-70	2	У35-2+5	6	ПБ35-2	8	2	ПС70-Д	102	0,75	ПС-35	
58	ВЛ 35 кВ Элеватор-левая: оп.1-3	1992	0,16	0,16	АС-70	1	У35-2+5	2	УБ35-1, ПБ35-1	3	2	ПС70-Д	57	0,16	ТК-35	Удовл.
59	ВЛ 35 кВ Элеватор-правая: оп.1-3	1992	0,15	0,15	АС-70	1	У35-2+5	2	ПБ35-1, УБ35-11	3	2	ПС70-Д	57	0,153	ТК-35	Удовл.
60	ВЛ 35 кВ Яковлево		22,87	22,87		5		92		97	17		1128	3,84		Удовл.
60.1	оп.1-9	1992	0,8	0,8	АС-95	3	У35-2	6	ПБ35-15, УБ35-1	9	8	ПС70-Д	201	0,8	ТК-50	
60.2	оп.9-91	1970	21,72	21,72	АС-95	0	У35-2	82	АБ35-5, КБ35-3, КБ35-1, ,	82	4	ПС70-Д	798	1,14	ТК-50	
60.3	оп.1-6	1992	0,35	0,35	АС-95	2	У35-1, У35-2, У110-1,	4	ПУБ35-1, ПБ-33, КБ35-1,	6	5	ПС70-Д, ПФ6-Е	129	1,9	С-35	
61	ВЛ 35 кВ N5 оп.1-137	1967	17,8	17,8	АС-50,	0	-	137	ПУБ35-	137	7	ПФ-6В,	1338	1,5	ТК-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры					Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
						Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт.	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт.	Длина		Марка
						к-во	тип	к-во	тип							
					АС-70				1, ПБ-33, КБ35-1, УБ35-11, ПБ-35-3,			ПС6-6Б, ПС70-Д				
	ИТОГО по ВЛ 35 кВ Елецкого участка		743,33	816,56		533		5104		5637	909		73452	154,1		
	ВСЕГО по ВЛ 35 кВ		2290,9	2579,1		1583		15863		17457	2840		235876	509,4		

*) - Желтым цветом указаны годы ввода ВЛ 35 кВ и участков ВЛ 35 кВ, отработавших свой нормативный срок эксплуатации.

Приложение 8
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

**Информация по договорам на осуществление технологического присоединения
к электросетевым объектам 35-220 кВ**

№ п/п	Наименование потребителя (заявителя)	Вид экономической деятельности потребителя (заявителя)	Наименование подстанции, к которой планируется присоединение потребителя (заявителя)	Номинальная заявленная нагрузка (увеличение нагрузки) согласно договору, включая этапы при наличии, МВт
1	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Сокол	22
2	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Сокол	3
3	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Сокол	7,6
4	ООО «Тепличный комбинат Елецкие Овощи»	Сельское хозяйство	ПС 220 кВ Елецкая	142
5	ПАО «НЛМК»	Металлургия	ПС 220 кВ Металлургическая, ПС Северная	300
6	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Елецкая	40
7	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Елецкая	34
8	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Елецкая	2,37
9	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Новая	20
10	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Новая	96,03
11	ООО «Тепличный комбинат ЛипецкАгро»	Сельское хозяйство	ПС 220 кВ Дон	50
12	ПАО «МРСК Центра»	Сетевая организация	ПС 220 кВ Дон	2,88

№ п/п	Наименование потребителя (заявителя)	Вид экономической деятельности потребителя (заявителя)	Наименование подстанции, к которой планируется присоединение потребителя (заявителя)	Номинальная заявленная нагрузка (увеличение нагрузки) согласно договору, включая этапы при наличии, МВт
13	Варданын Л.А.	Прочее	ПС 35/10кВ Борино	0,15
14	Галкин В.Н. ИП	Прочее	ПС 110/6кВ ЛТП	0,15
15	Айвазян Г.Ж.	Прочее	ПС 35/10кВ Борино	0,15
16	Айвазян А.А.	Прочее	ПС 35/10кВ Борино	0,15
17	Кроль Ю.В.	Прочее	ПС 110/10/10кВ Октябрьская	0,15
18	ООО "Дмитрий"	Прочее	ПС 110/6кВ Табак	0,15
19	ИП Полухин Г.Г.	Прочее	ПС 35/6кВ Восточная	0,15
20	Пузаков А.В.	Прочее	ПС 110/35/10кВ Донская	0,15
21	УФК по Липецкой области (Администрация)	Прочее	ПС 110/35/10кВ Усмань	0,15
22	ООО "Трансвижен"	Прочее	ПС 35/10кВ Частая Дубрава	0,15
23	Христенко Е.И.	Прочее	ПС 35/10кВ Грызлово	0,15
24	ООО "СтройУниверсалМонтаж"	Прочее	ПС 110/10кВ Мапзавод	0,15
25	Чуканов В.В. ИП	Прочее	ПС 35/10кВ Борино	0,15
26	Хуторской ЗАО	Прочее	ПС 35/10кВ Борино	0,15
27	Гермес ООО	Прочее	ПС 35/10кВ Сенцово	0,15
28	Карасиков Н.В.	Прочее	ПС 110/10кВ Кашары	0,15
29	Региональная утилизирующая служба Сошки	Прочее	ПС 35/10кВ Сошки	0,15
30	Сазонов В.Ю. ИП	Прочее	ПС 35/10кВ Казачье	0,15
31	Коростелев М.М. ИП	Прочее	ПС 110/10/10кВ Октябрьская	0,15
32	Сачкова Ю.А.	Прочее	ПС 35/10кВ № 3	0,15
33	ООО "АБЗ БОРИНСКОЕ"	Прочее	ПС 35/10кВ Борино	0,15
34	Полесье Крестьянское хозяйство	Сельское хозяйство	ПС 35/10кВ Воскресеновка	0,15
35	Кривец-Птица ООО	Прочее	ПС 35/10кВ Борисовка	0,15
36	СЭТПАК ООО	Прочее	ПС 35/10кВ № 3	0,15
37	Агрофирма им.15 лет Октября ЗАО	Прочее	ПС 35/10кВ Троекурово совхозная	0,15
38	СЭМ-ИНВЕСТ СЗ ООО	Строительство	Электростанция 110/6кВ Данковская ТЭЦ	0,15

№ п/п	Наименование потребителя (заявителя)	Вид экономической деятельности потребителя (заявителя)	Наименование подстанции, к которой планируется присоединение потребителя (заявителя)	Номинальная заявленная нагрузка (увеличение нагрузки) согласно договору, включая этапы при наличии, МВт
39	Пахомов М.С.	Прочее	ПС 220/110/35/10кВ Правобережная	0,15
40	Мурских А.В.	Прочее	ПС 35/10кВ №3	0,15
41	Агропромышленное объединение Аврора АО	Сельское хозяйство	ПС 35/10кВ Колесово	0,15
42	Михалёв Г.И.	Прочее	ПС 110/10кВ Двуречки	0,15
43	Агапина Н.А. ИП	Прочее	ПС 110/35/10кВ Аксай	0,15
44	ООО "Долгоруковская Шоколадная Фабрика"	Прочее	ПС 35/10кВ Тимирязево	0,15
45	А.И.Копаев	Прочее	ПС 35/10кВ Введенка	0,22
46	Филиал Юго-Западный Оборонэнерго АО	Прочее	ПС 35/6кВ Новониколаевка	0,55
47	Васильев М.Ю.	Прочее	ПС 220/110/35/10кВ Правобережная	0,362
48	Куриное Царство ОАО	Сельское хозяйство	ПС 110/10кВ Капшары	0,2
49	Сапфир-Л ООО	Сельское хозяйство	ПС 35/10кВ № 3	0,225
50	ООО "Черкизово-свиноводство"	Сельское хозяйство	ПС 35/10кВ Красотиновка	0,51436
51	Ремстройсервис АО	Прочее	ПС 35/3-10кВ Передвижная (Романово)	I этап - 0,59; II этап - 0,01
52	Аэропорт-2 СНТ	Прочее	ПС 35/6кВ Птицефабрика	0,64
53	Агробитхолд ООО	Прочее	ПС 110/10кВ Тербунский гончар	I этап - 0,5; II этап - 2,7
54	Ремстройсервис АО СЗ	Прочее	ПС 35/3-10кВ Передвижная (Романово)	I этап - 0,59; II этап - 0,01
55	Российские железные дороги ОАО	Сетевая организация	ПС 110/6кВ Тепличная	0,5
56	ЛГЭК АО	Сетевая организация	ПС 110/10/10кВ Октябрьская	0,31
57	Коптевское ООО	Торговля оптовая и розничная	ПС 110/6кВ КПД	0,249
58	Усманьхлеб ООО	Прочее	ПС 110/35/10кВ Аксай	0,59
59	ЛГЭК АО	Сетевая организация	ПС 110/6кВ Тепличная	0,23
60	Агроном-сад ООО	Прочее	ПС 35/10кВ Агроном	0,2943
61	Липецкоблводоканал ОГУП	Прочее	ПС 110/35/10кВ Тербуны	0,184

№ п/п	Наименование потребителя (заявителя)	Вид экономической деятельности потребителя (заявителя)	Наименование подстанции, к которой планируется присоединение потребителя (заявителя)	Номинальная заявленная нагрузка (увеличение нагрузки) согласно договору, включая этапы при наличии, МВт
			110	
62	ООО "Транстроймеханизация"	Прочее	ПС 35/10кВ Солидарность	0,66
63	Конди ООО	Прочее	ПС 110/6кВ Трубная-2	0,62
64	Зубарев Н.В.	Прочее	ПС 110/10кВ Круглое	0,295
65	Ремстройсервис АО СЗ	Строительство	ПС 110/10/10кВ Университетская	0,5646
66	Черкизово-Масла ООО	Прочее	ПС 110/10кВ ИРИТО (передвижная)	0,55
67	ЛГЭК АО	Сетевая организация	ПС 110/10/6кВ Юго- Западная	6,68
68	Куриное Царство ОАО	Сельское хозяйство	ПС 110/10кВ Кашары	1,58
69	ФКП "Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ"	Прочее	ПС 110/10/10кВ Манежная	1,074
70	Ремстройсервис АО	Прочее	ПС 35/3-10кВ Передвижная (Романово)	I этап - 0,1; II этап - 0,82
71	КВАНТ ООО	Прочее	ПС 110/35/10кВ Компрессорная	4,99
72	Елецкий ООО	Прочее	ПС 110/10кВ Лукошкино	1,84
73	Липецкая ипотечная корпорация АО	Прочее	ПС 110/10/10кВ Университетская	0,7797
74	ПРОГРЕСС ОАО	Прочее	ПС 110/10/10кВ Октябрьская	5
75	ЭДЕЛЬВЕЙС-Л г. Липецк ООО	Прочее	ПС 110/10/6кВ Юго- Западная	1
76	АО "Хлебная База № 30"	Прочее	ПС 110/6кВ Табак	1,14
77	Сельхозинвест ООО	Сельское хозяйство	ПС 110/35/10кВ Набережное	0,65
78	ДСК АО	Прочее	ПС 110/6кВ Тепличная	3
79	ИНКОМСПЕЦСТРОЙ ООО	Прочее	ПС 110/10/10кВ Университетская	I этап - 0,2; II этап - 0,965
80	Агропромышленное объединение Аврора АО	Сельское хозяйство	ПС 35/10кВ Авангард	0,15

№ п/п	Наименование потребителя (заявителя)	Вид экономической деятельности потребителя (заявителя)	Наименование подстанции, к которой планируется присоединение потребителя (заявителя)	Номинальная заявленная нагрузка (увеличение нагрузки) согласно договору, включая этапы при наличии, МВт
81	Агропромышленное объединение Аврора АО	Сельское хозяйство	ПС 35/10кВ Авангард	0,15
82	Шаталов Геннадий Анатольевич ИП	Прочее	ПС 110/35/10кВ Казинка	0,15
83	Акзо Нобель Коутингс ООО	Прочее	ПС 110/6кВ Трубная-2	1,6
84	Краснинский молочный завод ООО	Прочее	ПС 35/10кВ Красное	0,85
85	ГЛОБУС ГРУПП ООО	Прочее	ПС 110/10/10кВ Университетская	0,514
86	ГЛОБУС ГРУПП ООО	Прочее	ПС 110/10/10кВ Университетская	0,5788
87	Липецкая инвестиционно-строительная компания ООО	Строительство	ПС 110/10/10кВ Университетская	0,2101

Приложение 9
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

**Информация о планируемом технологическом присоединении
к электросетевым объектам напряжением 110 кВ и выше**

№ п/п	Наименование потребителя*	Планируемая мощность, МВт	Центр питания
1	ОЭЗ РУ ППТ «Тербуны»	15,155	ПС 220 кВ Тербуны (ПС 110 кВ Тербунский Гончар)
2	ОЭЗ РУ ППТ «Чаплыгинская»	19,44	ПС 220 кВ Дон
3	ОЭЗ РУ ППТ «Данков» (ООО «Русские протеины Липецк»)	2,5	ПС 220 кВ Дон
4	ОЭЗ РУ ППТ «Елецпром»	34	ПС 220 кВ Елецкая
5	ОЭЗ РУ АПТ «Хлевное»	4	ПС 110 кВ Хлевное
6	ОЭЗ РУ ТРТ «Задонщина»	2,8	ПС 220 кВ Елецкая
7	ОЭЗ РУ ТРТ «Елец»	1,3	ПС 220 кВ Елецкая
8	ПАО «МРСК Центра»	16,29	ПС 220 кВ Елецкая

* - мероприятия по присоединению указанных потребителей будут разработаны при рассмотрении технических условий на технологическое присоединение

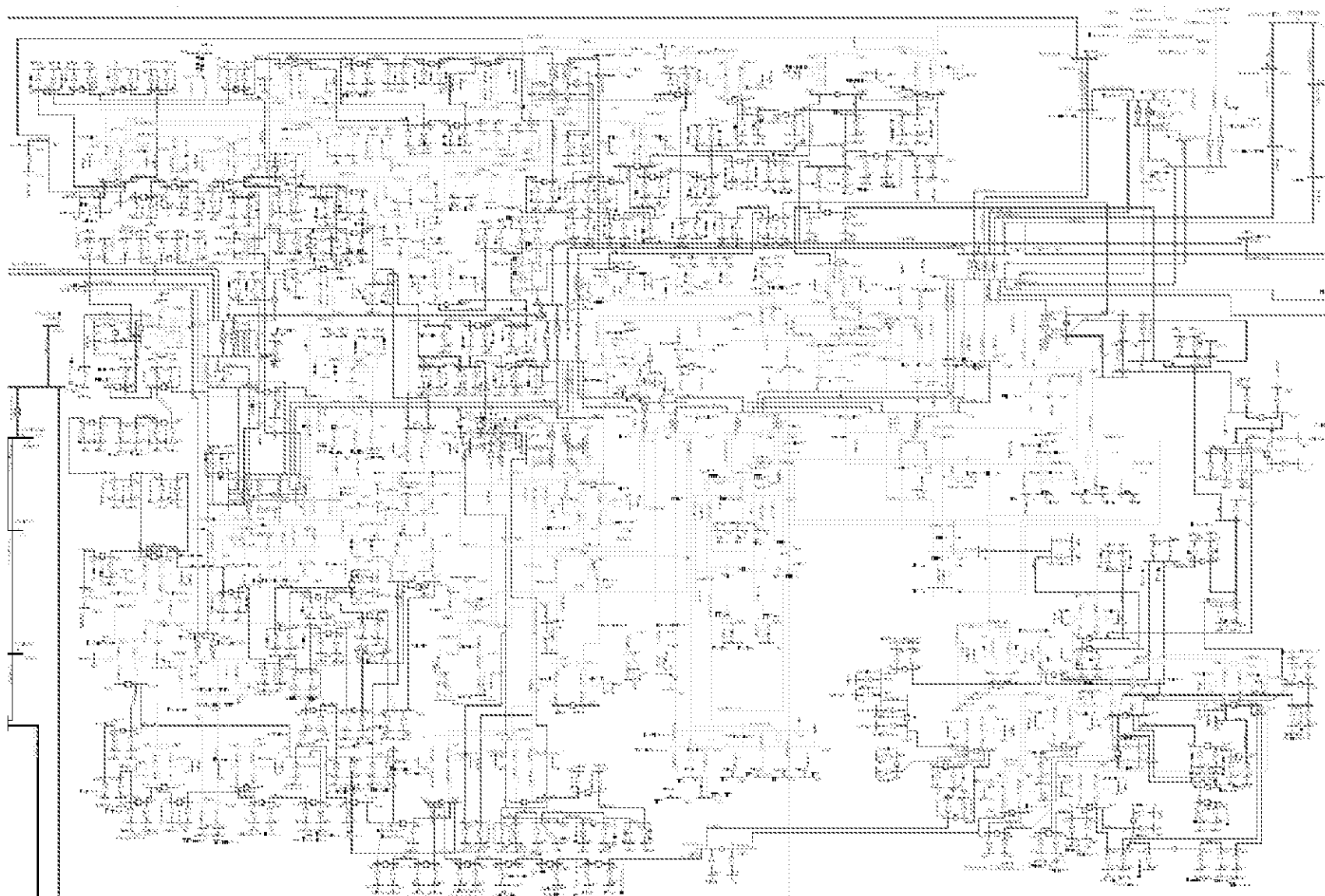


Рисунок 1. Потокораспределение в зимний максимум 2021 года. Нормальный режим

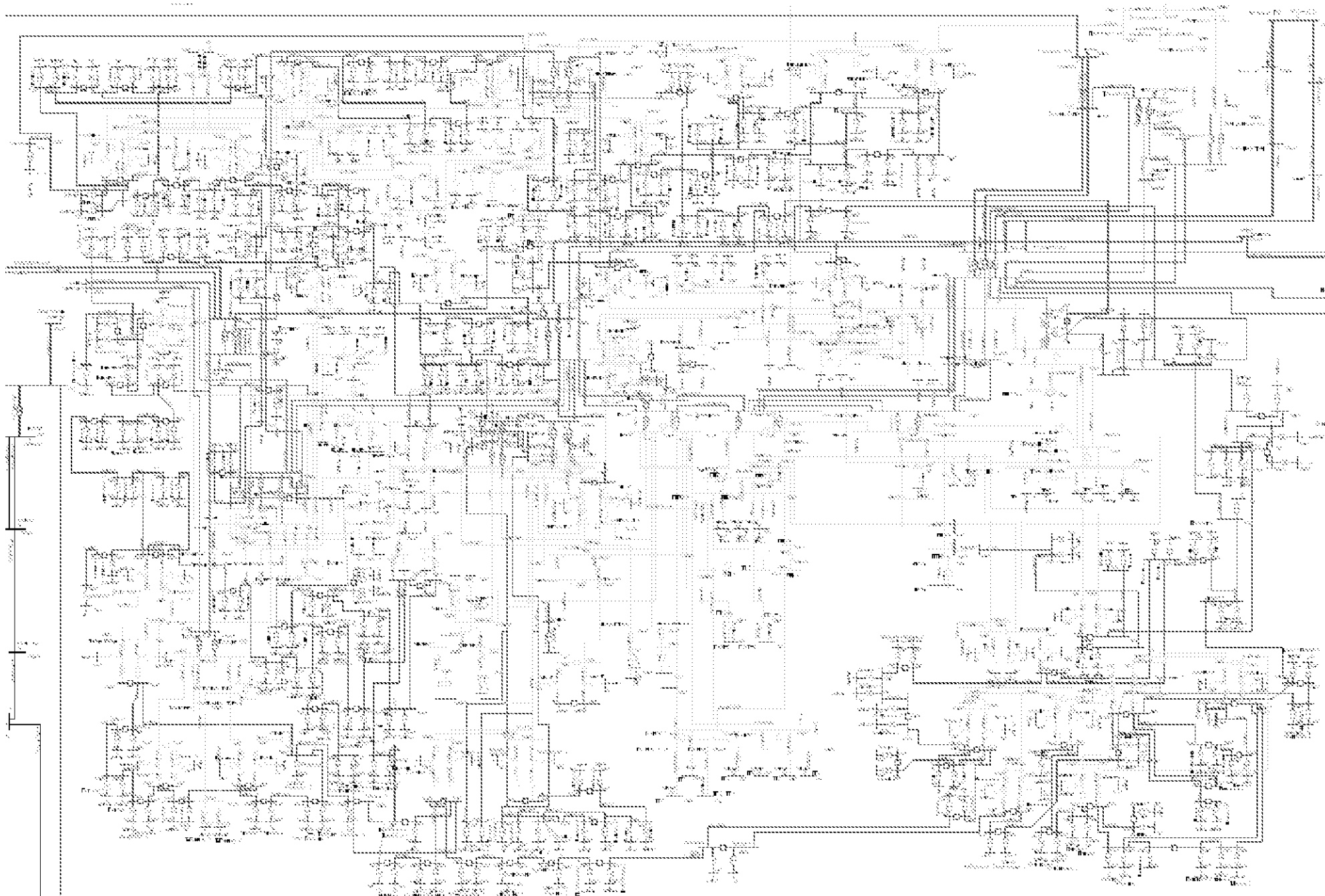


Рисунок 2. Потребораспределение в зимний минимум 2021 года. Нормальный режим.

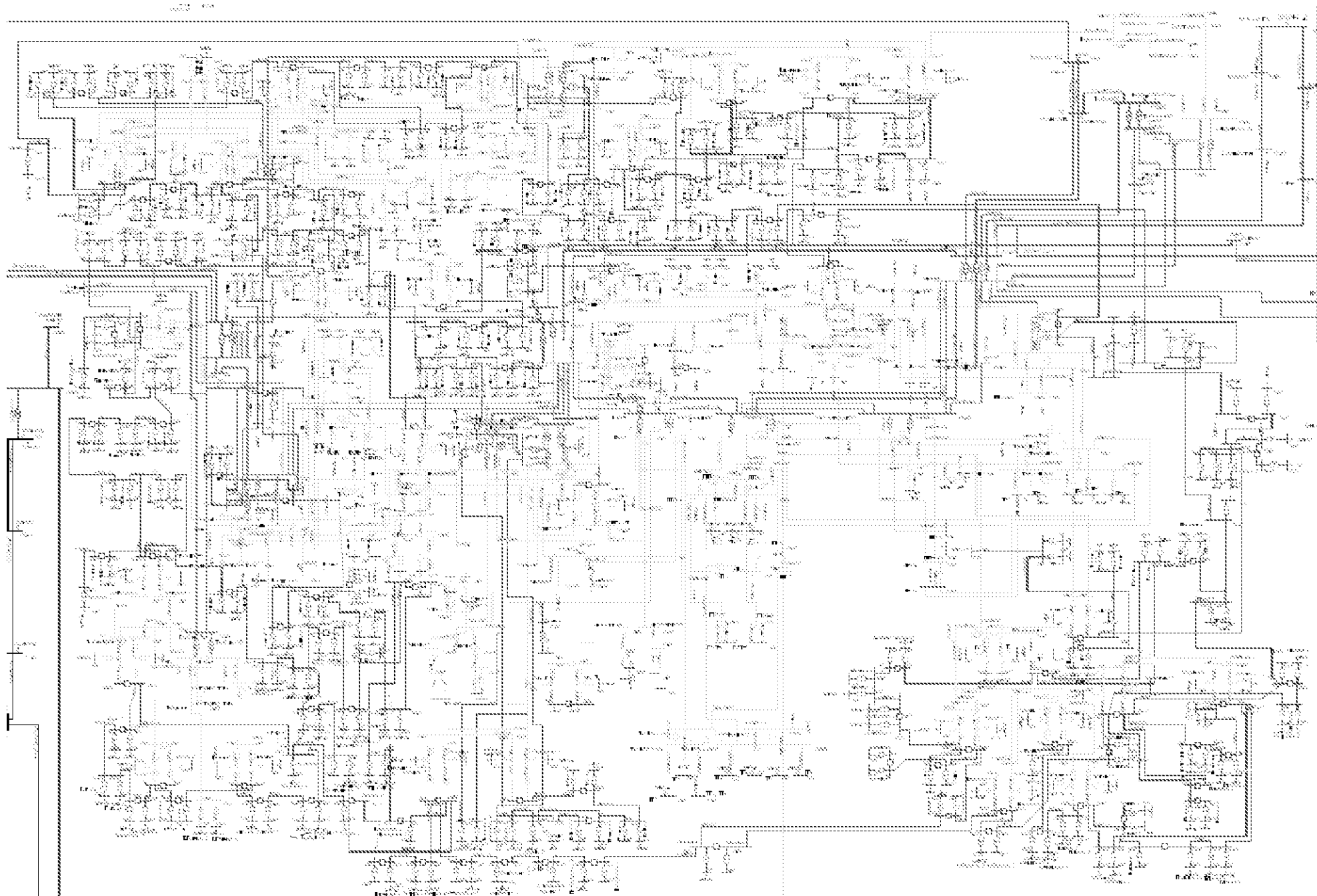


Рисунок 3. Потокораспределение в летний максимум 2021 года. Нормальный режим

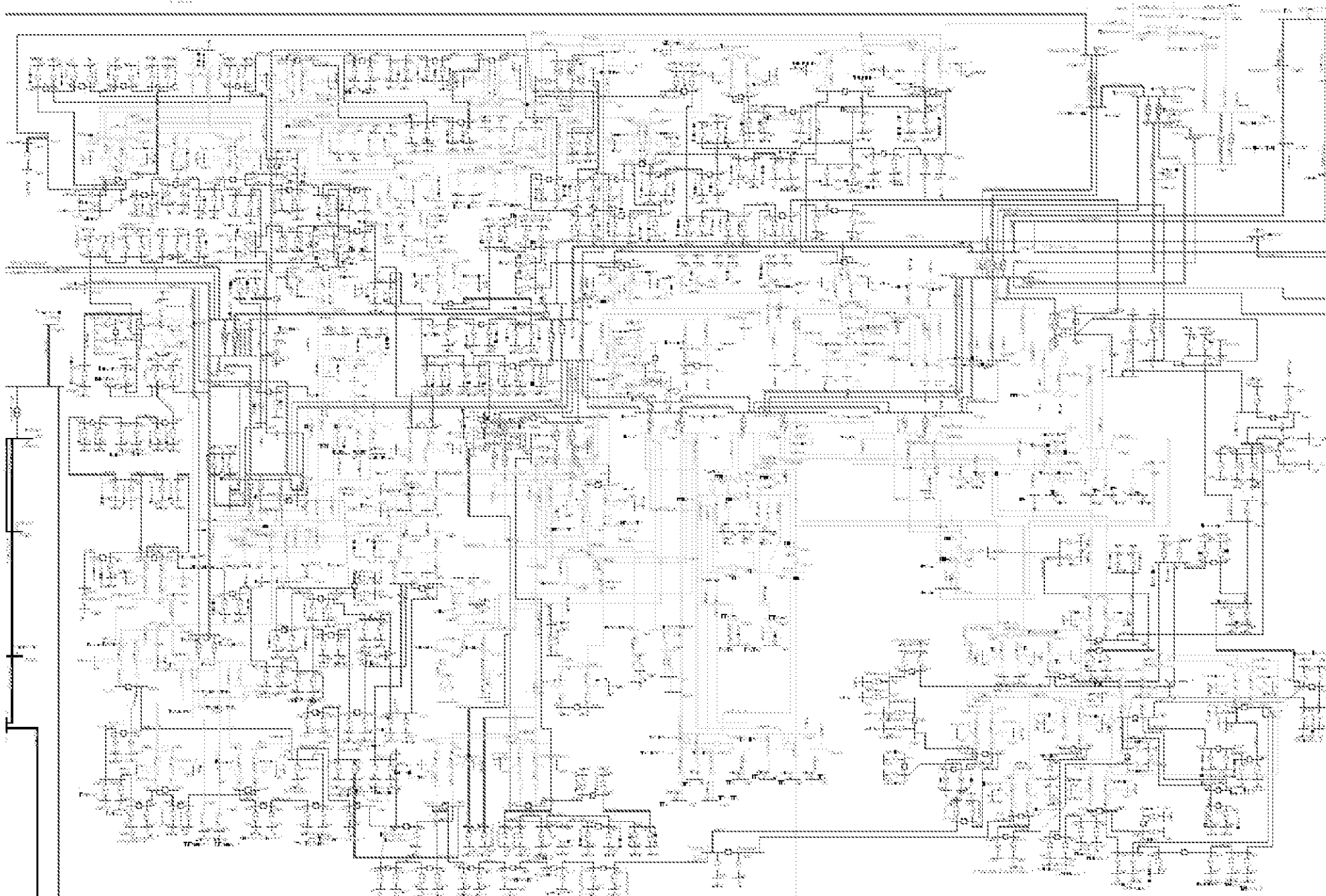


Рисунок 4. Положораспределение в летний максимум 2021 года. Нормальный режим.

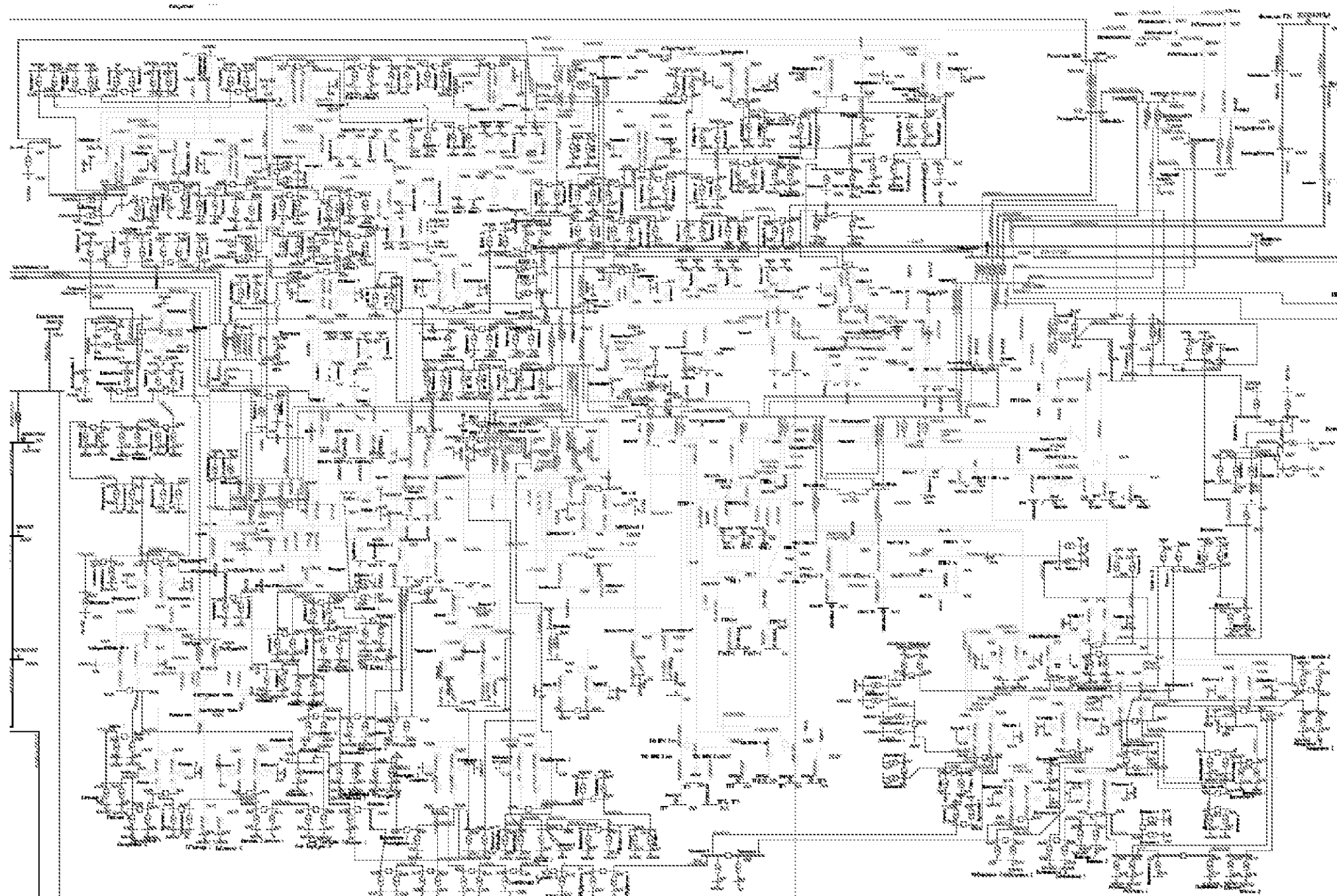


Рисунок 5 Потокораспределение в зимний максимум 2025 года. Нормальный режим.

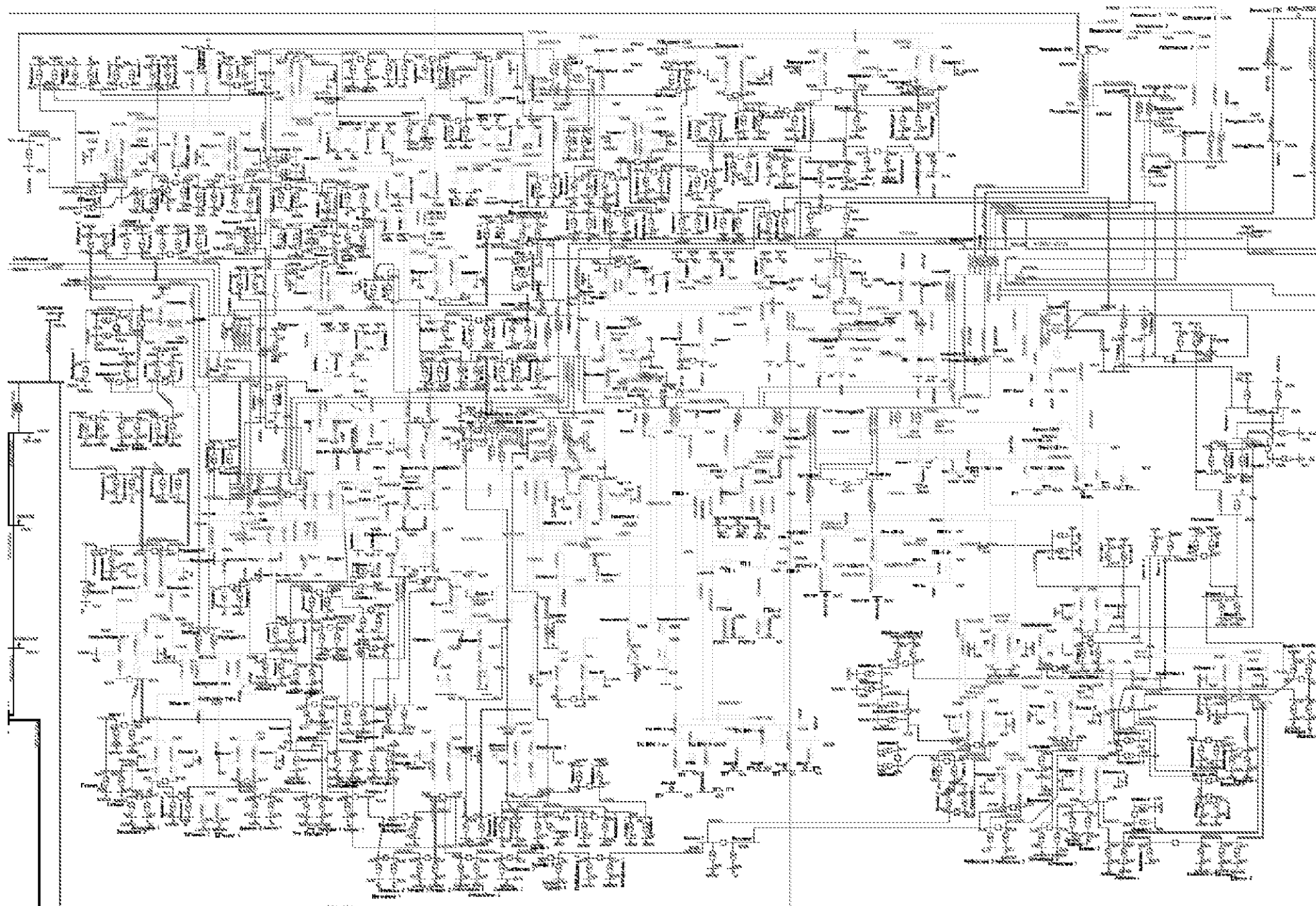


Рисунок 6. Потокораспределение в знойный минимум 2025 года. Нормальный режим

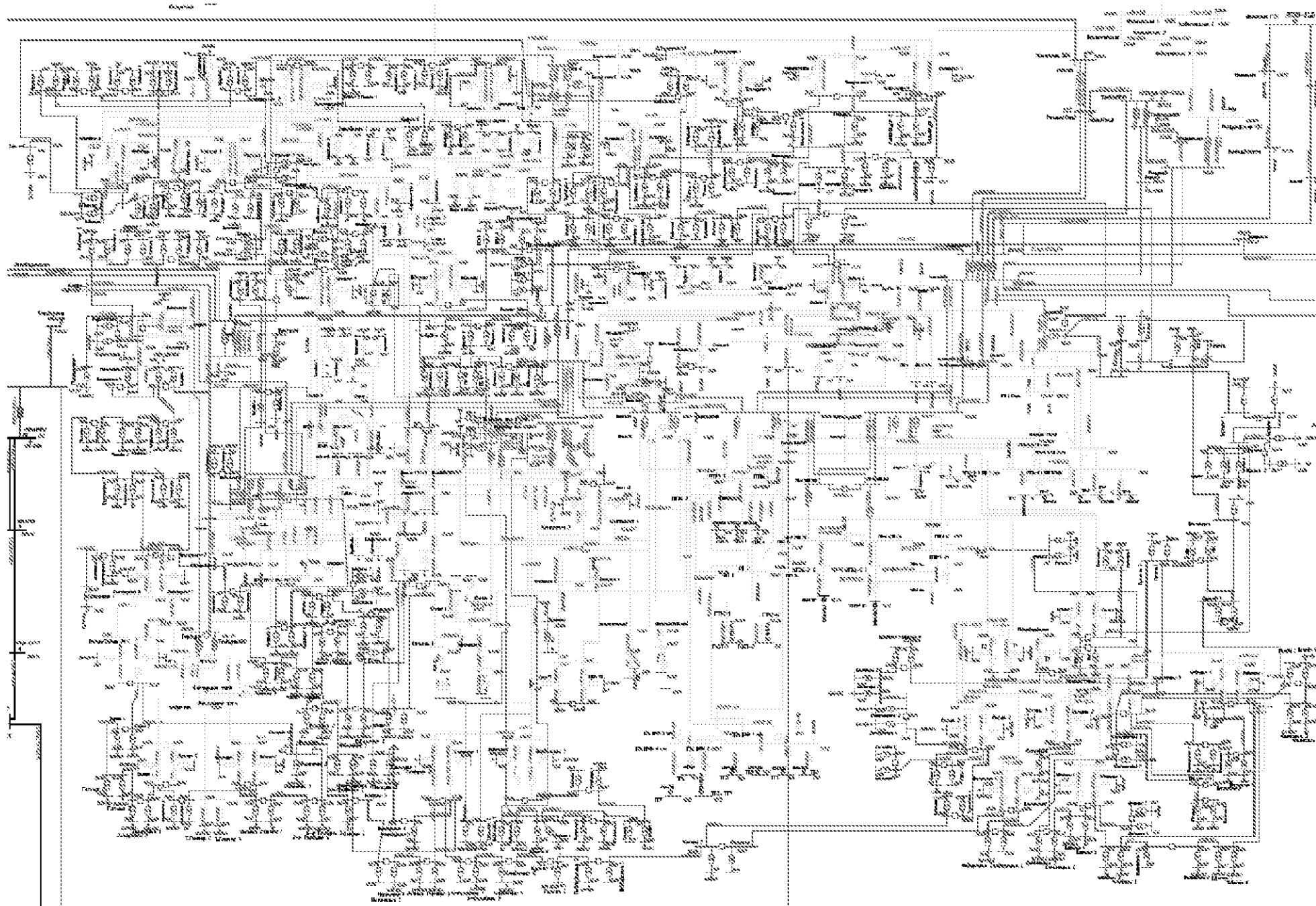


Рисунок 7. Потокораспределение в летний максимум 2023 года. Нормальный режим.

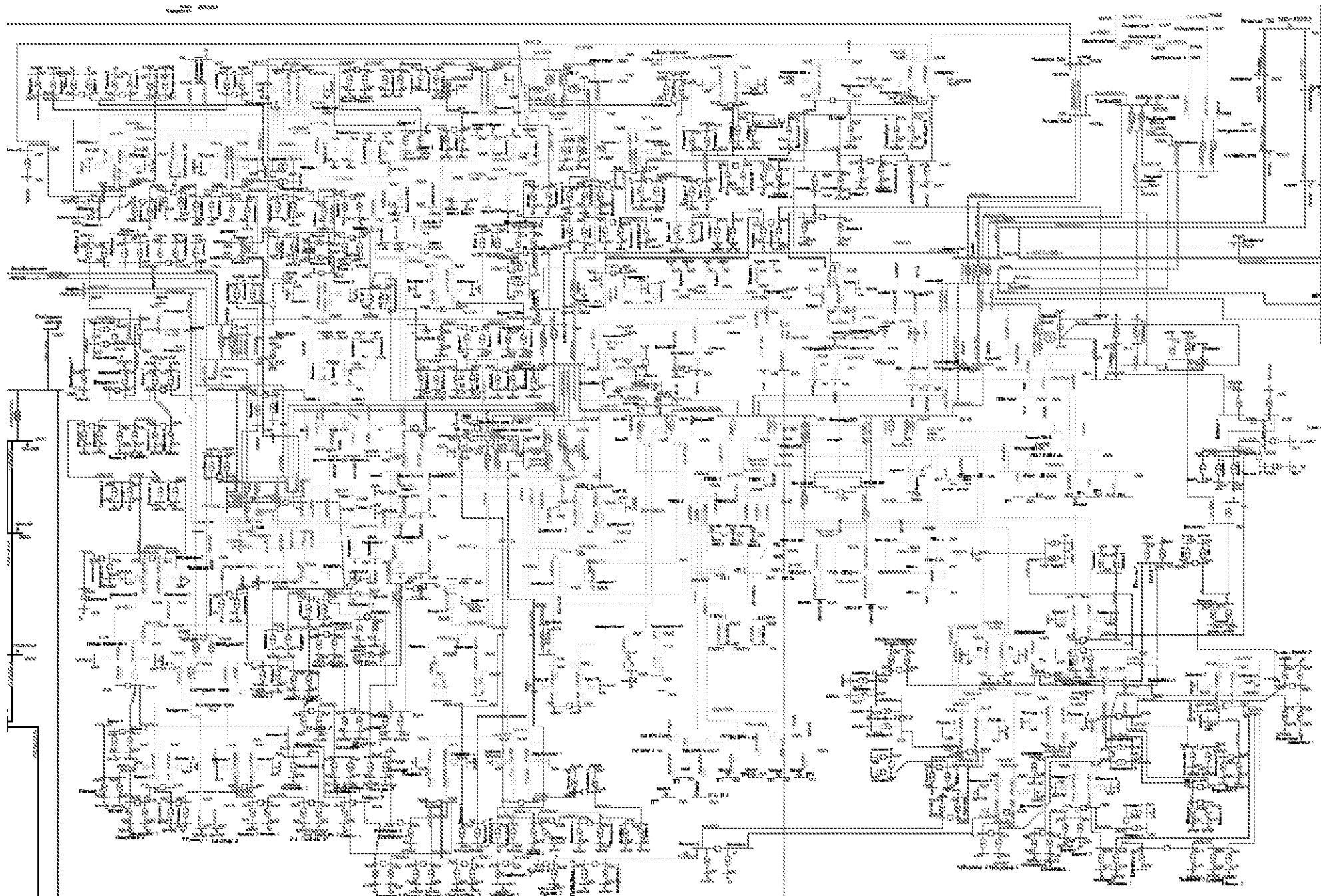


Рисунок 8. Блок-распределение в летний минимум 2025 года. Нормальный режим.

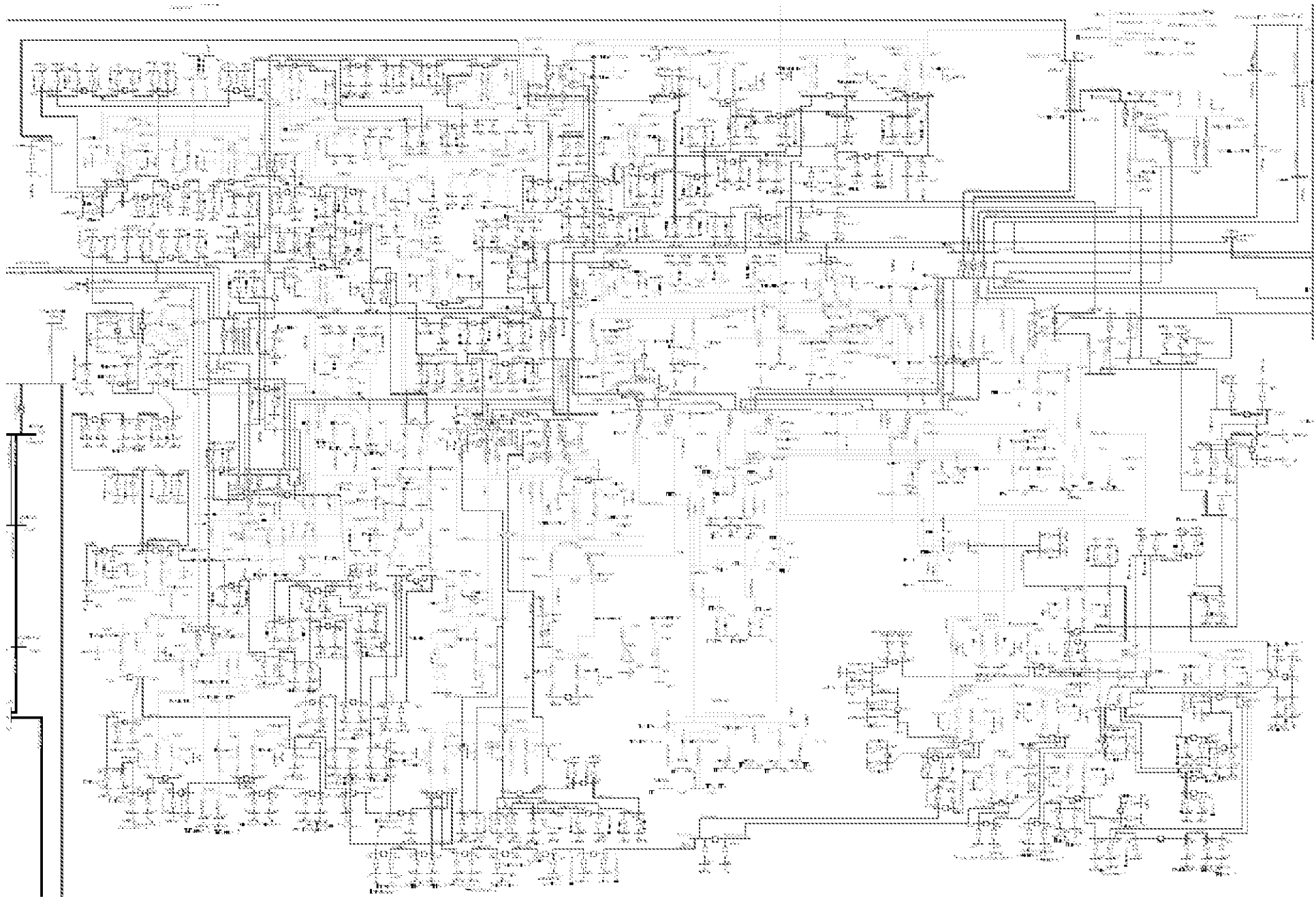


Рисунок 9. Отключение ВЛ 500кВ Вязовская-Лявочкин-Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Лявочкин-Борисов. Летний максимум 2021 года. Превышение АДН АТ-1,2 ПО 500кВ Борисов, ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II цепи, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепи.

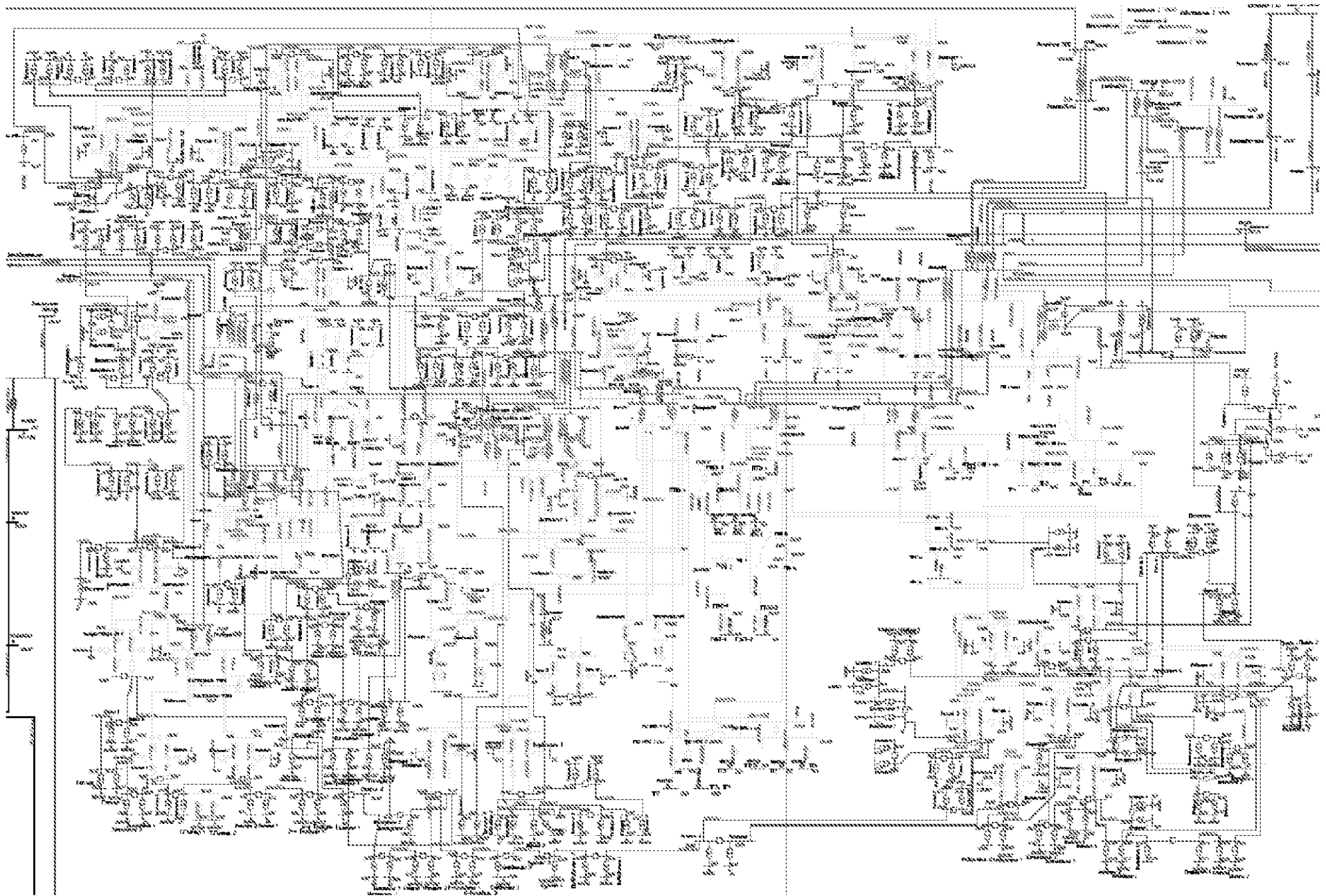


Рисунок 19. Отключение ВЛ 50кВ Батюшкова-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 50кВ Липецкая-Борисово. Летний максимум 2021 года. Работа АОБФ ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, цепь с действием на АЭС Нововоронежской АЭС-1. Выполнено задание сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, цепь со стороны ПС 500кВ Борисово. Превышенные ДАТН ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая), ВЛ 110кВ Привокзальная Левая (Правая), ВЛ 110кВ Чепыгино-2.

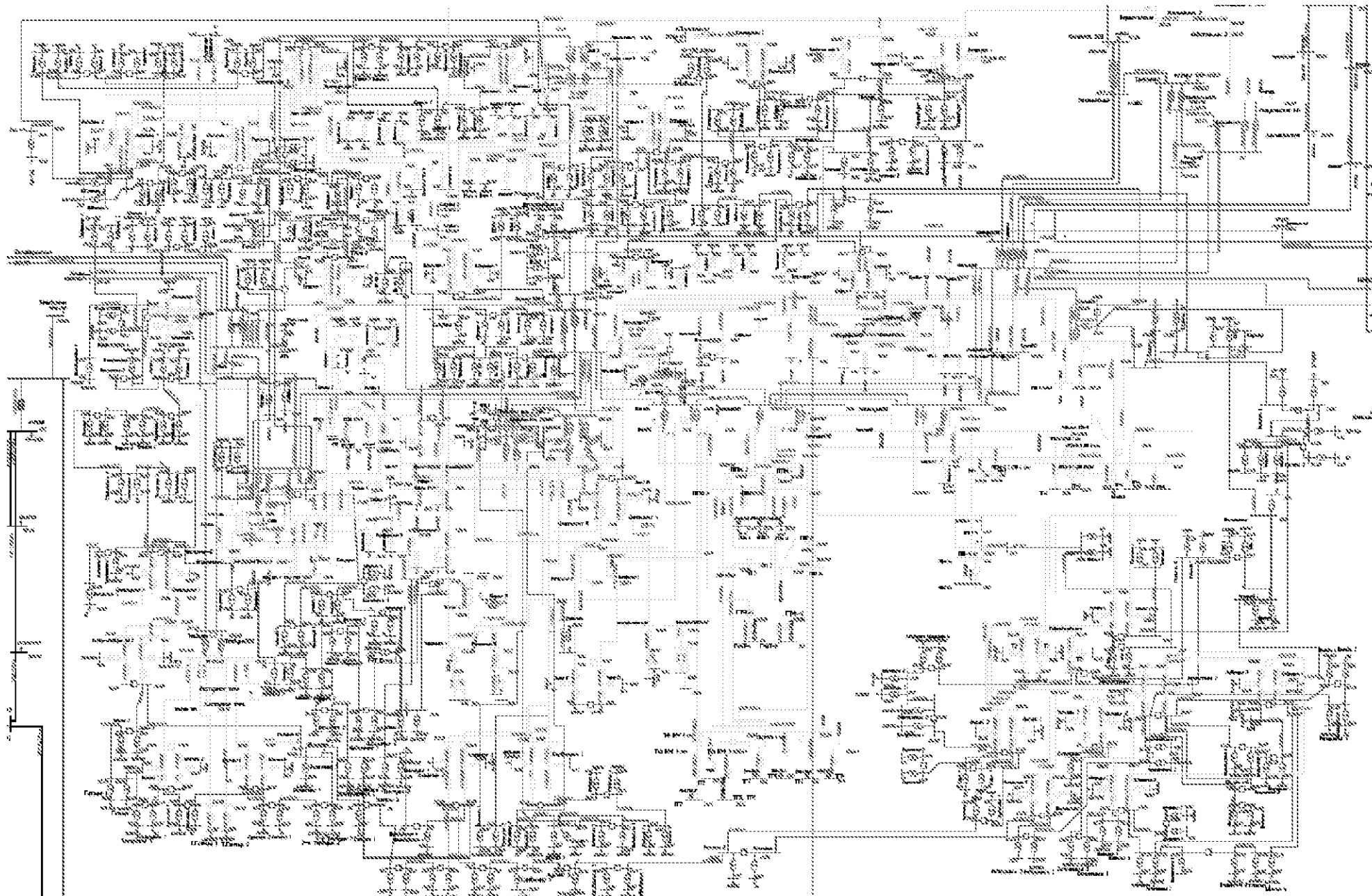


Рисунок 11. Отключение ВЛ 500кВ Балашовская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисово. Летний минимум 2021 года. Работа АОПО ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, сеть с действием на АЭС Нововоронежской АЭС-2. Выполнено деление сети 110-220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, сеть со стороны ПС 500кВ Борисово. Выполнено деление сети 110кВ существующей АОПО ВЛ 110кВ Чаплыгин-2 и предлагаемой АОПО ВЛ 110кВ Московская Левад (Правая) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левад (Правая) на ПС 220кВ Правобережная.

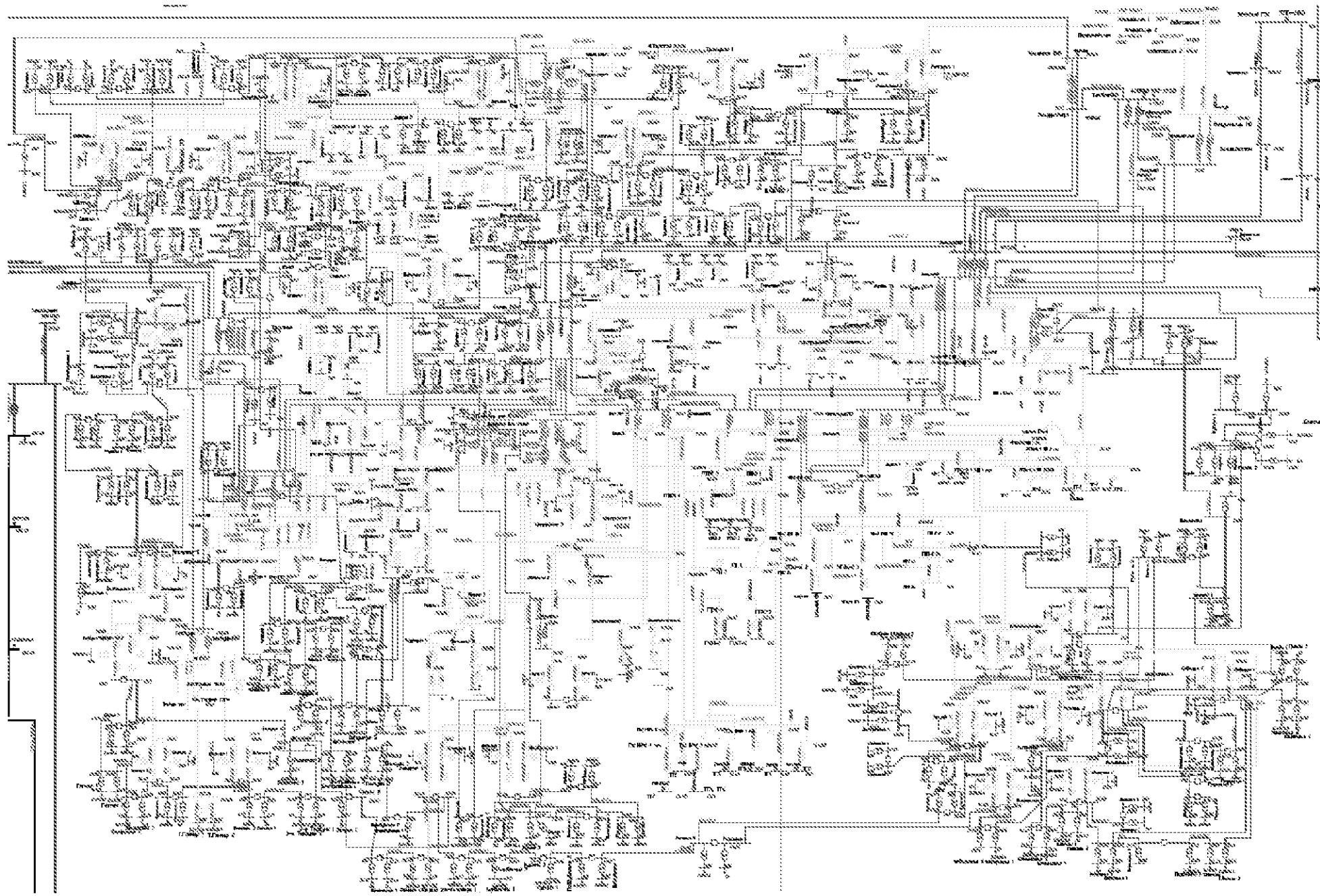


Рисунок 12. Отключенные ВЛ 500кВ Бадилдовская-Липовица Западная с отайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липовица-Борисов. Летний максимум 2025 года. Превышение АДПН нагрузки АТ-1,2 ПС 500кВ Борисов, ВЛ 110кВ Борисов-Новая I, II цепи, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепи.

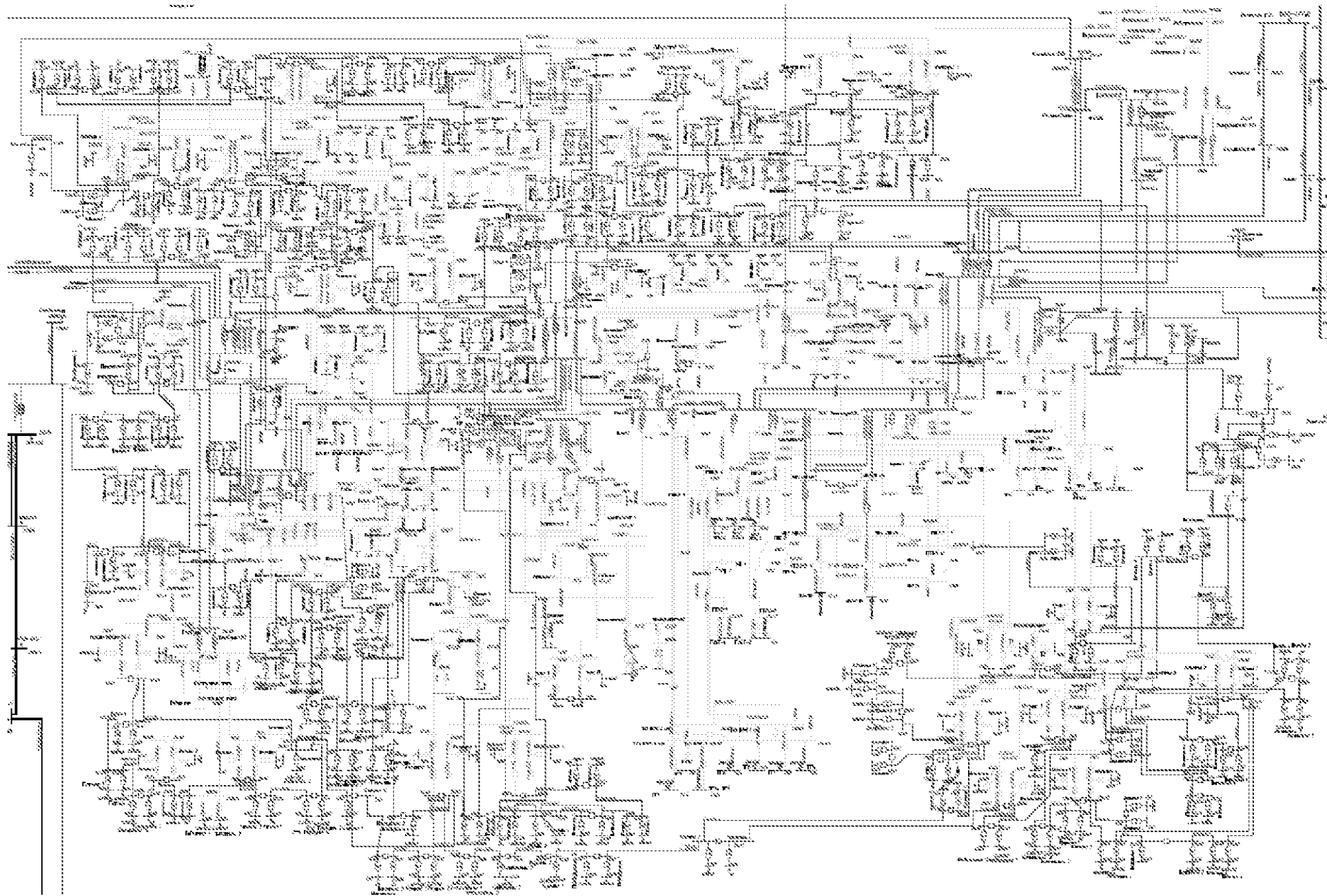


Рисунок 13. Отключение ВЛ 500кВ Базаховская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в плане ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисово. Летний минимум 2025 года. Работа АОПО ВЛ 110кВ Борисово-Новая I, II, цепь с обесточиванием АЭС Нововоронежской АЭС-2. Выполнено деление сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, цепь со стороны ПС 250кВ Борисово. Превышение ДЦПН ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая), ВЛ 110кВ Привокзальная Левая (Правая), ВЛ 110кВ Чапаевка-2.

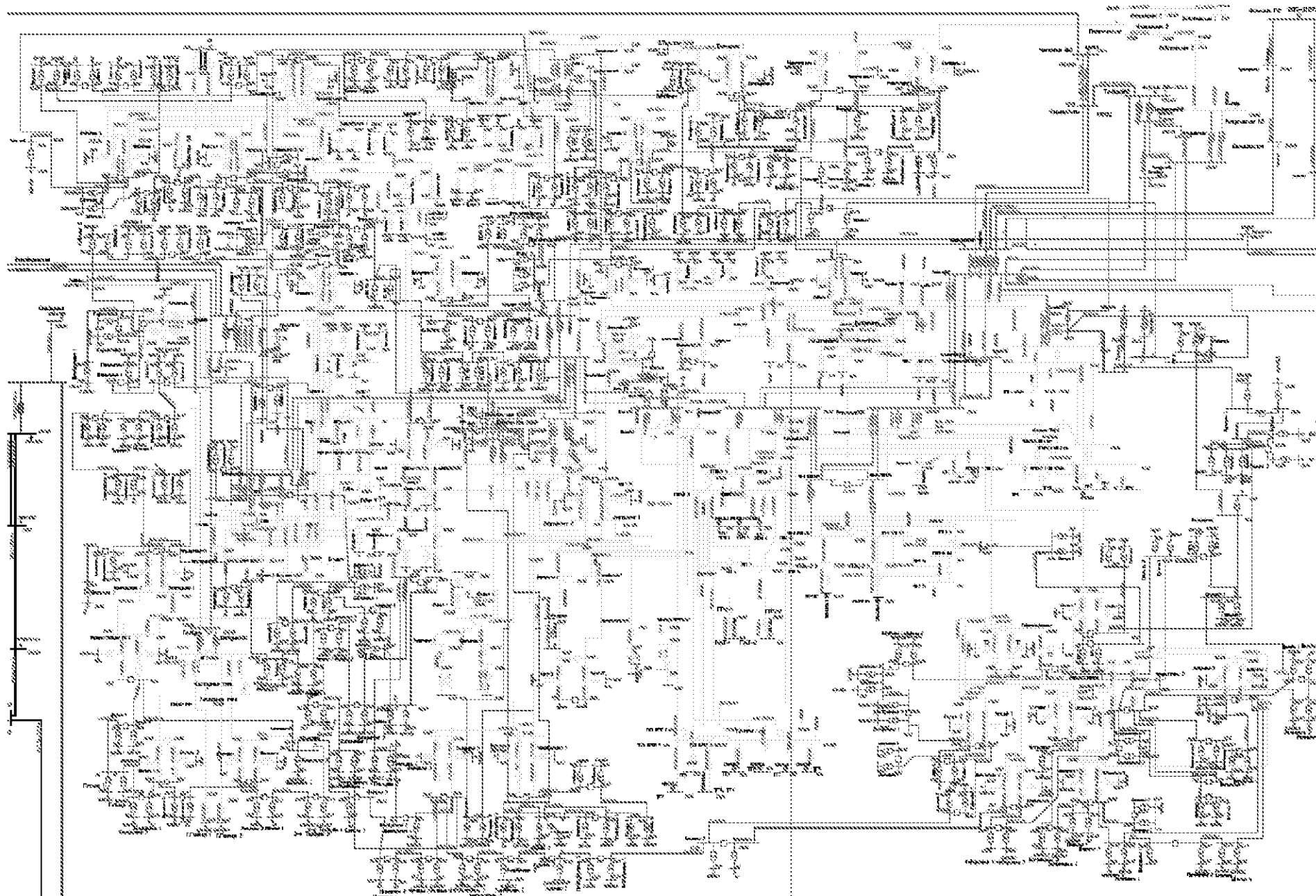


Рисунок 14. Отключение ВЛ 500кВ Балашовская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисов. Летний минимум 2023 года. Работа АОПГ ВЛ 220кВ Борисов-Новая I, II цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-2. Выполнено деление сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисов-Новая I, II цепь со стороны ПС 150кВ Борисов. Выполнено деление сети 110кВ существующей АОПГ ВЛ 110кВ Чатыртыга-2 и предлагаемой АОПГ ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) на ПС 220кВ Правобережная. Параметры режима в области допустимых значений.

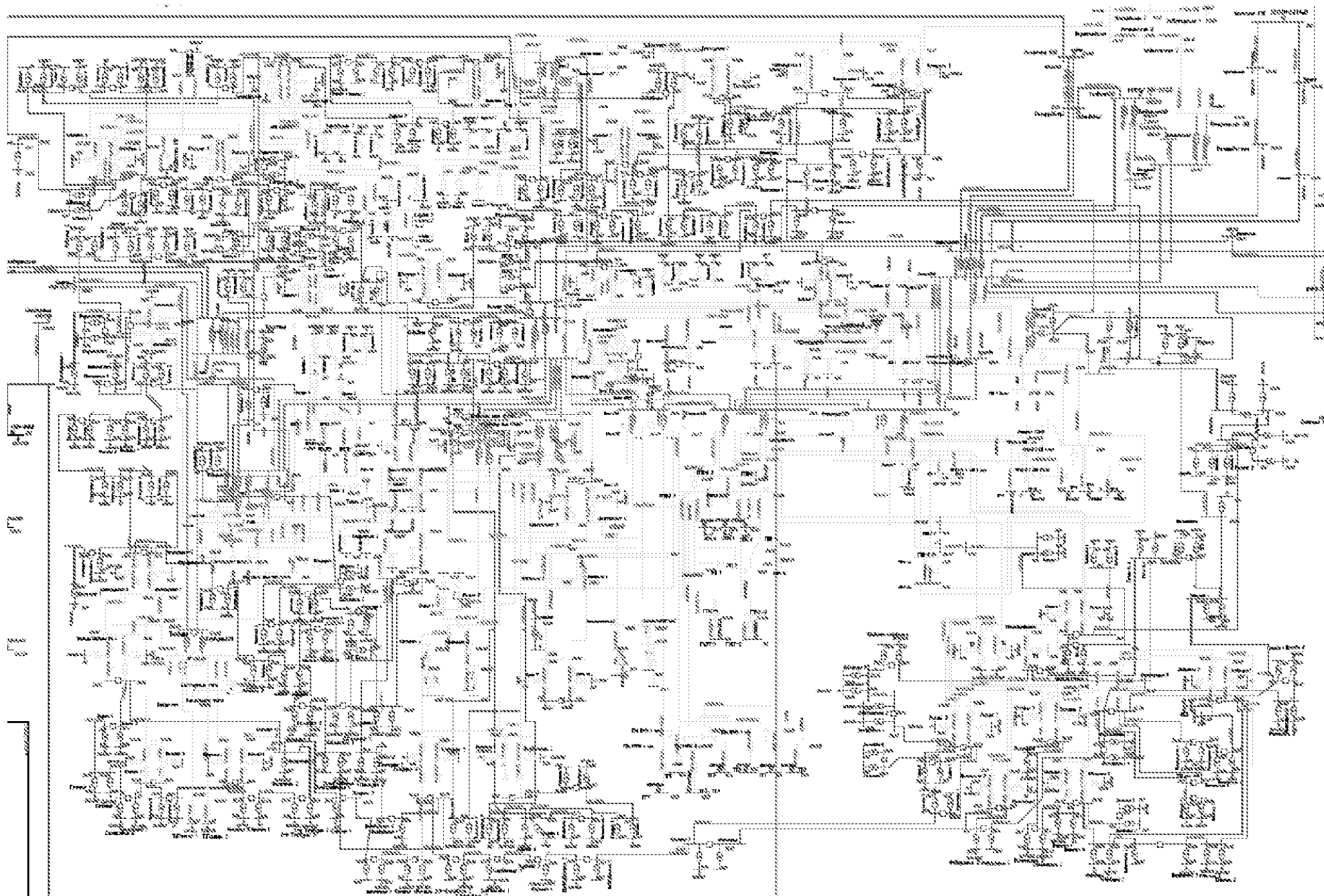


Рисунок 15. Отключение ВЛ 500кВ Балашиха-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисно. Летний максимум 2021 года. Превышение АДТН ВЛ 220кВ Борисно-Новая I, II цепи, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепи.

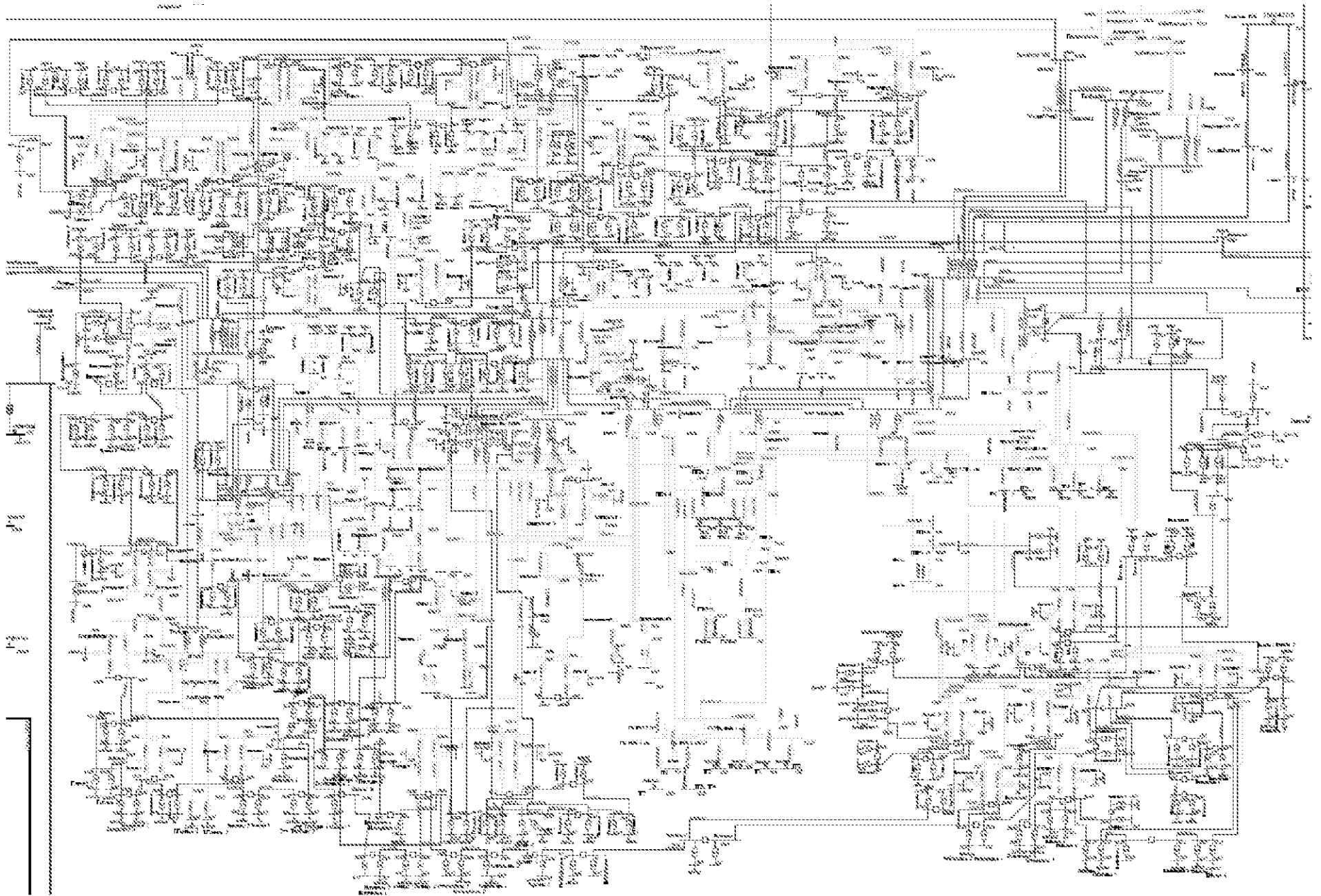


Рисунок 16. Отключение ВЛ 500кВ Базилевская-Липецкая Западная с отгайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисно. Летний минимум 2021 года. Работа АОПО ВЛ 220кВ Борисно-Новая I, II, сеть с действием на АЭС Нововоронежской АЭС-2. Выполнено деление сети 220кВ. Отключение ВЛ 220кВ Борисно-Новая I, II, сеть со стороны ПС 220кВ Борисно. Выполнено деление сети 110кВ существующей АОПО ВЛ 110кВ Чаплыгин-2 и предлагаемой АОПО ВЛ 110кВ Московская Левая (Проект) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левая (Проект) на ПС 220кВ Правобережная. Параметры режима в области допустимых значений.

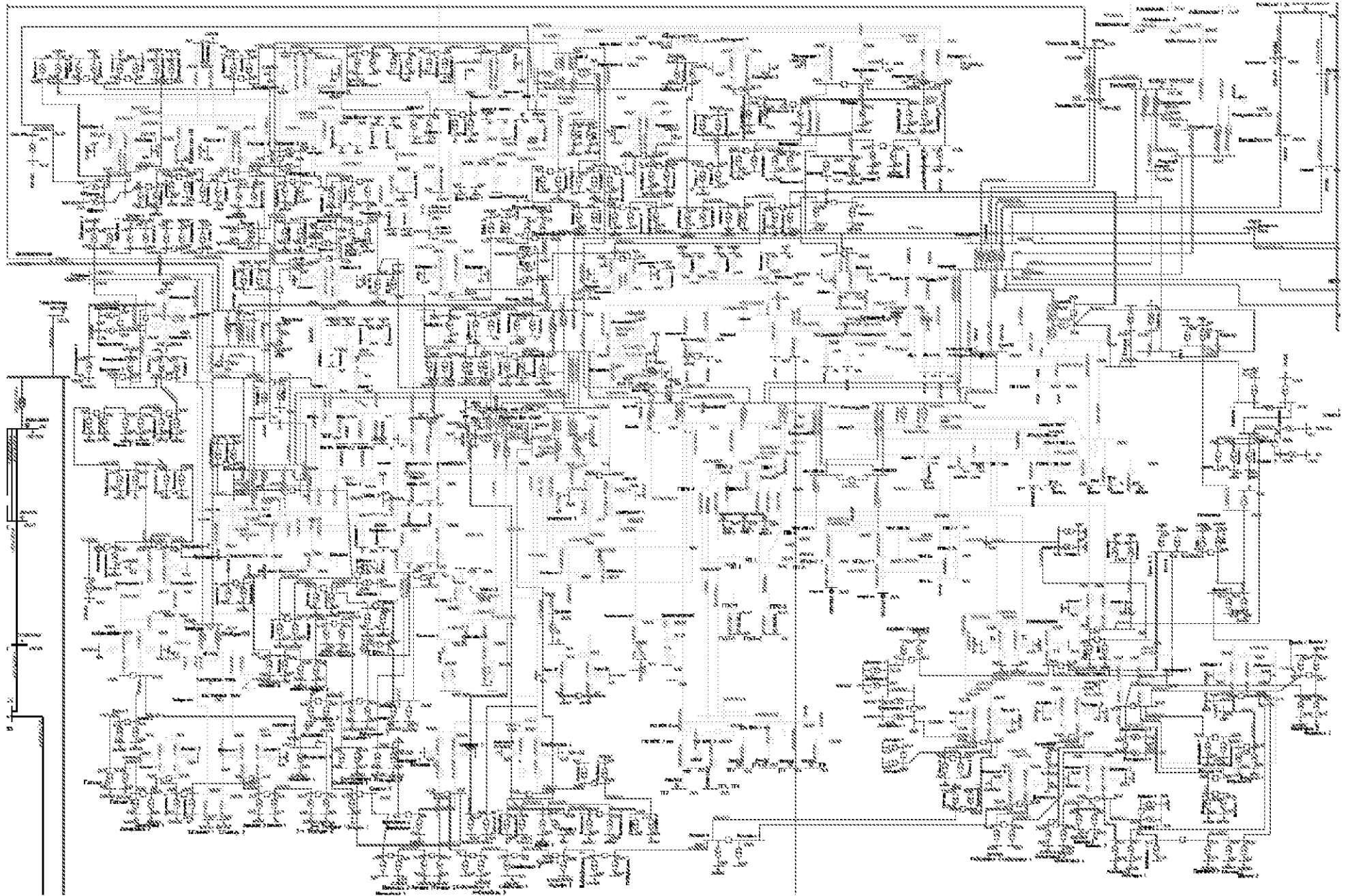


Рисунок 17. Отключение ВЛ 500кВ Балатовская-Липецкая Западная с оттяжкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Воронеж. Летний максимум 2025 года. Превышение АДТН ВЛ 220кВ Боринно-Новая I, II цепи, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепи к ДЭПН ВЛ 110кВ Пригородная Правая, Левая.

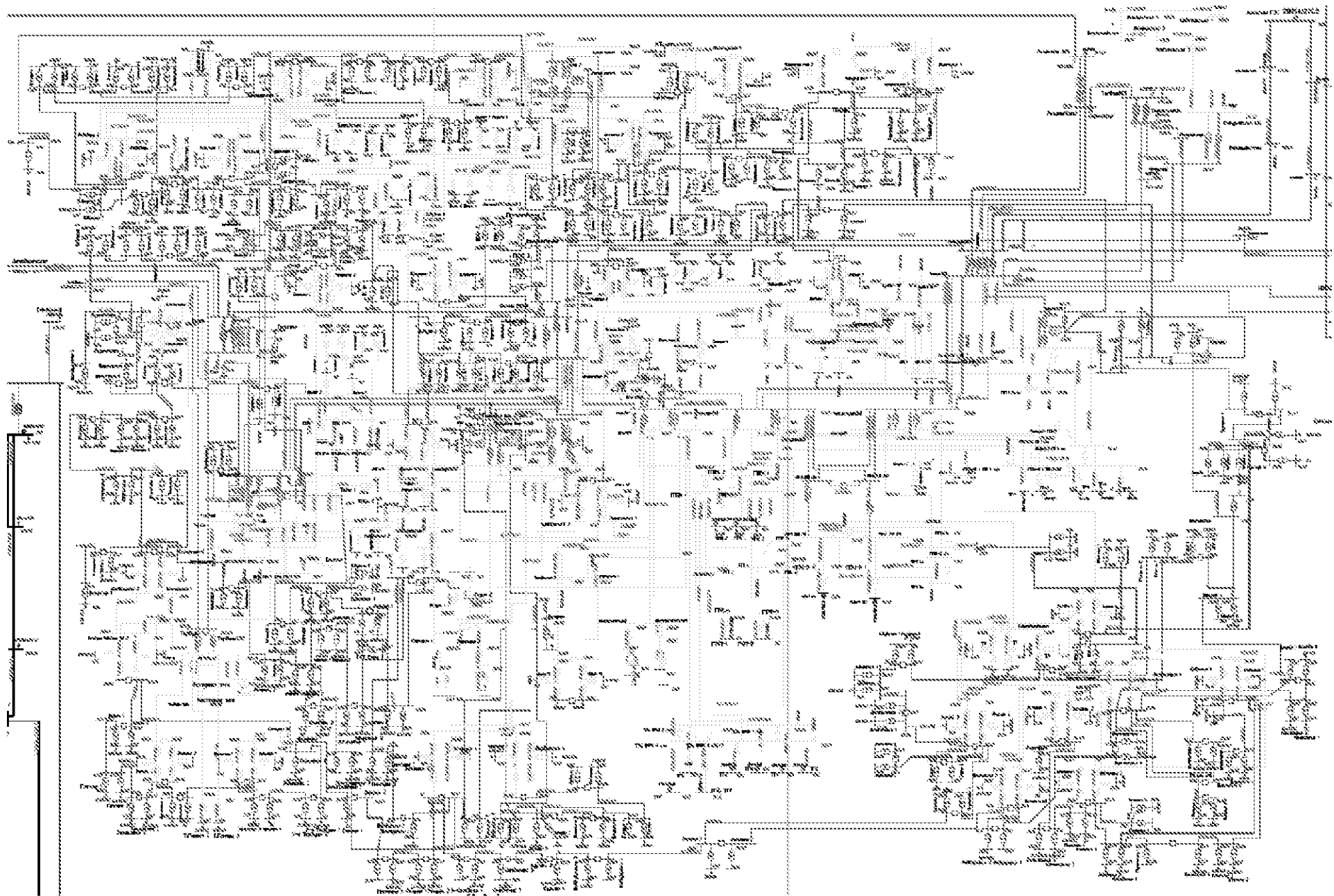


Рисунок 18. Отключение ВЛ 500кВ Балашовская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисов. Летний минимум 2025 года. Работа АОПГО ВЛ 220кВ Борисов-Новая I, II, сеть с действиями на АРС Нововоронежской АЭС-2. Выполнено деление сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисов-Новая I, II, сеть со стороны ПС 500кВ Борисов. Выполнено деление сети 110кВ существующей АОПГО ВЛ 110кВ Чаплыгин-2 и предлагаемой АОПГО ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) на ПС 220кВ Прохобережная. Параметры режима в области допустимых значений.

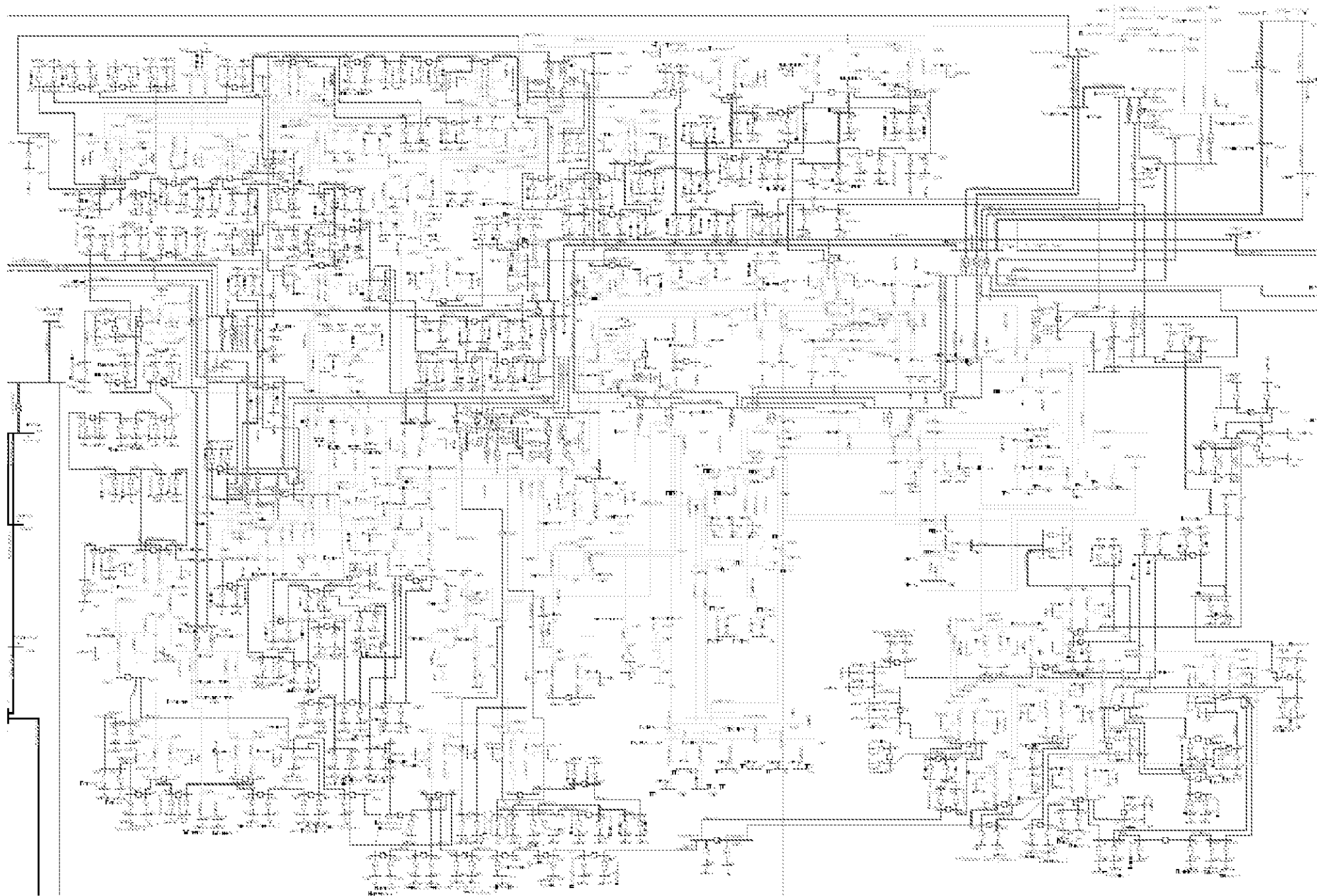


Рисунок 19. Отклонение ВЛ 350кВ Липецкая-Борново в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борново-Новая I (II) сеть. Летний максимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

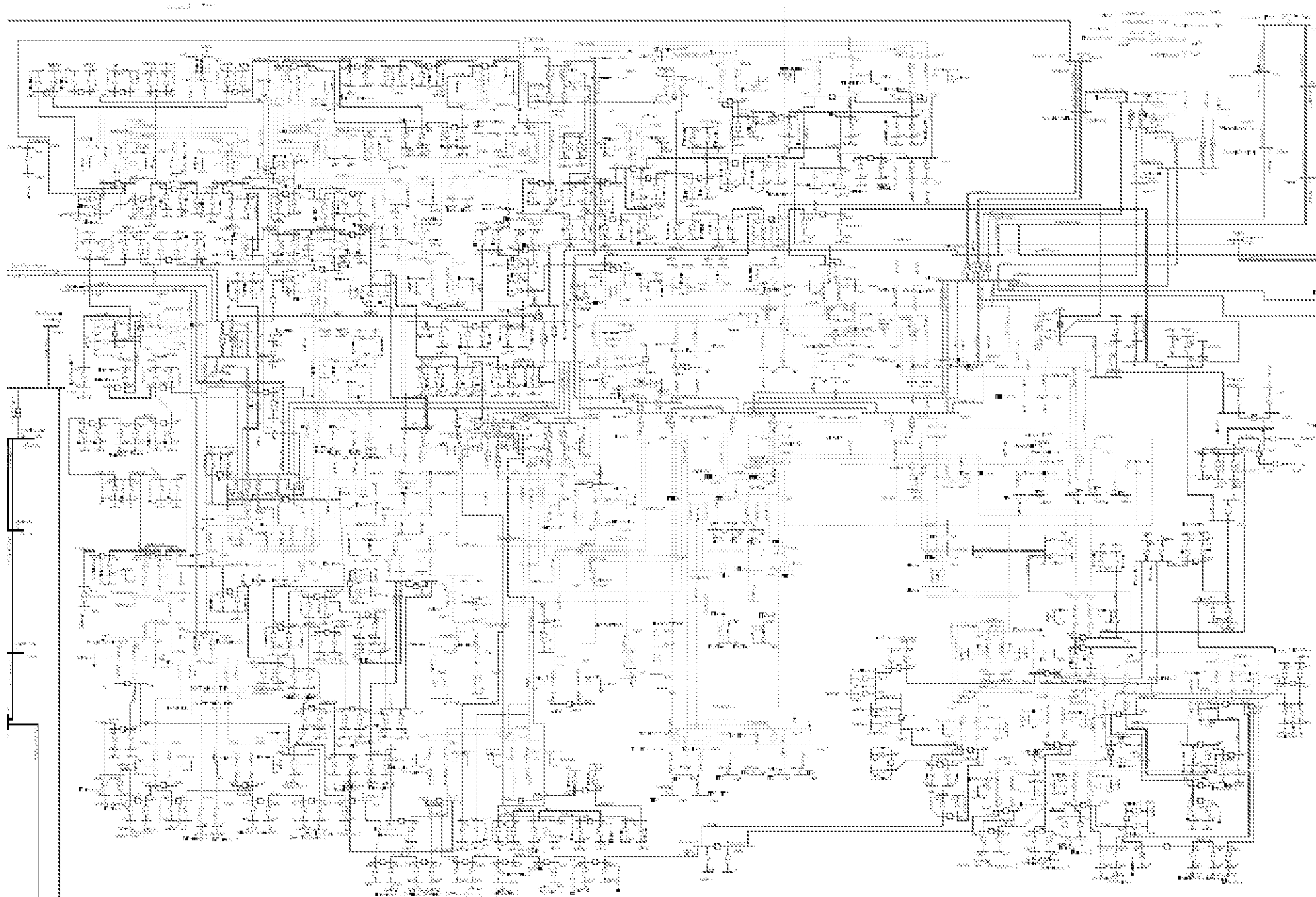


Рисунок 26. Отключение ВЛ 550кВ Липецкая-Борзно в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борзно-Новая I (II) цепь. Летний максимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

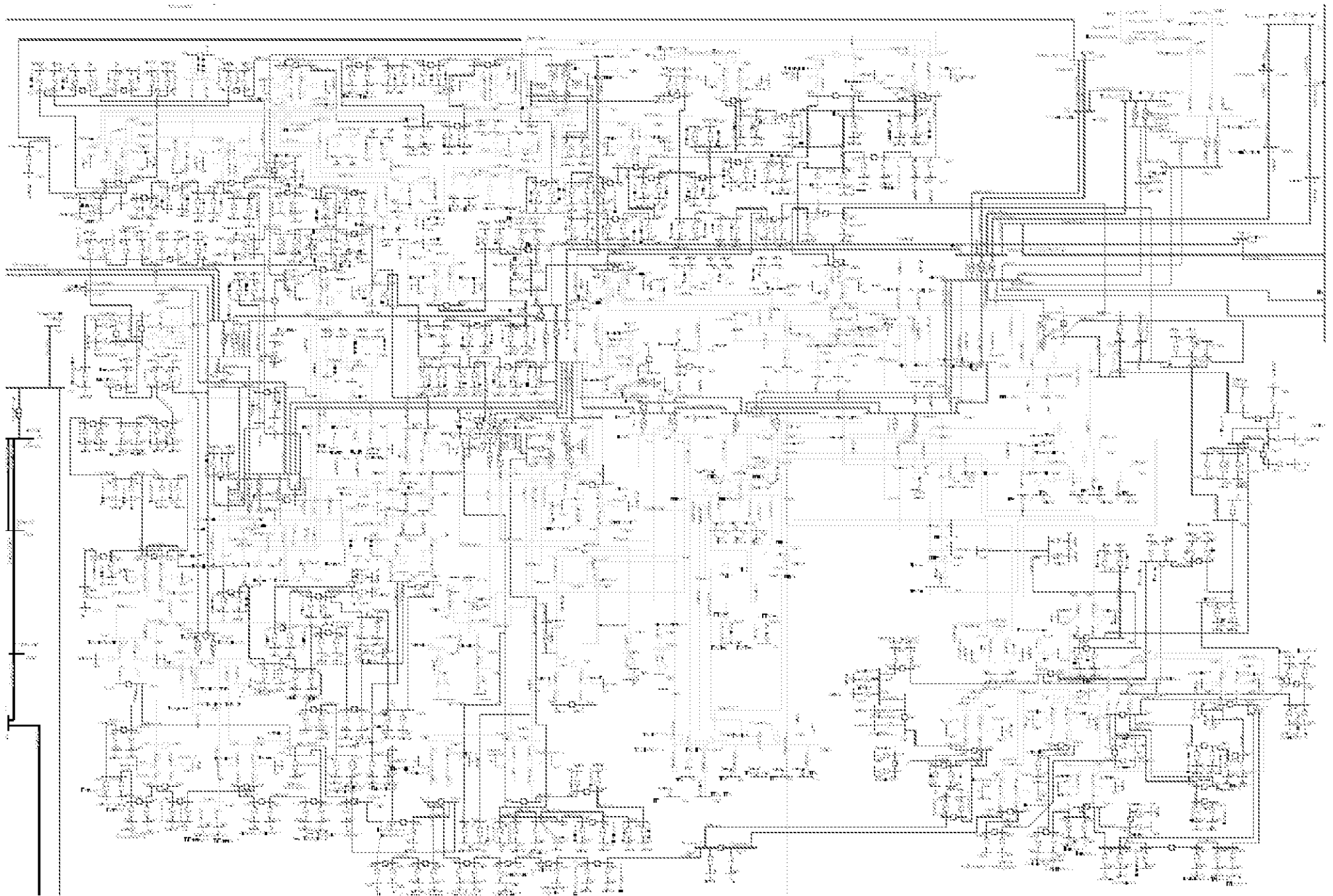


Рисунок 21. Отделочные ВЛ 550кВ Ляденская Борнино в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борнино-Новая I (II) сеть. Зимний минимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

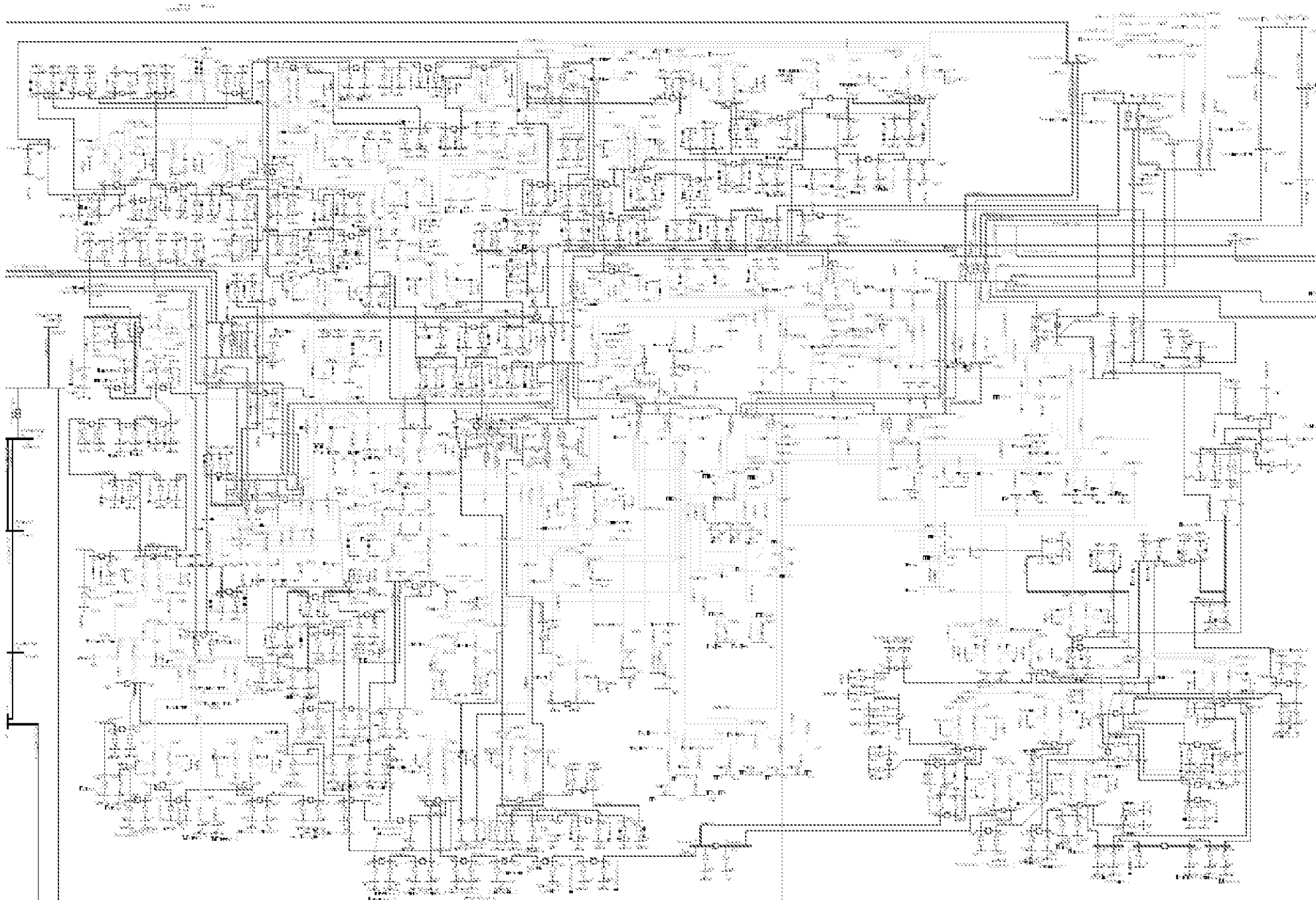


Рисунок 22 Отключенно ВЛ 350кВ Липецкая-Борина в схеме ремонт ВЛ 220кВ Борина-Новая I (II) цепи. Зимний максимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

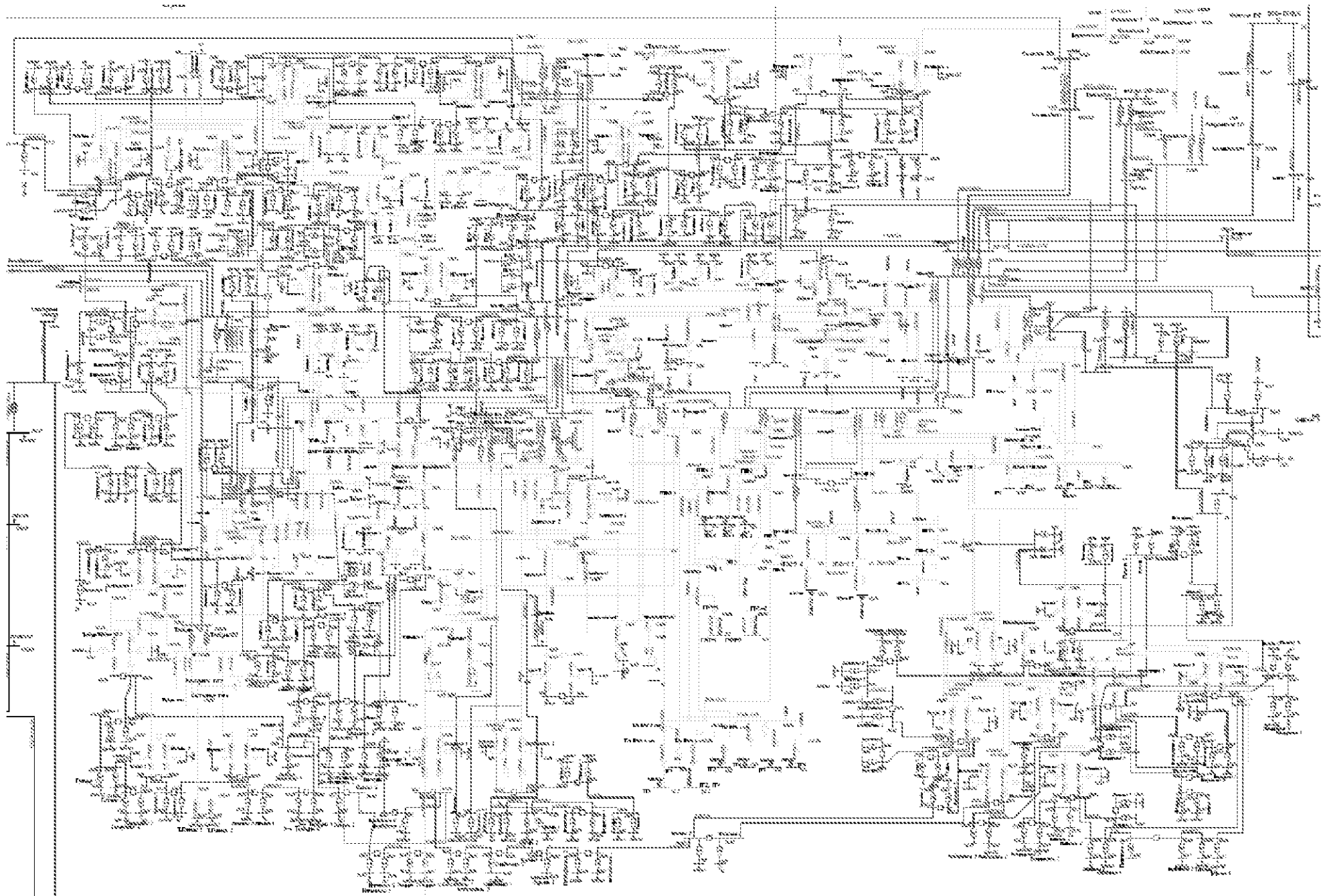


Рисунок 25. Отключение ВЛ 550кВ Липецкая-Бордино в схеме ремонта ВЛ 220кВ Бордино-Новая 1 (Ц) сеть. Летний максимум 2025 года. Параметры режимов в области допустимых значений.

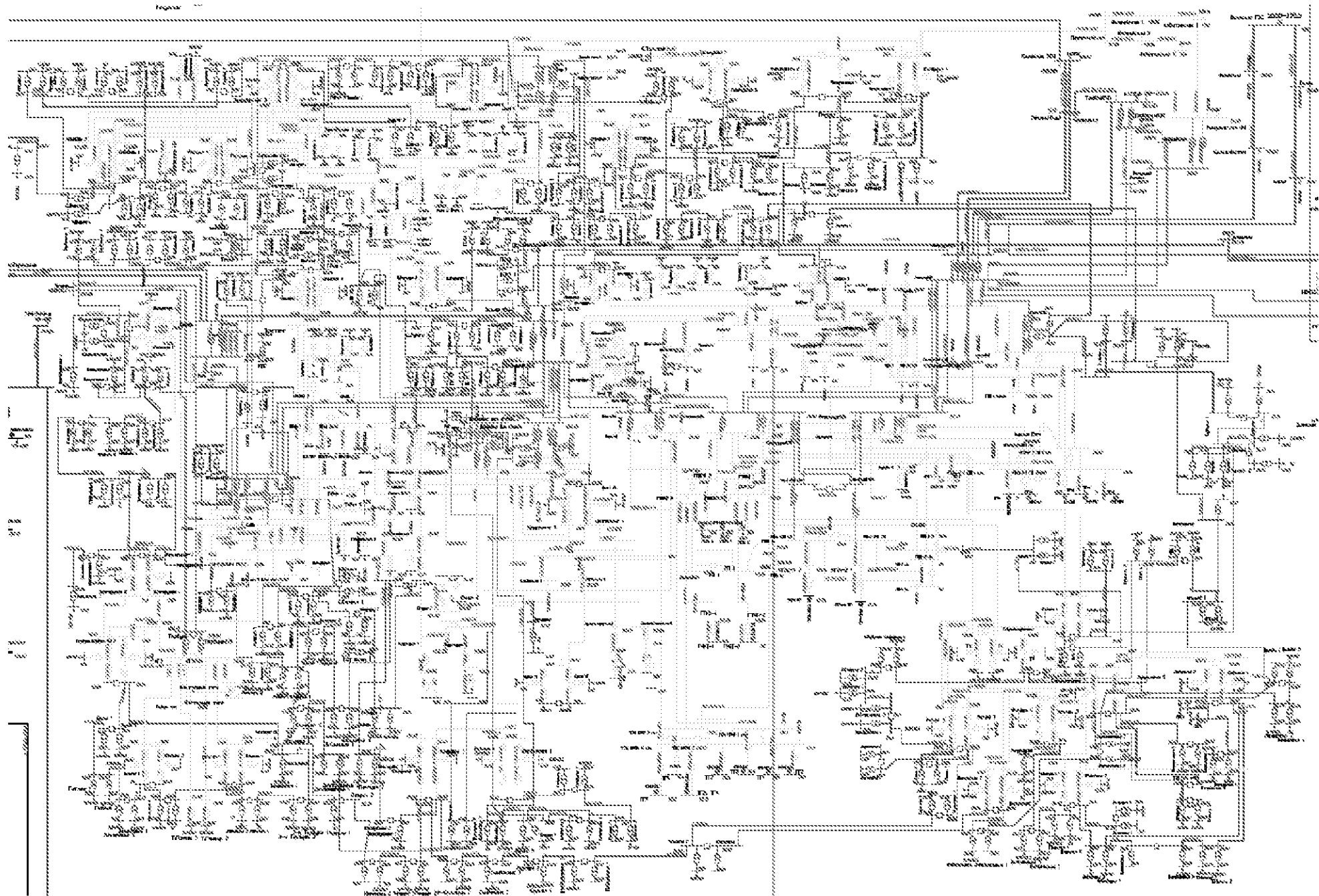


Рисунок 24. Отключение ВЛ 550кВ Лыцкая-Борина в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борина-Новая I (П) сеть. Летний максимум 2025 года. Параметры режима в области допустимых значений.

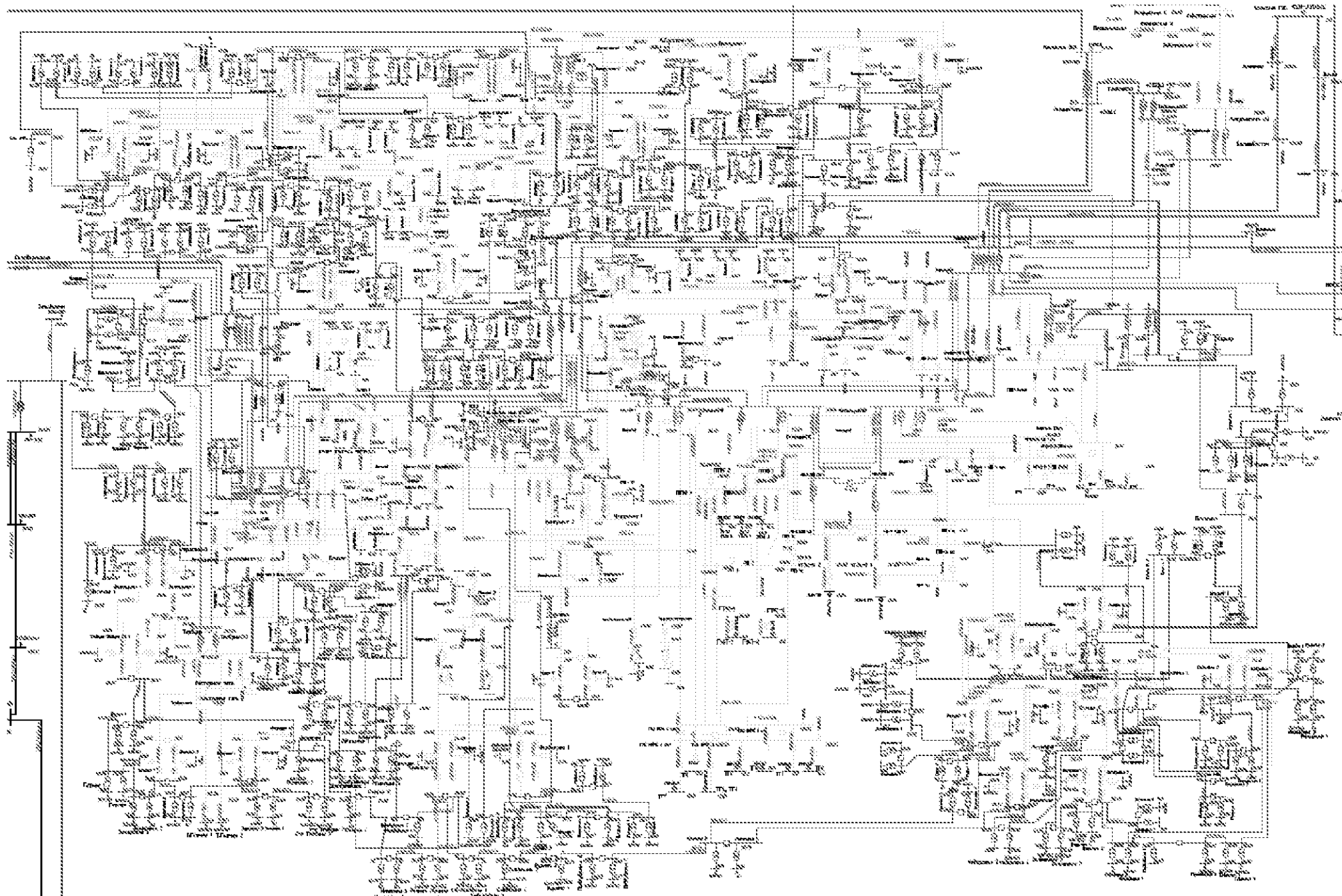


Рисунок 25. Отделение ВЛ 220кВ Борни-Новая 1 (Ш) сеть в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борни. Зимний минимум 2025 года. Параметры режима в области допустимых значений.

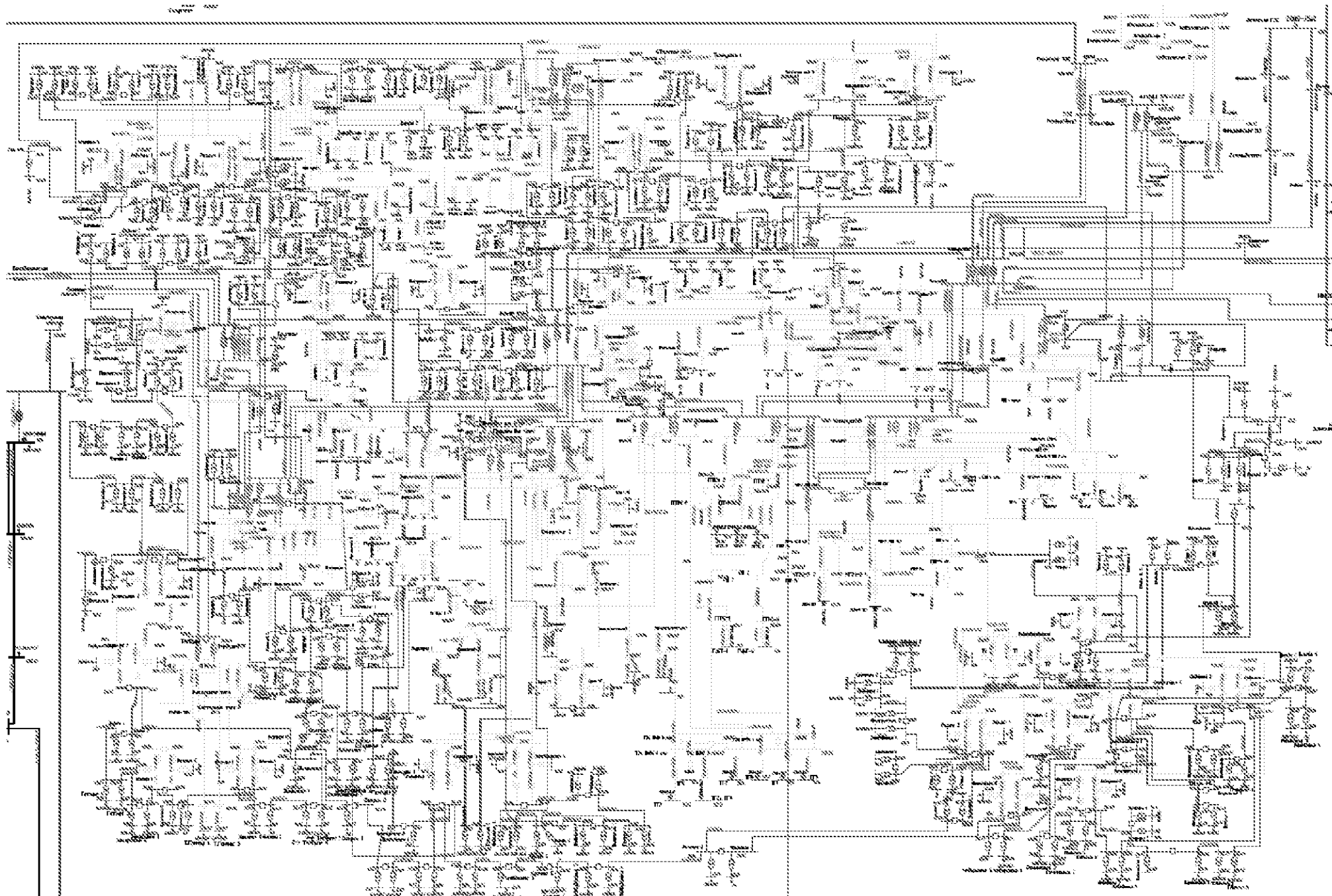


Рисунок 26. Отключение ВЛ 220кВ Борзано-Новая I (В) сеть в схеме ремонта ВЛ 550кВ Липецкая-Борзано. Замканий максимум 2035 года. Параметры режима в области допустимых значений.

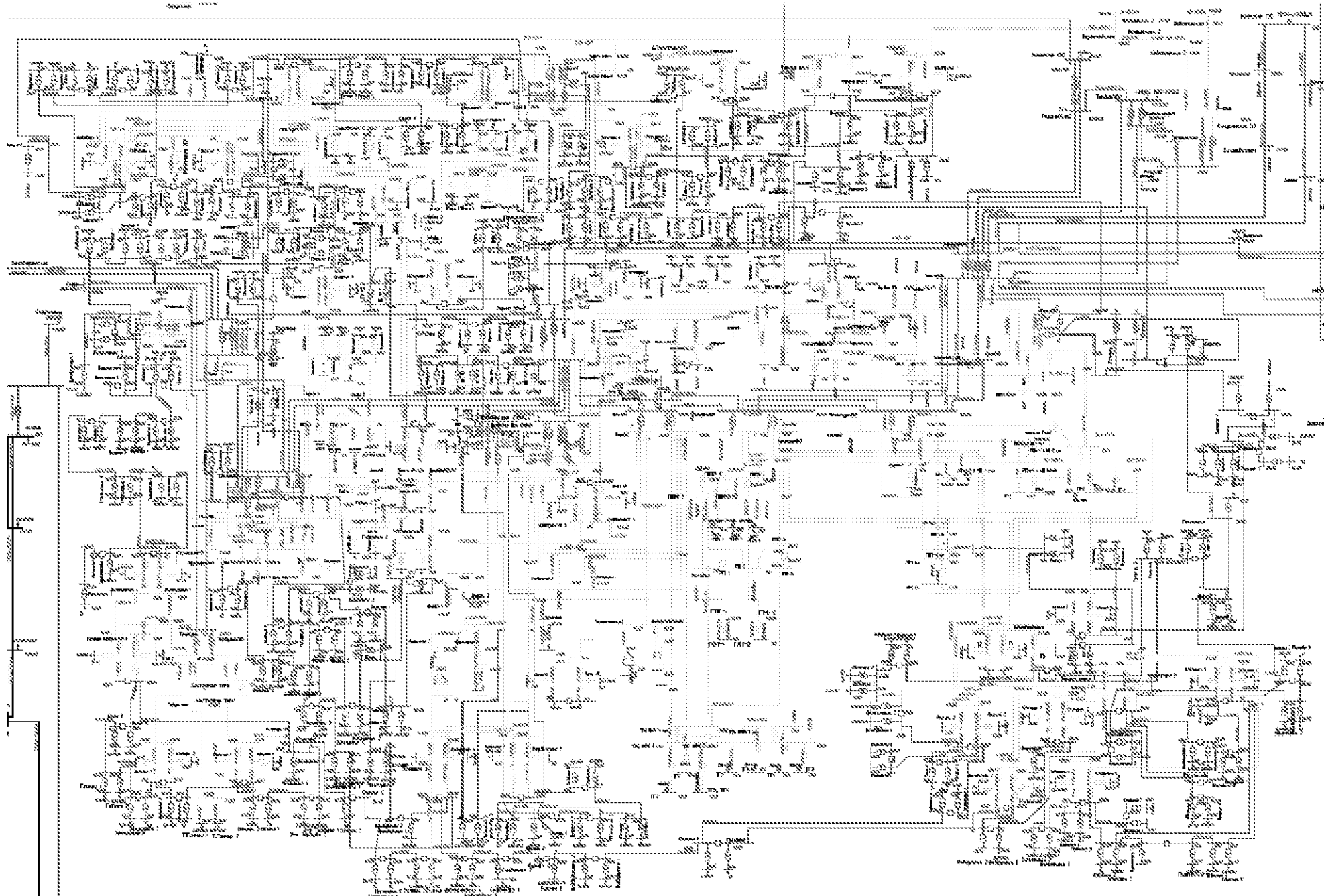


Рисунок 27. Отключение ВЛ 200кВ Северная-Новая I (Н) сеть в схеме ремонта ВЛ 350кВ Липецкая-Борисо. Летний минимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

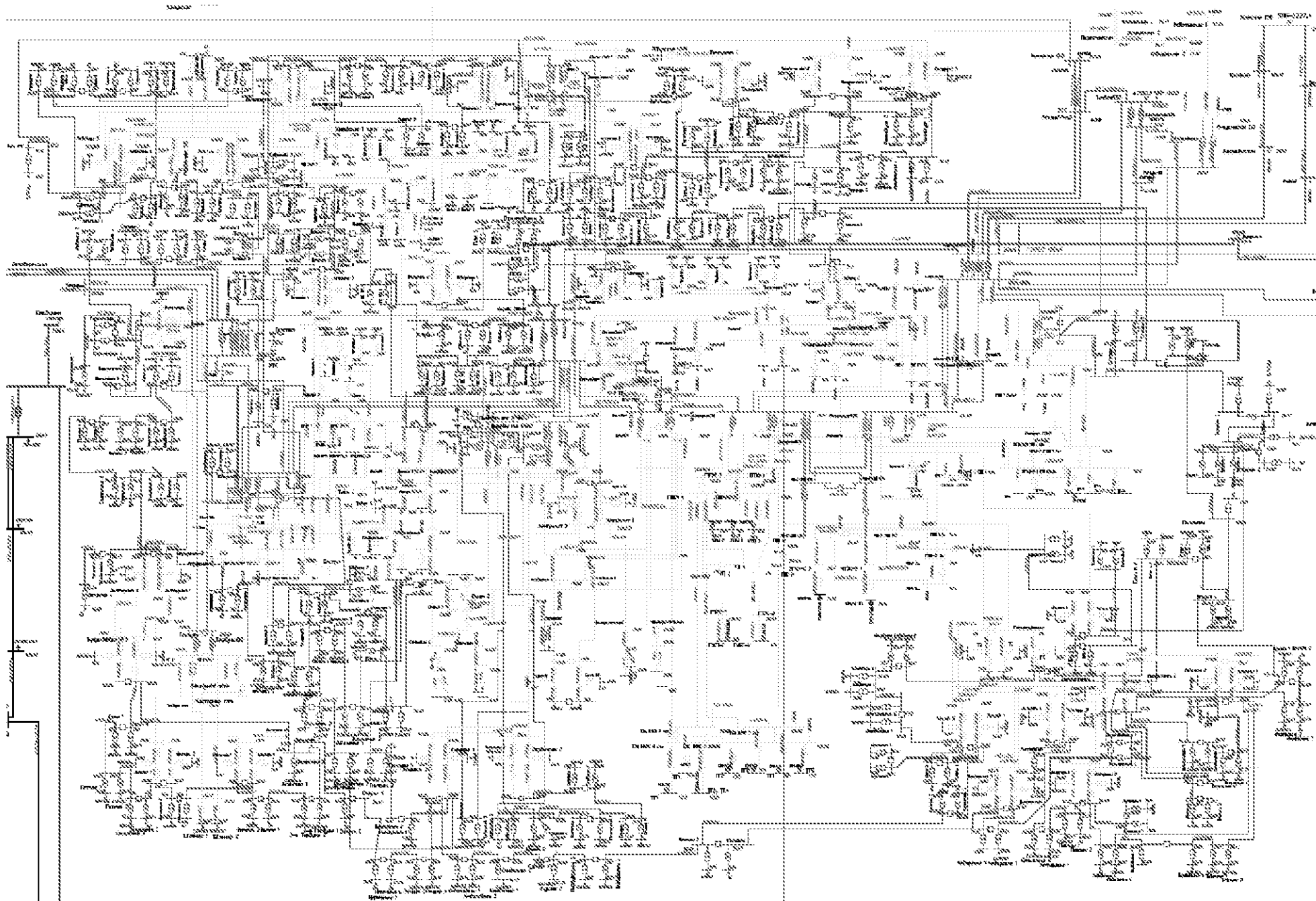


Рисунок 28. Отключение ВЛ 220кВ Северная-Новая I (II) цепь в схеме ремонта ВЛ 550кВ Липецкая-Борисно. Летний минимум 2025 года. Параметры режима в области допустимых значений.

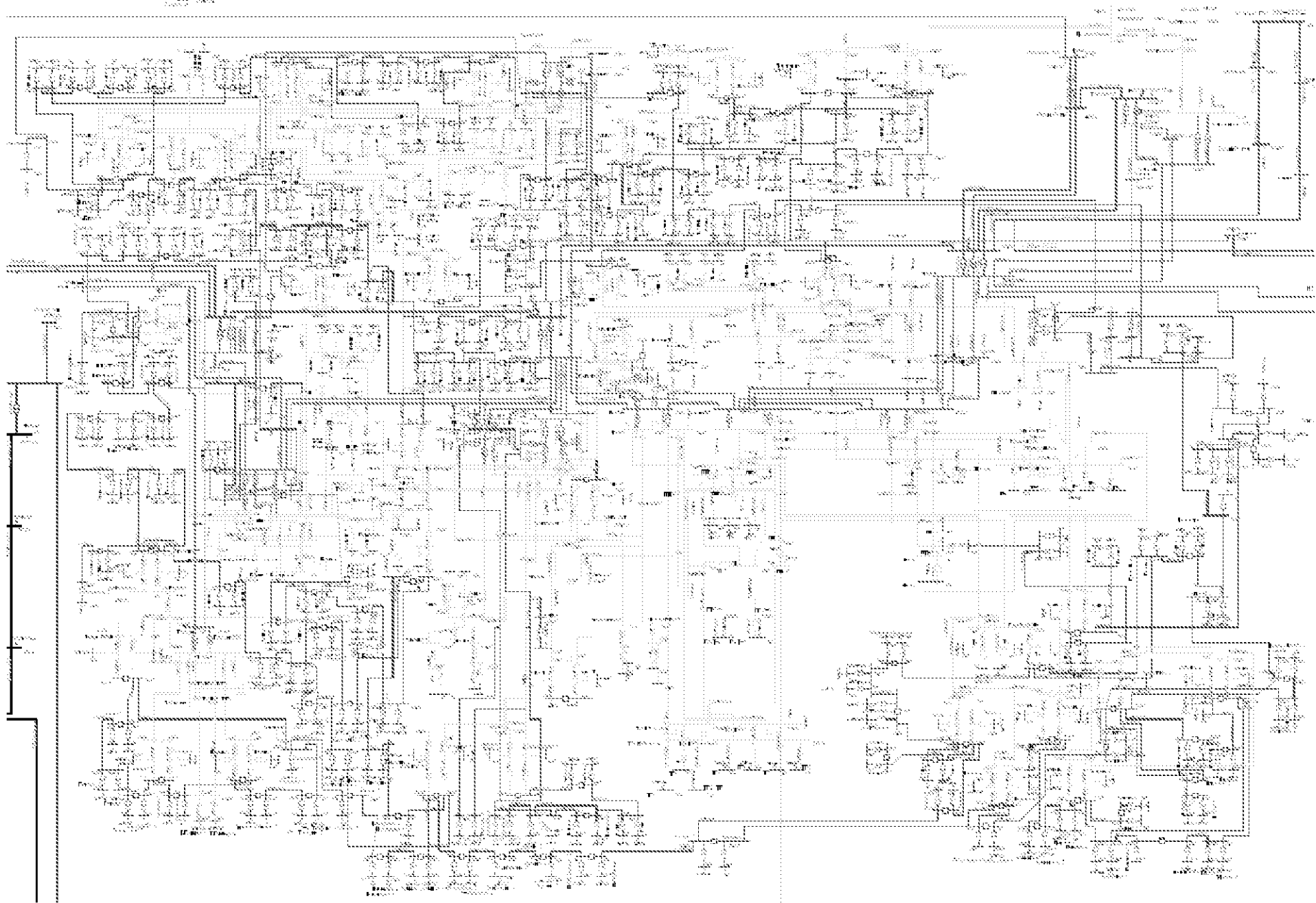


Рисунок 29. Режим летнего минимума нагрузок 2021 года. Отключение АТ-1 ПС 500кВ Борино в связи ремонта ВЛ 500 кВ Липляки-Борино. Нагрузка АТ-2 ПС 500кВ Борино не превышает А.ЭП. Параметры режима в области допустимых значений.

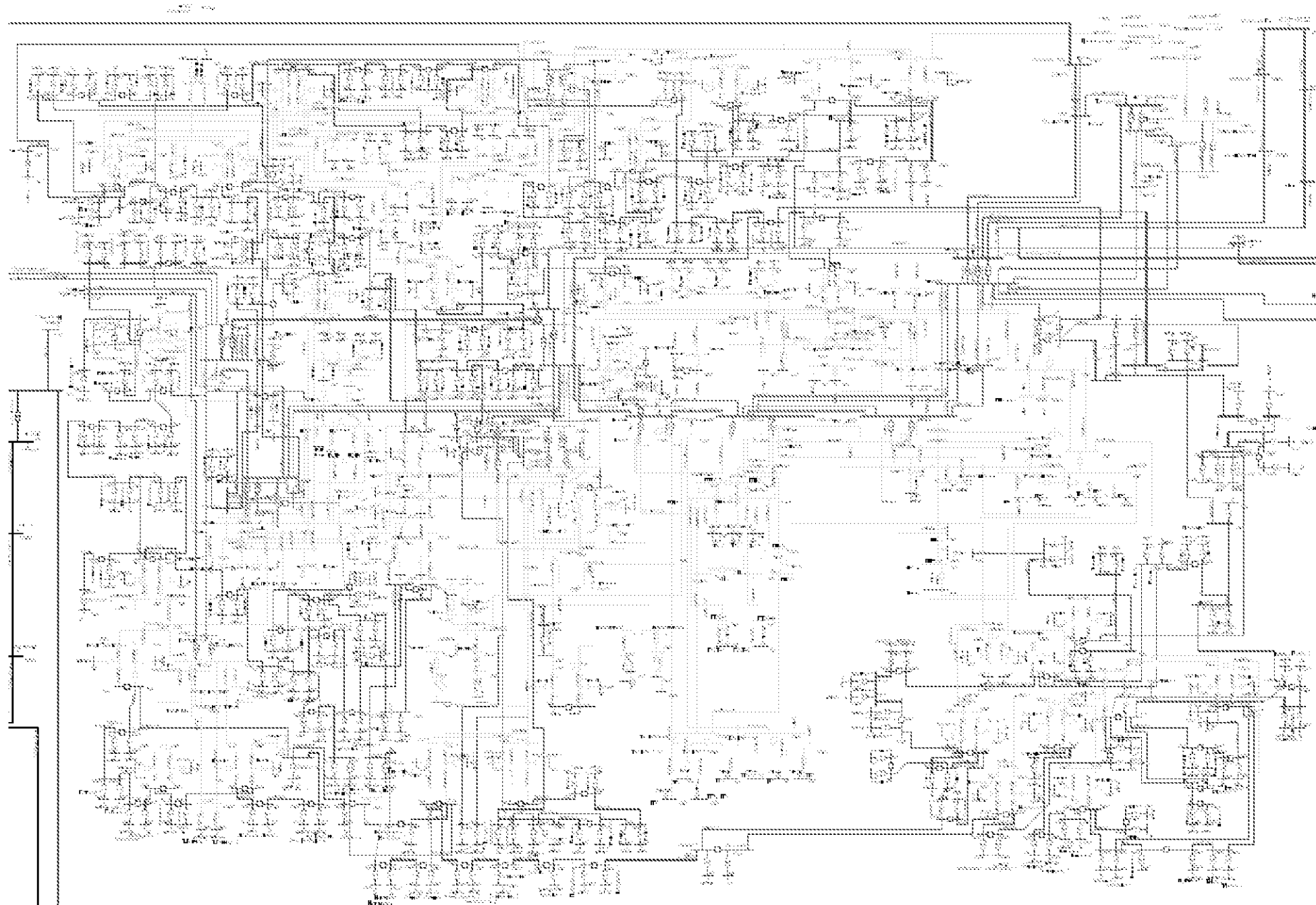


Рисунок 30. Режим минимального минимума нагрузки 2021 года. Отключение АТ-1 ПС 500кВ Борзяно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая-Борзяно. Нагрузка АТ-2 ПС 500кВ Борзяно не превышает АДПН. Параметры режима в области допустимых значений

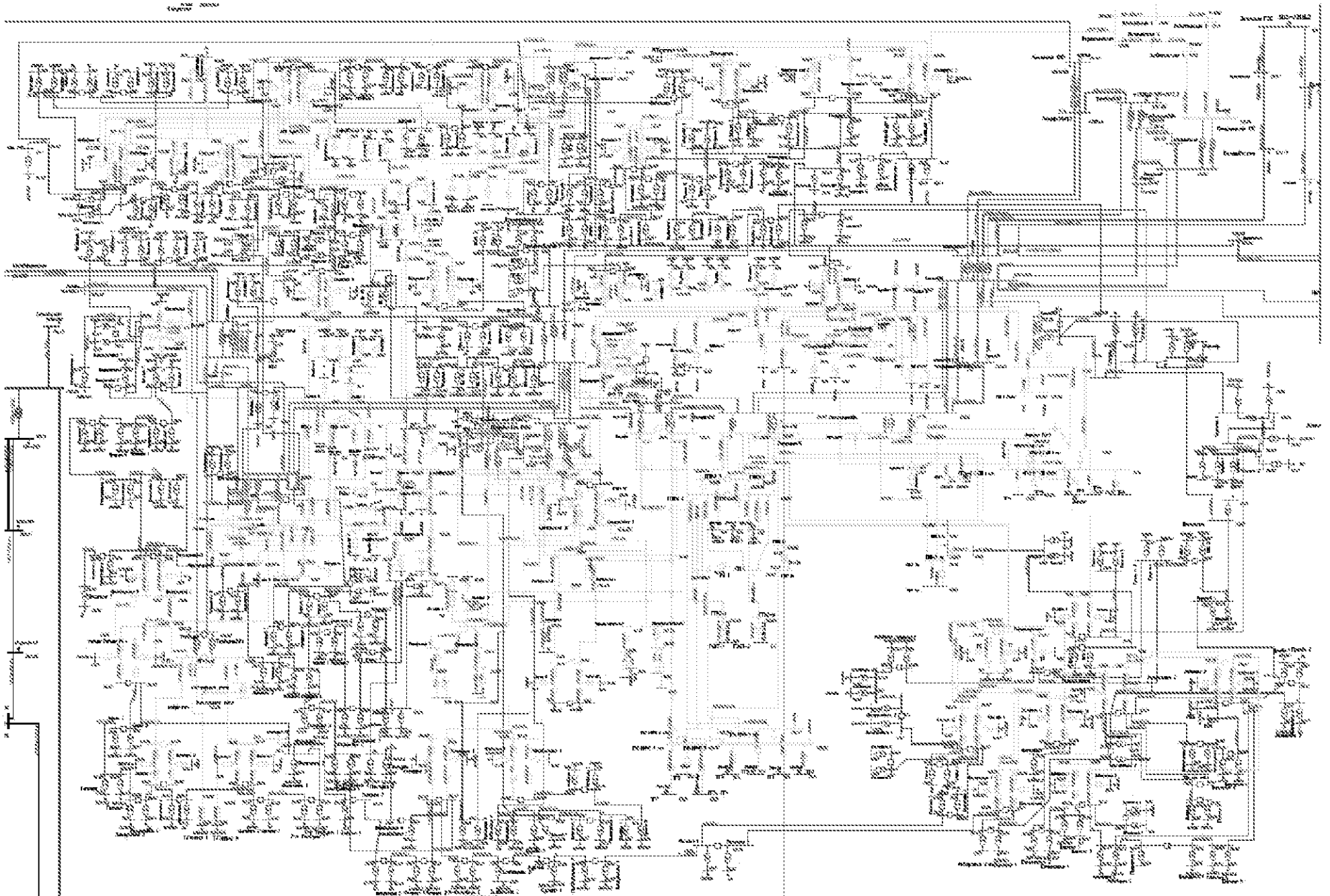


Рисунок 31. Режим летнего минимума нагрузок 2025 года. Отключение АТ-1 ПС 800кВ Борзито в схеме района ВЛ 500 кВ Лытказинь-Борзито. Нагрузка АТ-2 ПС 550кВ Борзито не превышает АДПН. Параметры режима в области допустимых значений.

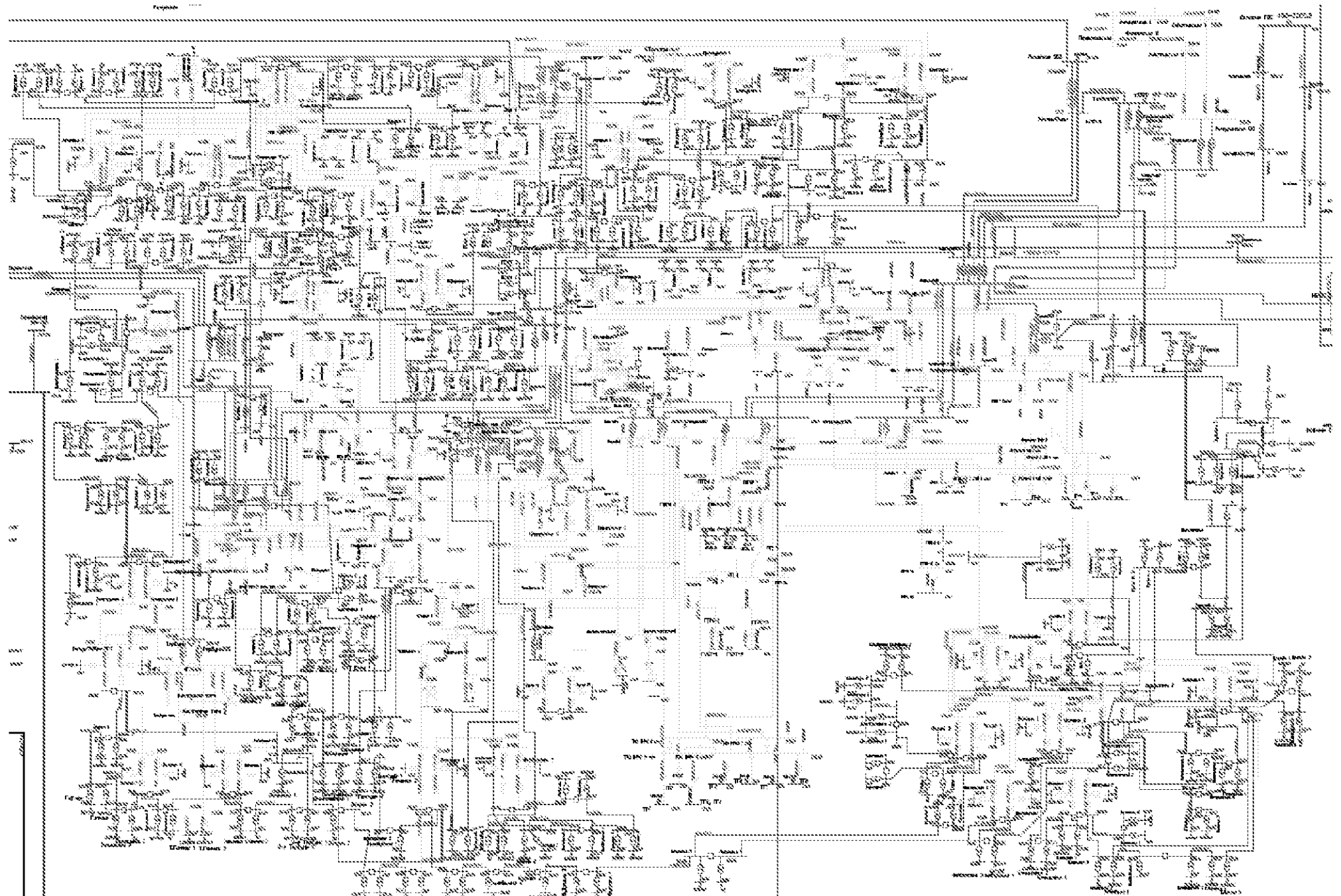


Рисунок 33. Режим зимнего минимума нагрузок 2025 года. Отключение АТ-1 ПС 500кВ Борново в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая-Борново. Превышение ДВН АТ-1 на ПС 550 кВ Борново.

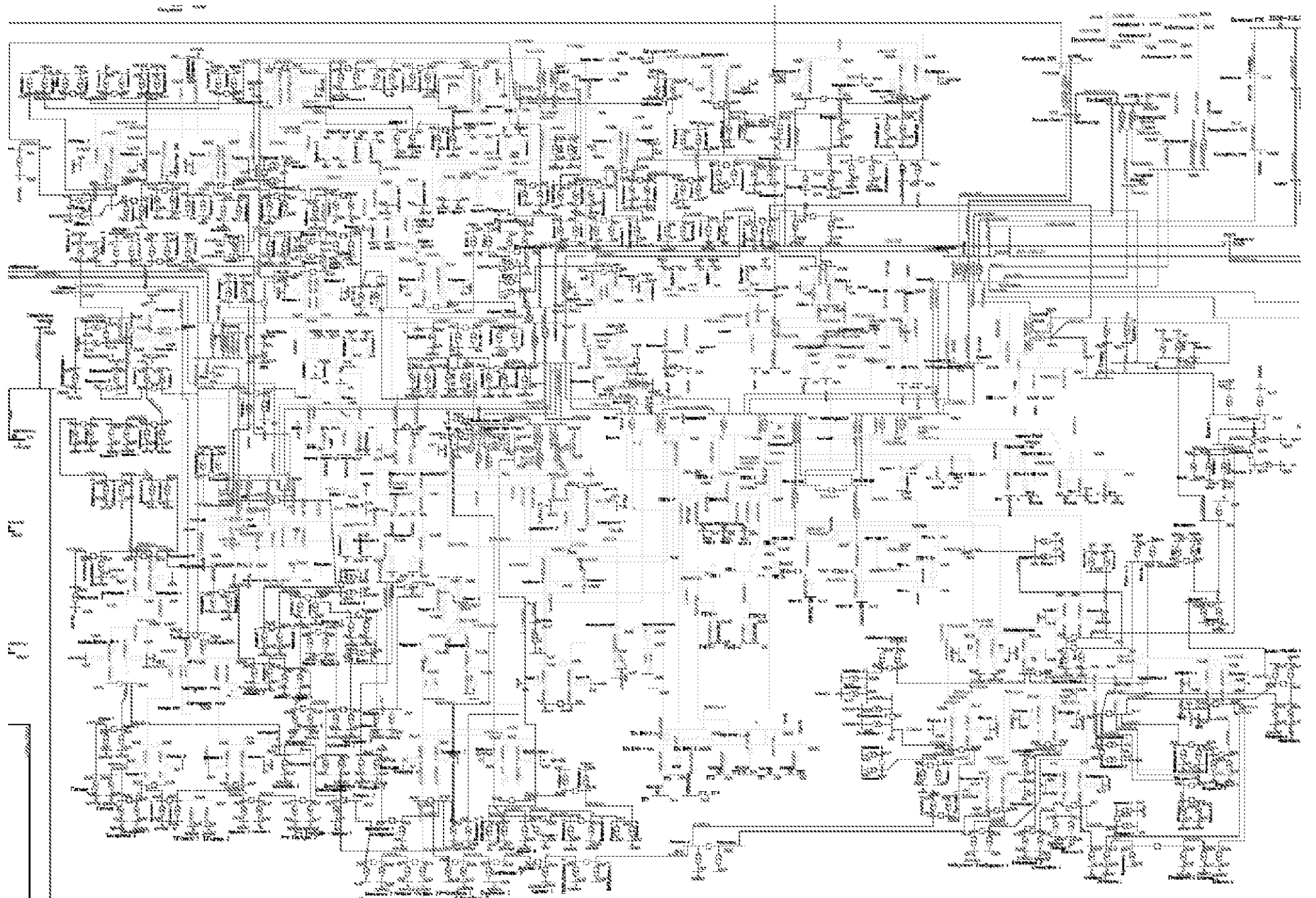


Рисунок 33. Режим летнего максимума нагрузки 2025 года. Отключение ВЛ 230кВ Борзно-Прасхережная II цепи в схеме ремонта 2 свт 110кВ ПС 220кВ Новая. Параметры режима находятся в области допустимых значений

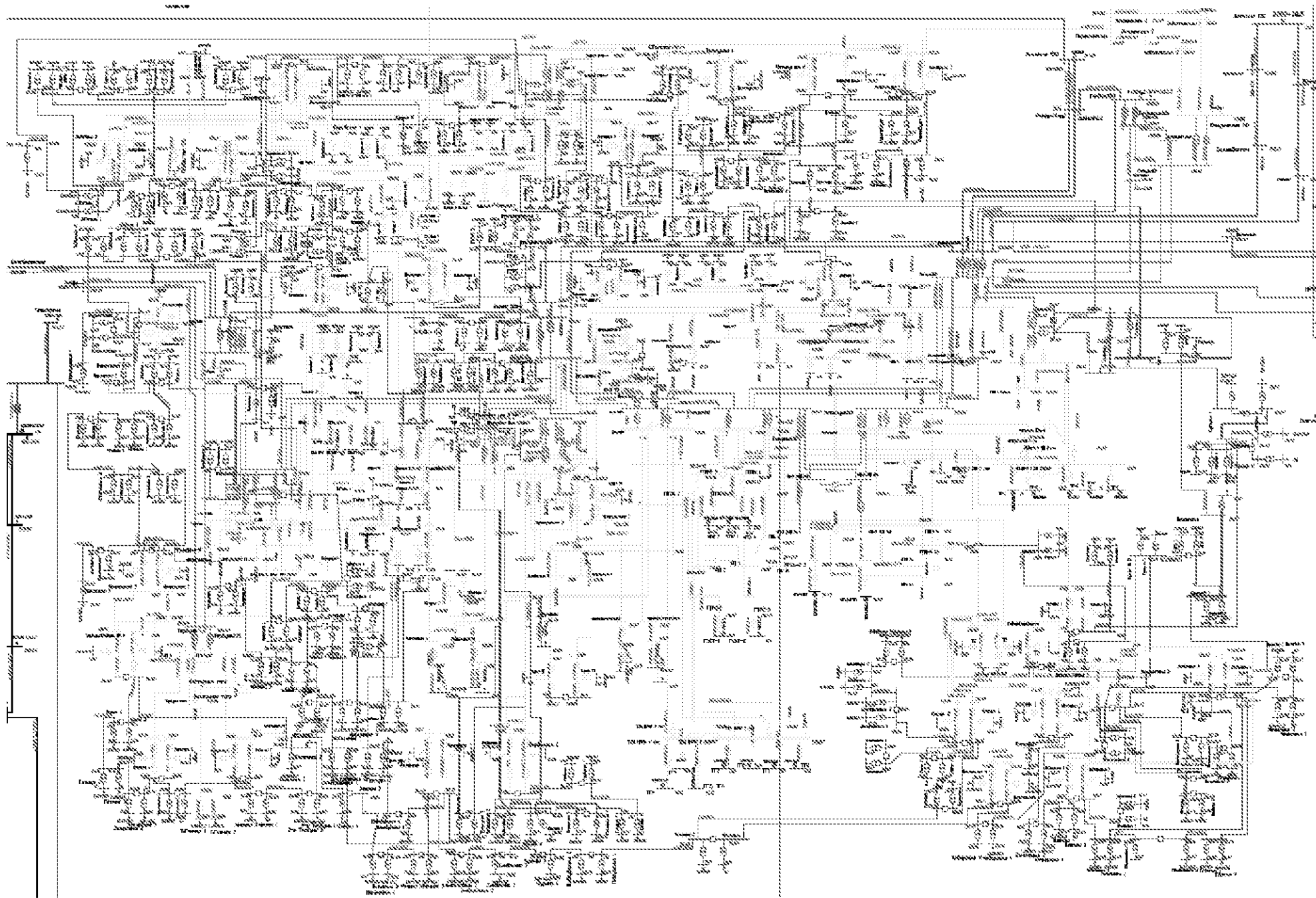


Рисунок 34. Режим низкого максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 120кВ Борзюно-Прядобережная II пещь в схеме режима 2 сек 110кВ ПЭС 120кВ Новая. Параметры режима находятся в области допустимых значений

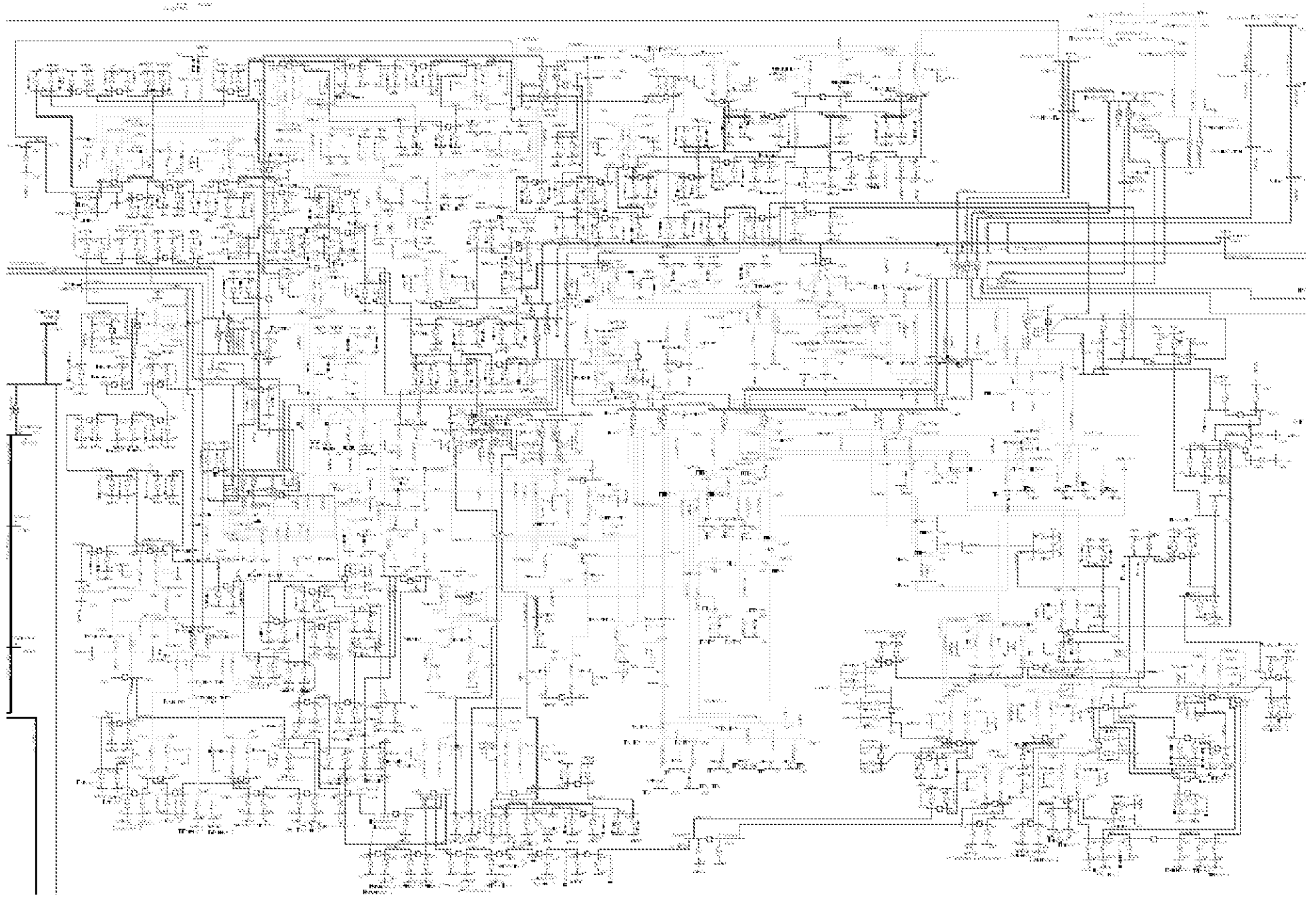


Рисунок 35. Отключение ВЛ 50кВ Ладьяк-Борно в схеме ремонта 1 сек 220кВ ПС 50кВ Ладьяк. Летний межсезонье 2021 года. Превышение ЕДПН ВЛ 230кВ Литрица - Казанка II сеть

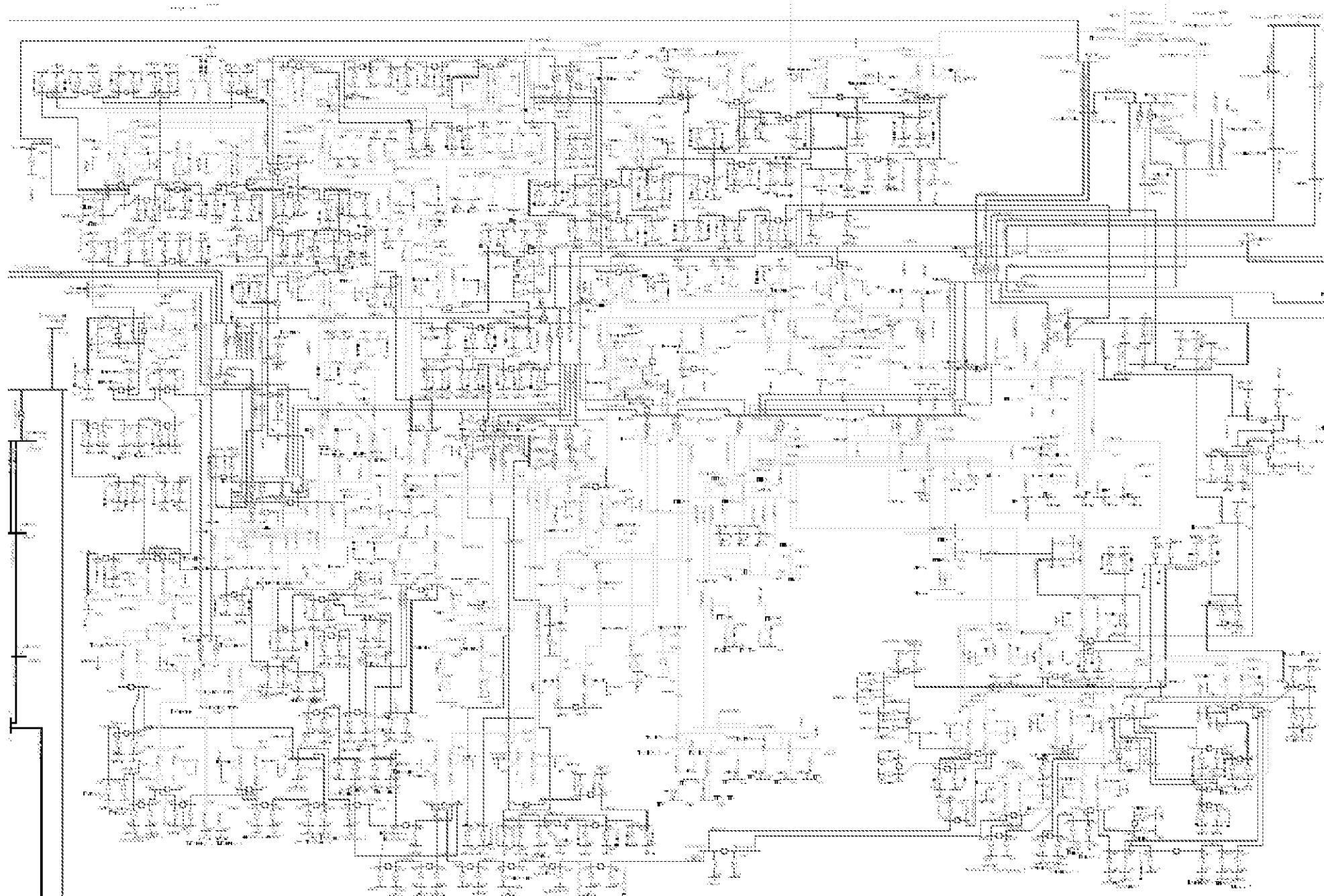


Рисунок 36. Отключение ВЛ 500кВ Липецкая-Борисово в схеме ремонта 1 сек 220кВ ПС 150кВ Липецкая. Летний максимум 2011 года. Действие существующей АСПО ВЛ 220кВ Липецкая-Калинин 1. Цель и режимные мероприятия по увеличению генерации на Липецкой ТЭЦ-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений

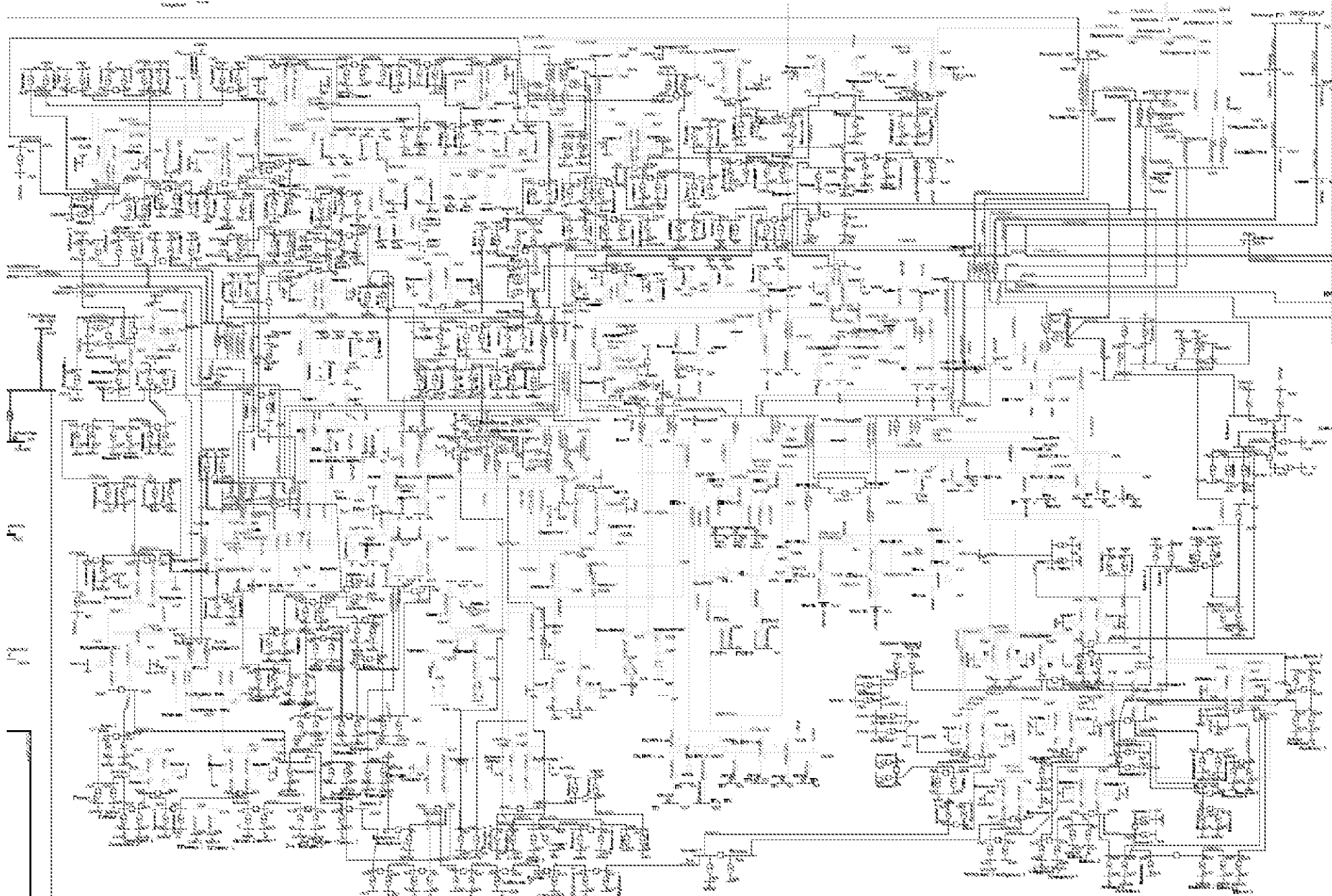


Рисунок 37. Отклонение ВЛ 10кВ Липецкая-Боряно в схеме ремонта 1 сек 220кВ ПС 350кВ Липецкая. Летний максимум 2025 года. Параметры режима находятся в области допустимых значений

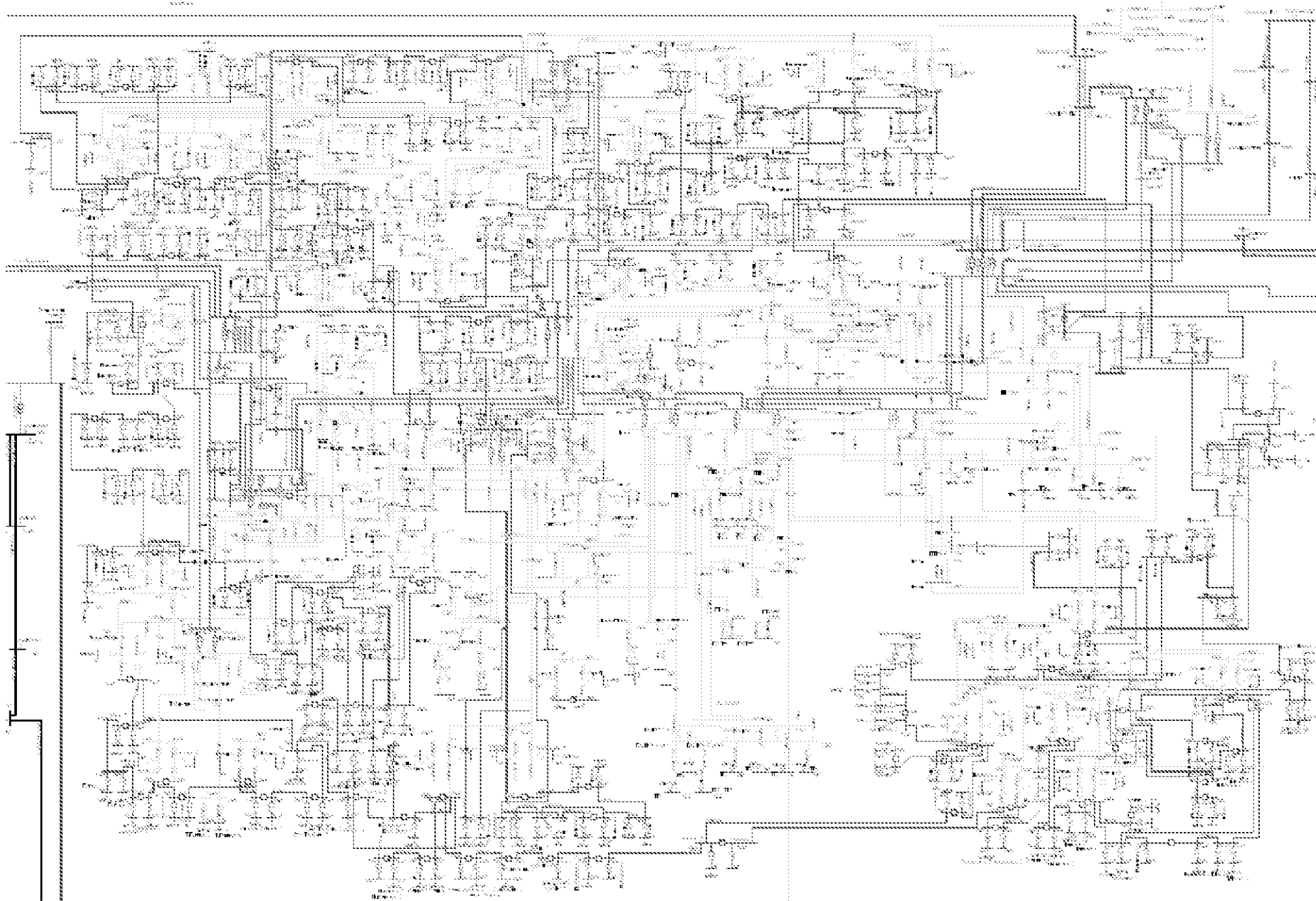


Рисунок 38. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме ремонта 1 сек 220кВ ПС 350кВ Липецкая. Летний максимум 2021 года. Прямые цепи ДЛТН ВЛ 220кВ Липецкая - Удзлина II цепь.

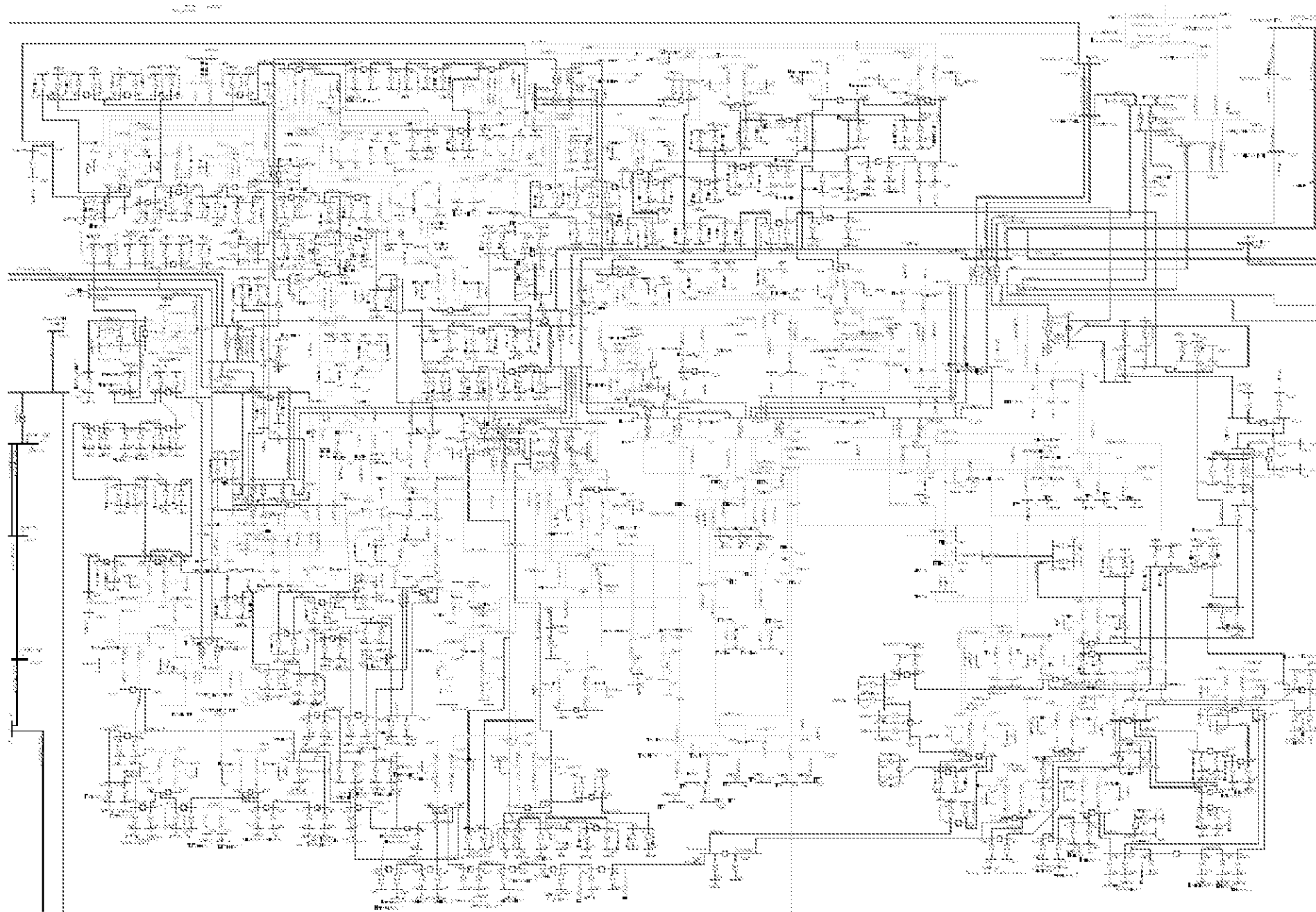


Рисунок 39. Отключение ВЛ 110кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме развития 1 сев. 110кВ ПС 550кВ Липецкая. Летний максимум 2021 года. Действие существующей АОПО ВЛ 110кВ Липецкая-Калужка I, II цепи и оперативно-режимные мероприятия по увеличению генерации на Липецкой ТЭЦ-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений

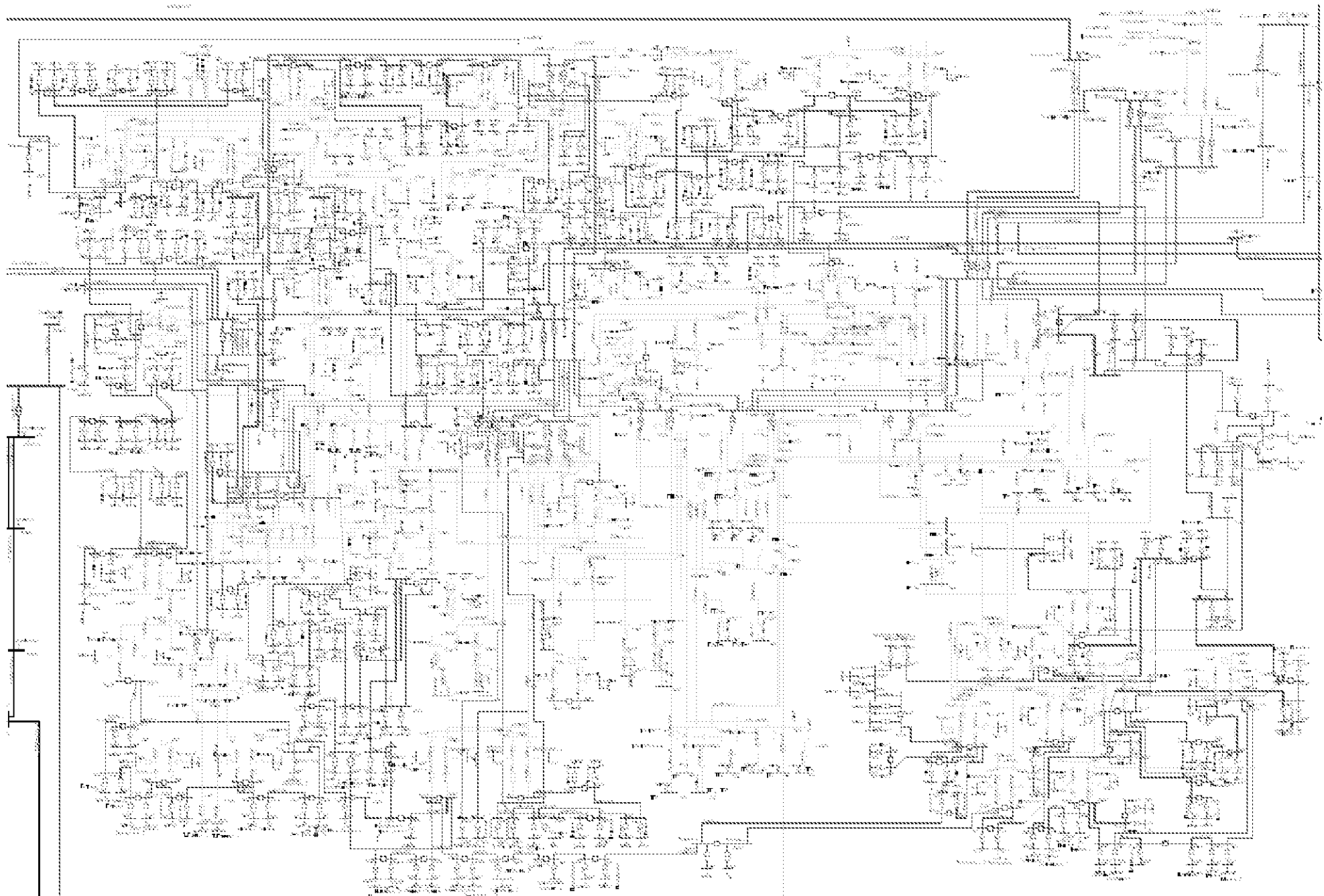


Рисунок 49. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме ремонта 1 сек 220кВ ПС 550кВ Липецкая. Земный максимум 2021 года. Превышение ДЭПН ВЛ 220кВ Липецкая - Калинин II цепь.

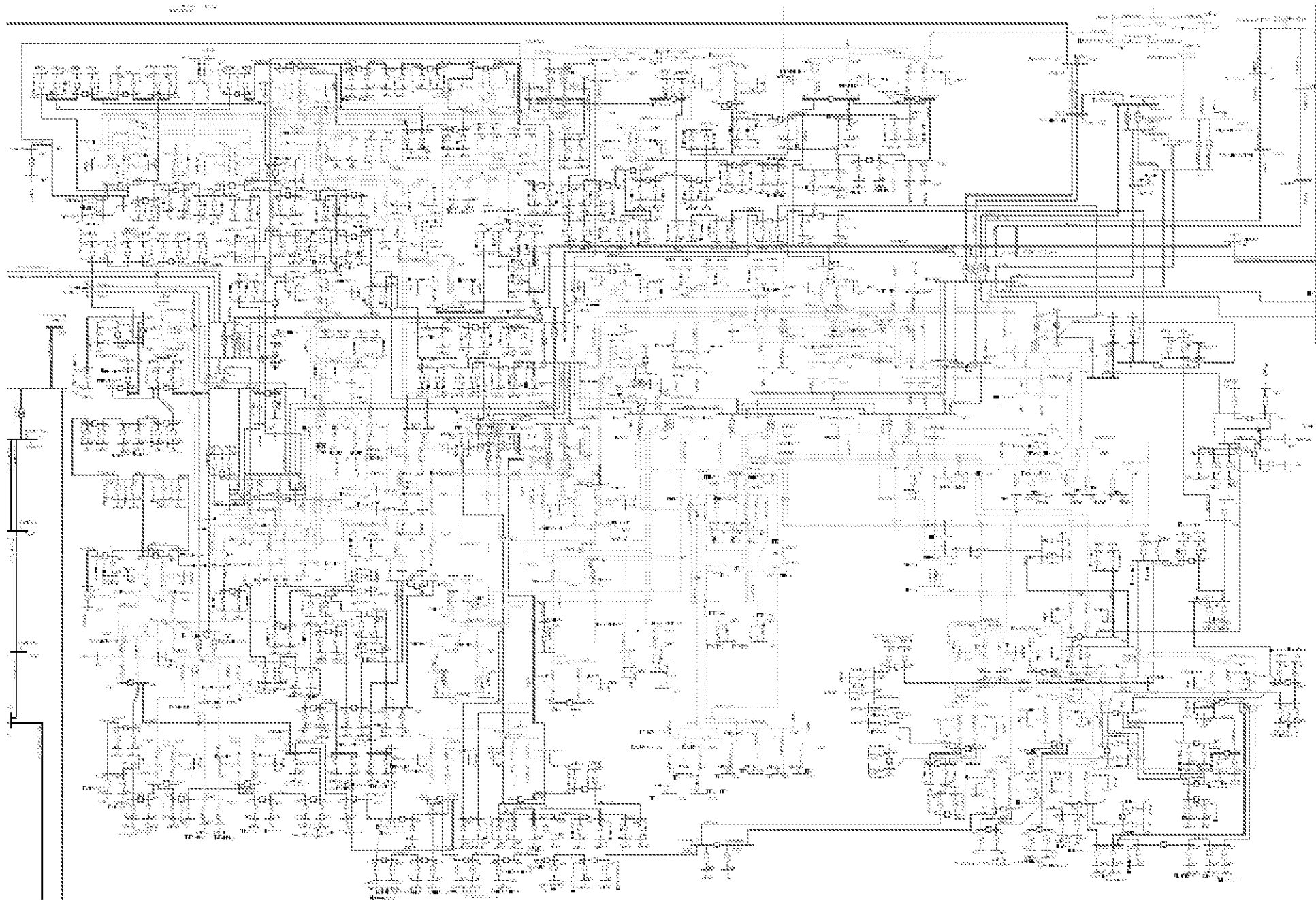


Рисунок 41. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме релейного 1 сег. 220кВ ПС 750кВ Липецкая. Зимний максимум 2021 года. Действие существующей АОПОВ ВЛ 220кВ Липецкая-Калитинка I, II цепи и схемотехнические мероприятия по увеличению генерации на Липецкой ТЭЦ-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений

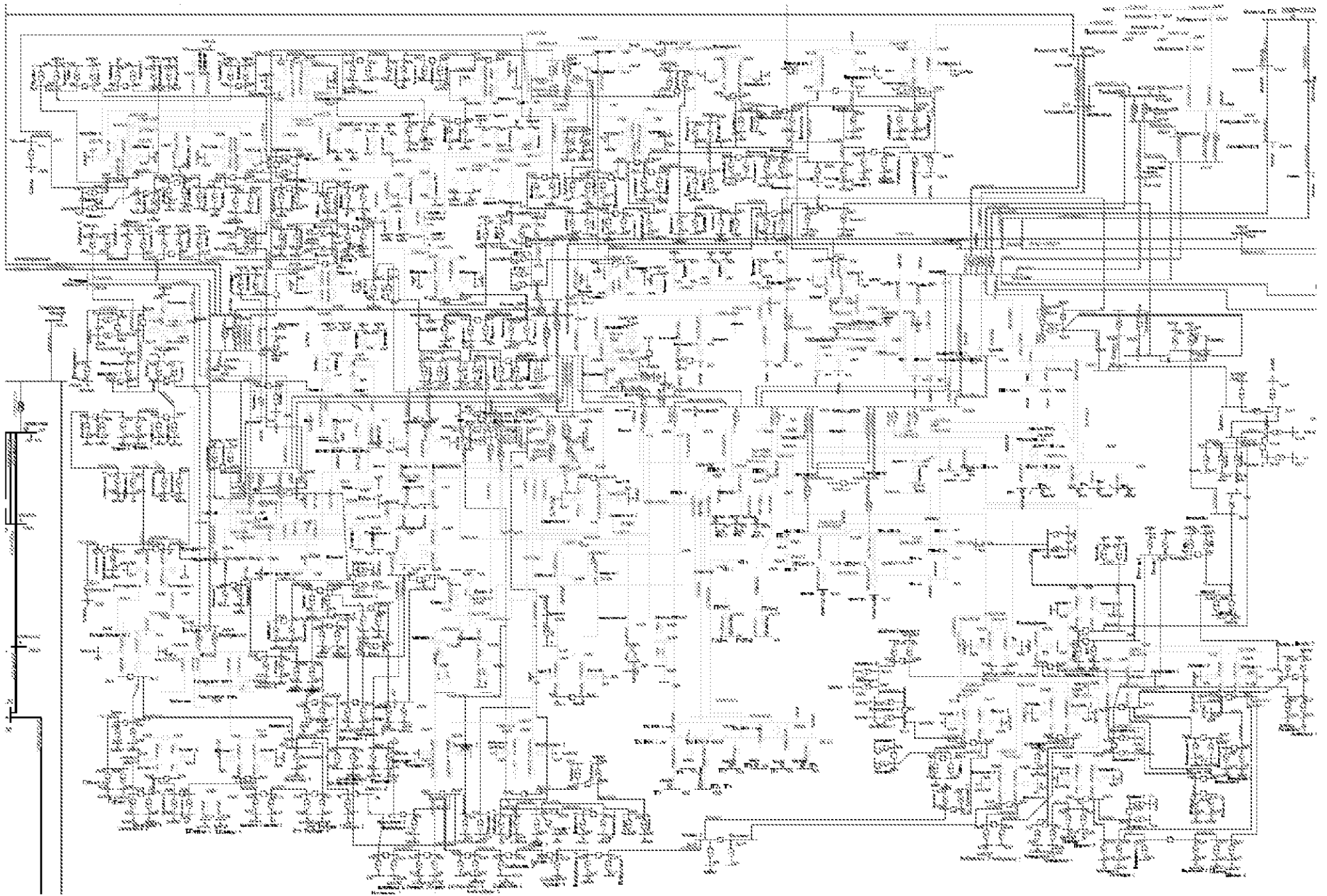


Рисунок 42. Отключенные 1 сек. 220кВ ПС 350кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь. Летний максимум 2025 года. Параметры режима находятся в области допустимых значений

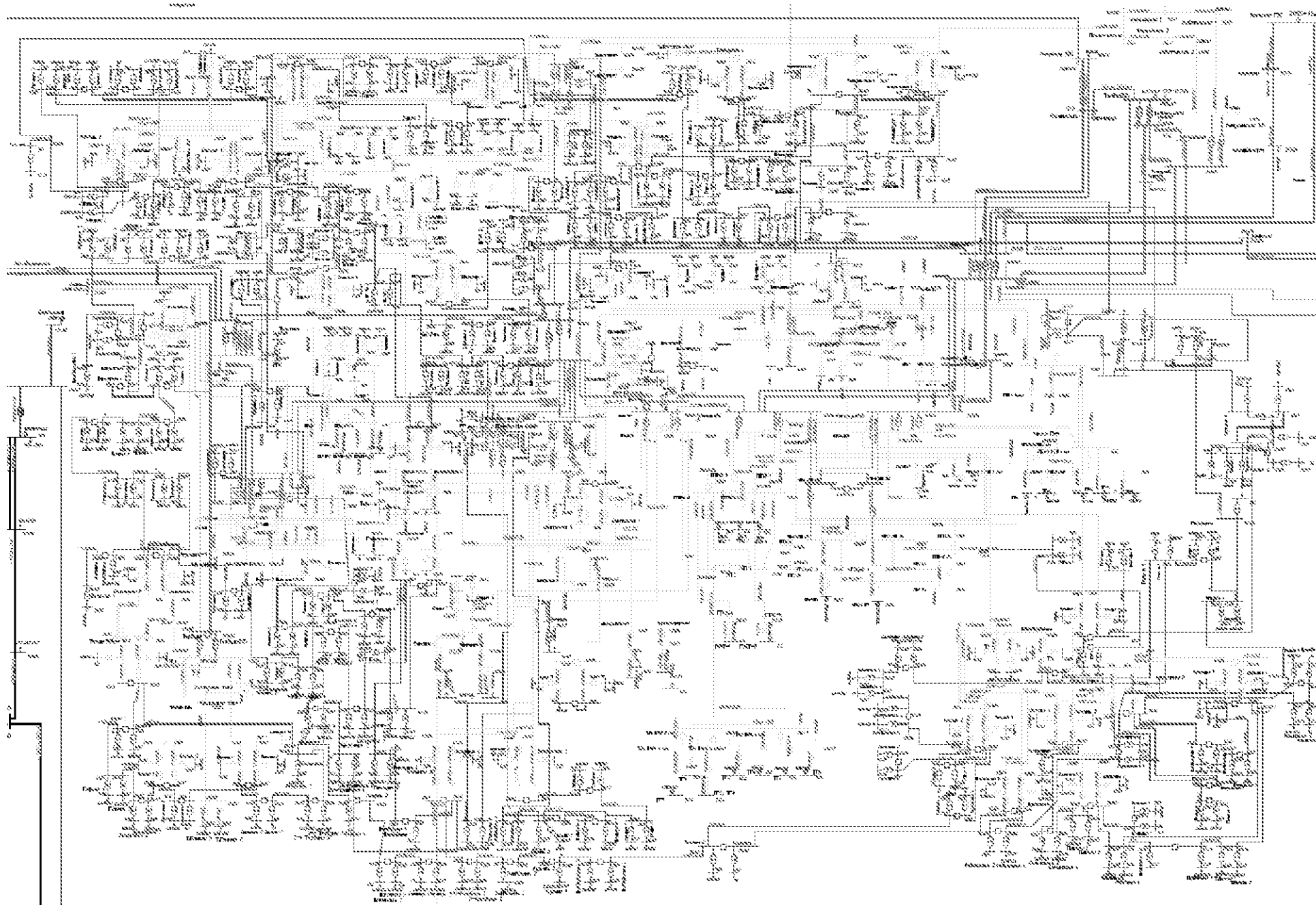


Рисунок 43. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме режима 1 сек 220кВ ПС 550кВ Липецкая. Зонный максимум 2025 года. Параметры режима находятся в области допустимых значений

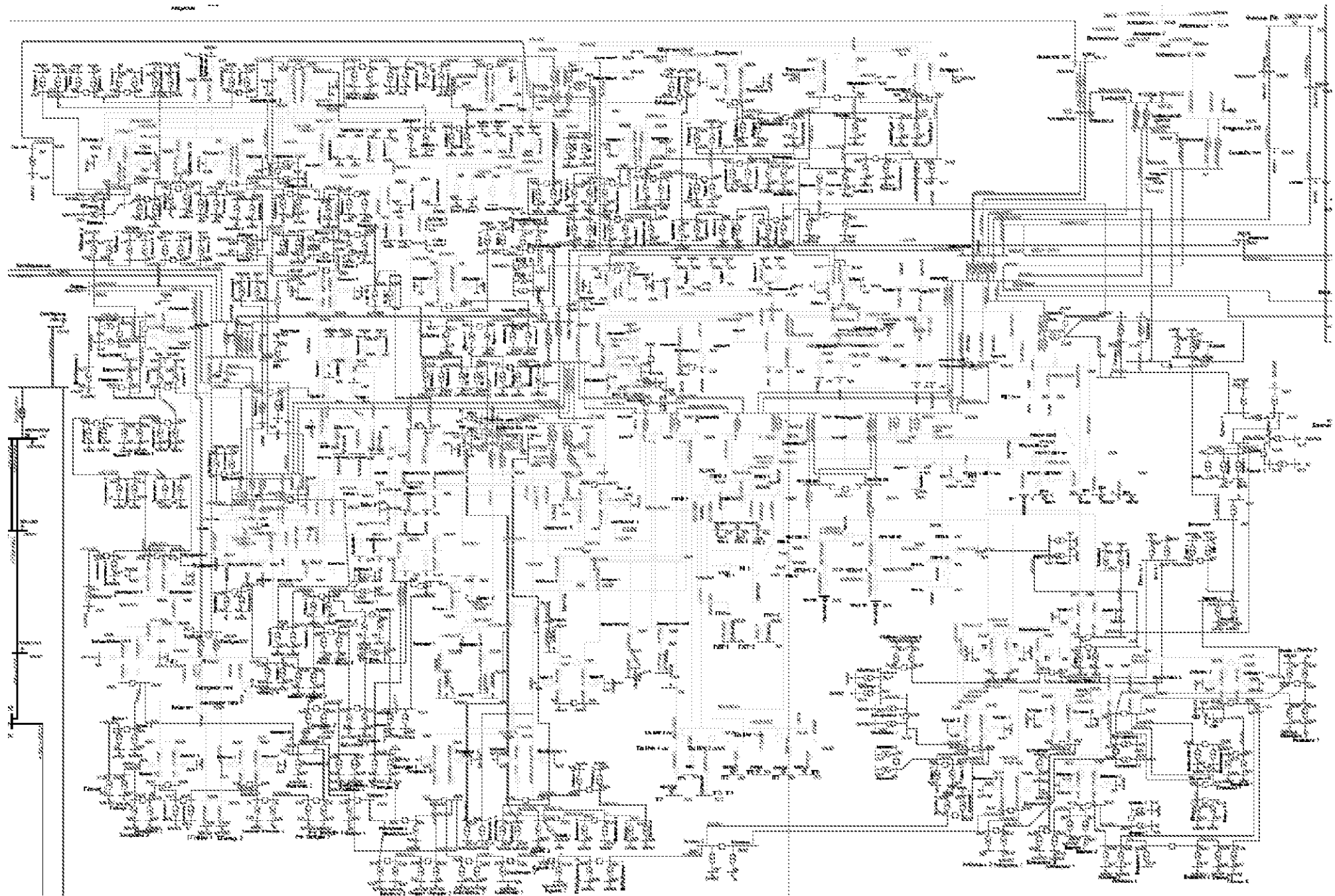


Рисунок 44 Отключение АТ-1 ПС 220кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220кВ Елецкая. Режим зимнего максимума 2025г. Превышение ДТН АТ-3.

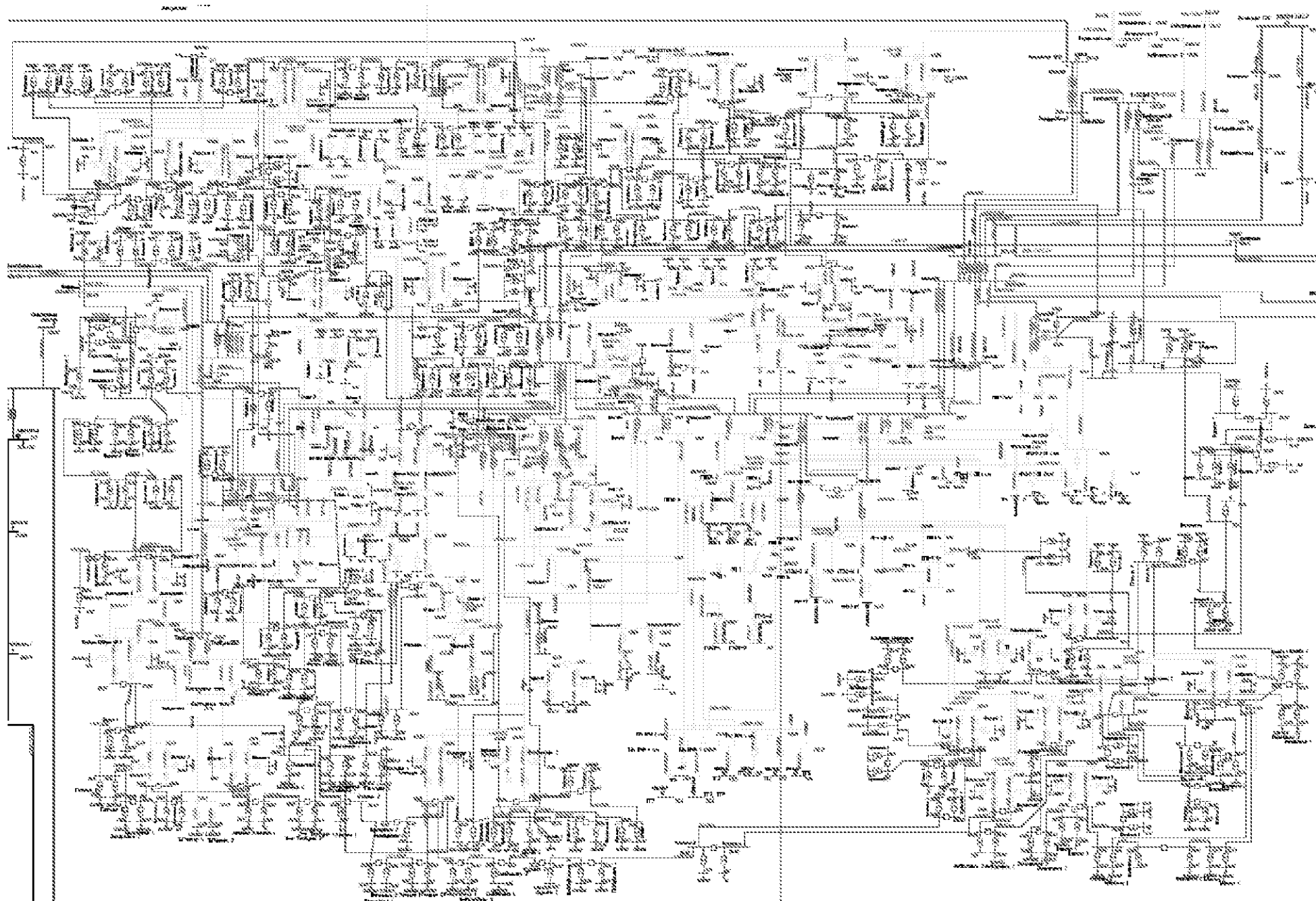


Рисунок 45 Отключение АТ-1 ПС 220кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220кВ Елецкая. Режим зыбкого максимума 2025г. Preventивные мероприятия по увеличению генерации Елецкой ТЭЦ и регулирования РПН на АТ 3 ПС 220кВ Елецкая, и АТ-1, АТ-3 на ПС 220кВ Турбуны. Параметры режима исполются в области допустимых значений.

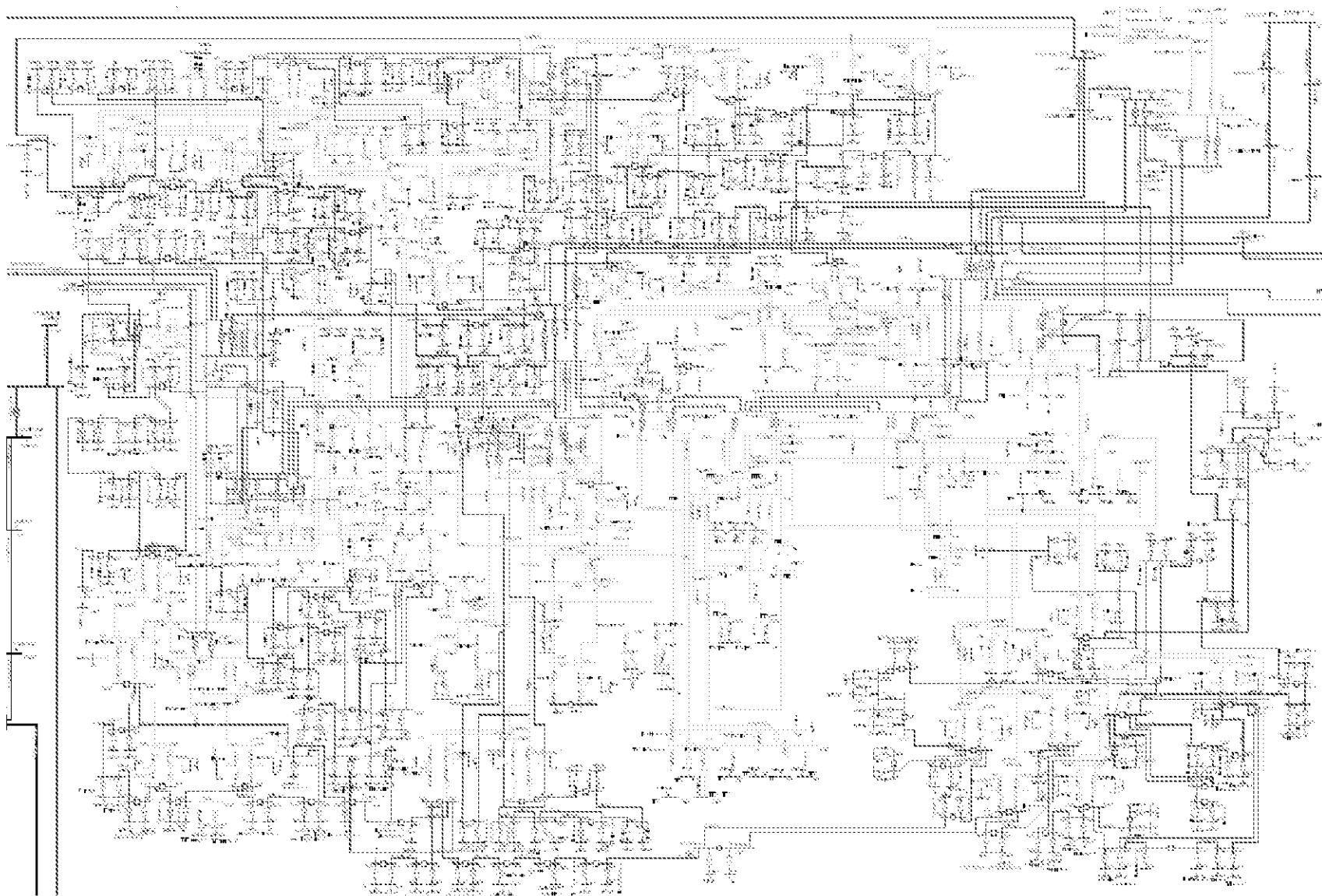


Рисунок 1. Потокораспределение в зимний максимум 2021 года. Нормальный режим

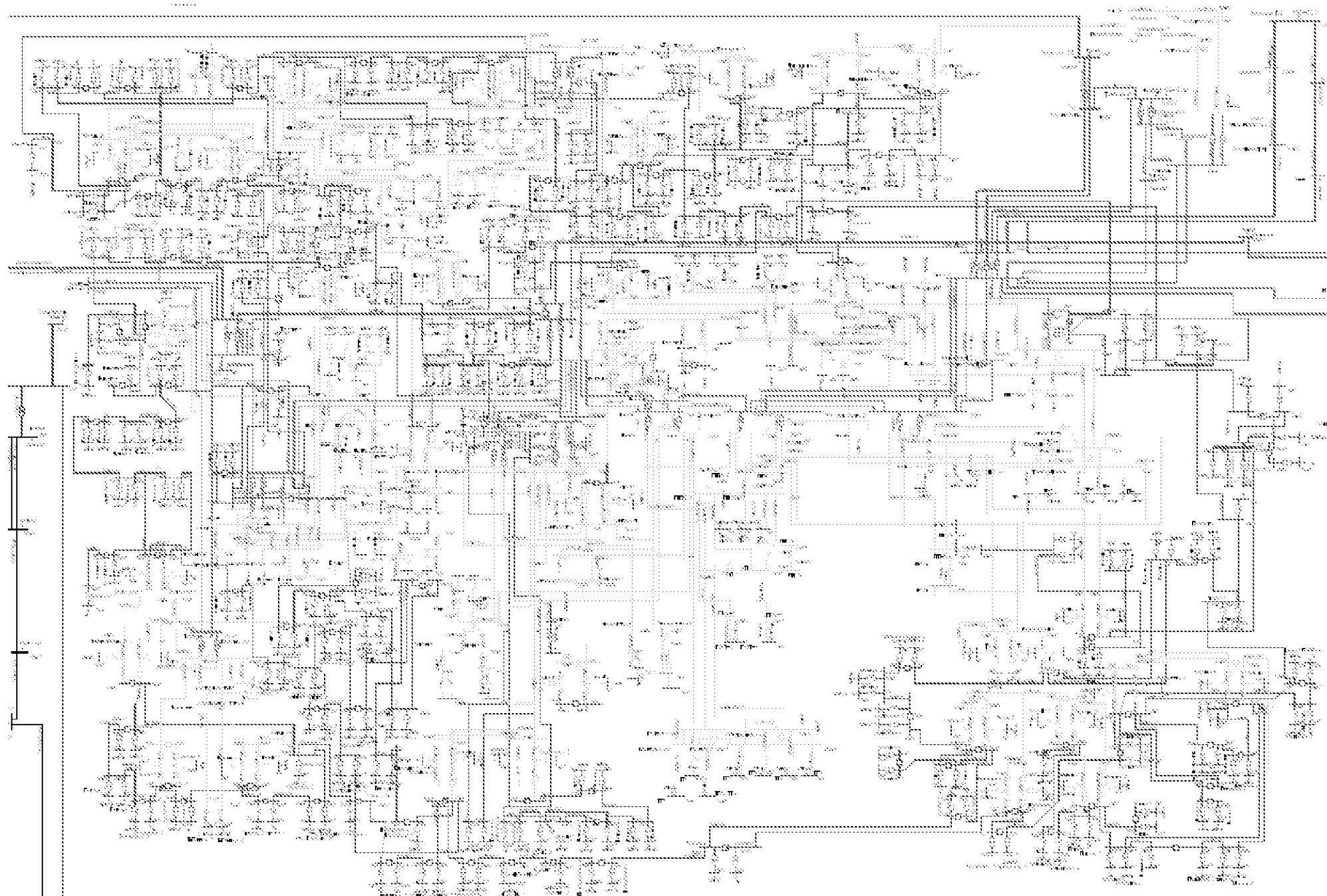


Рисунок 2. Потокораспределение в зимний минимум 2021 года. Нормальный режим.

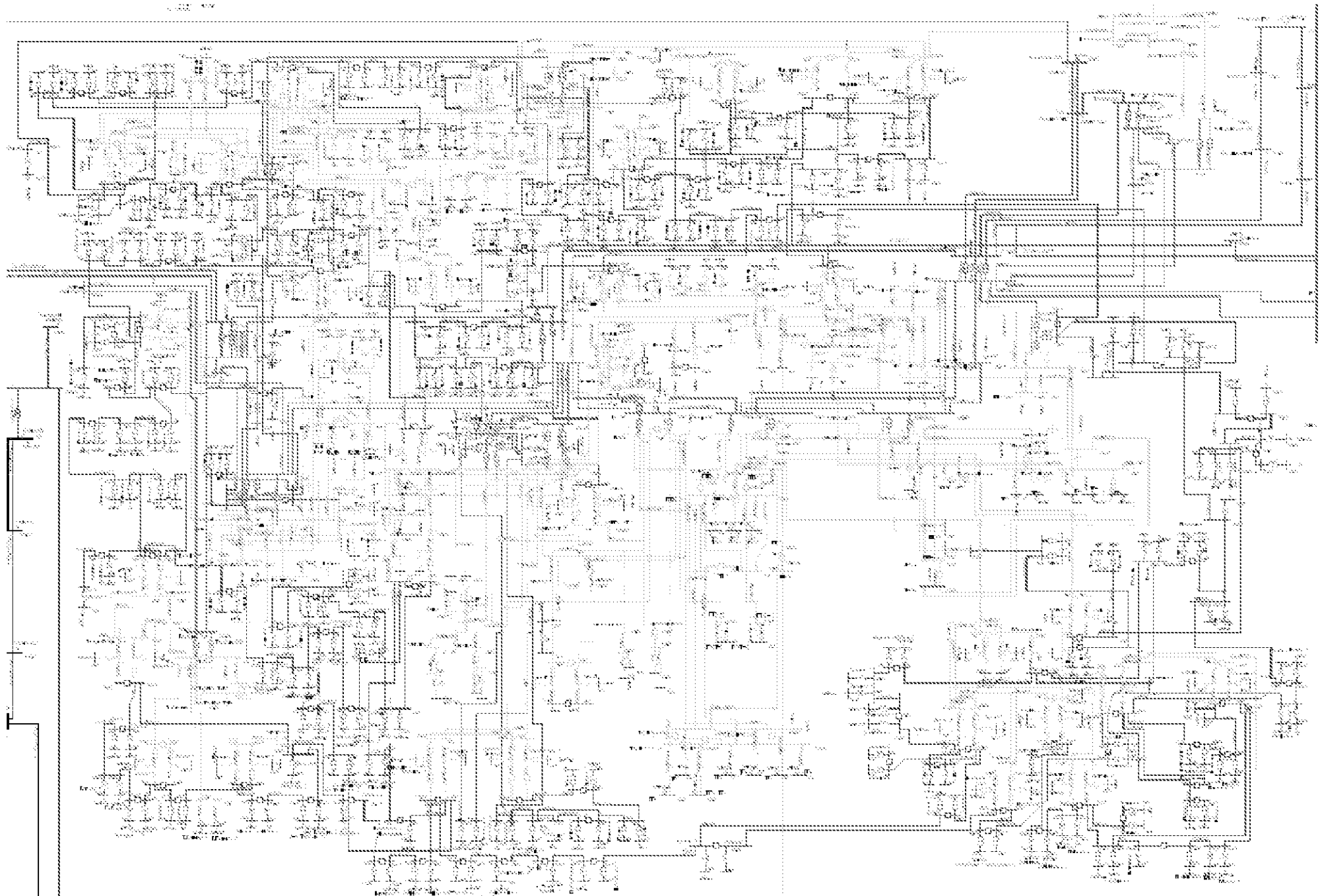


Рисунок 3. Потокораспределение в летний максимум 2021 года. Нормальный режим.

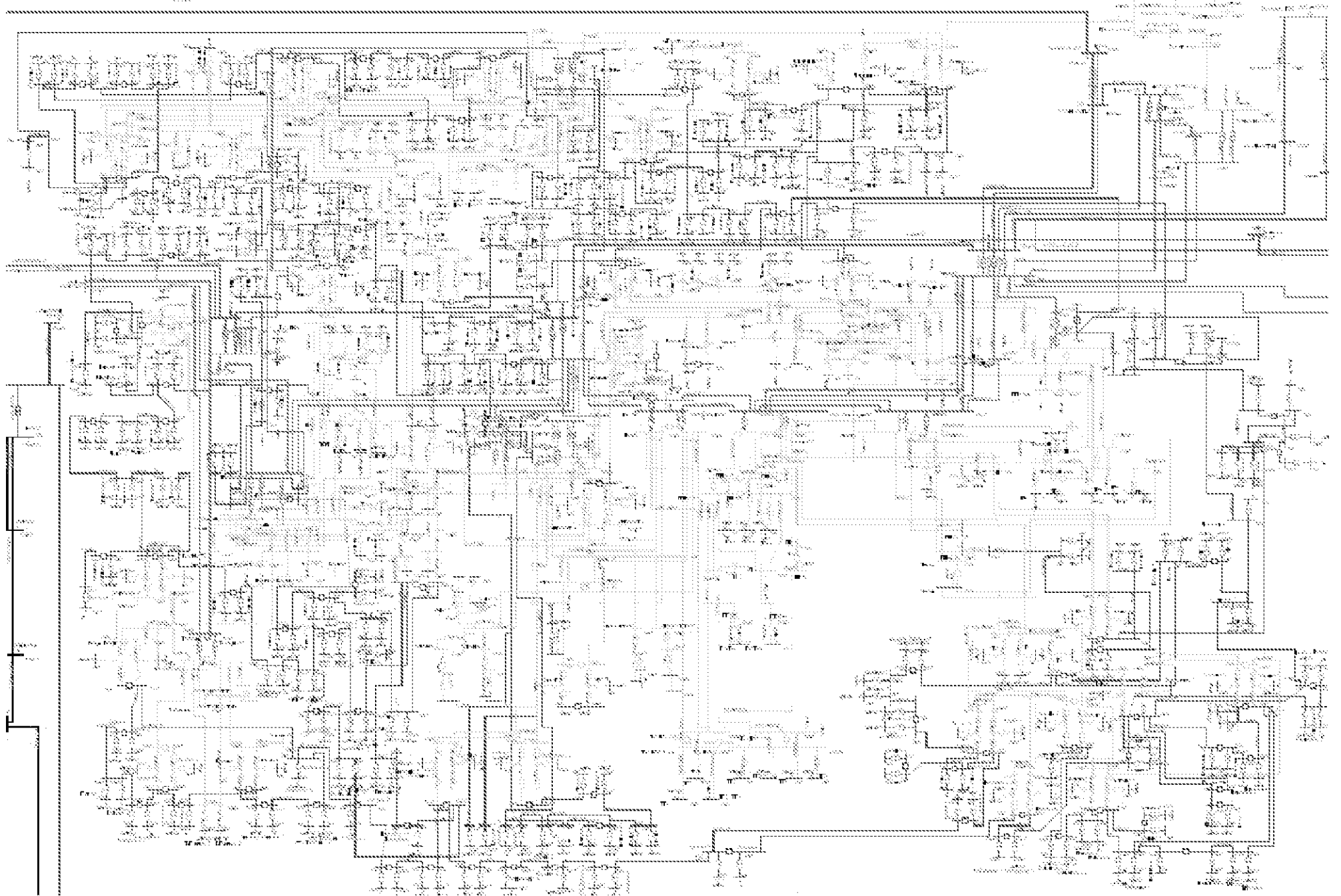


Рисунок 4. Потребораспределение в летний минимум 2023 года. Нормальный режим.

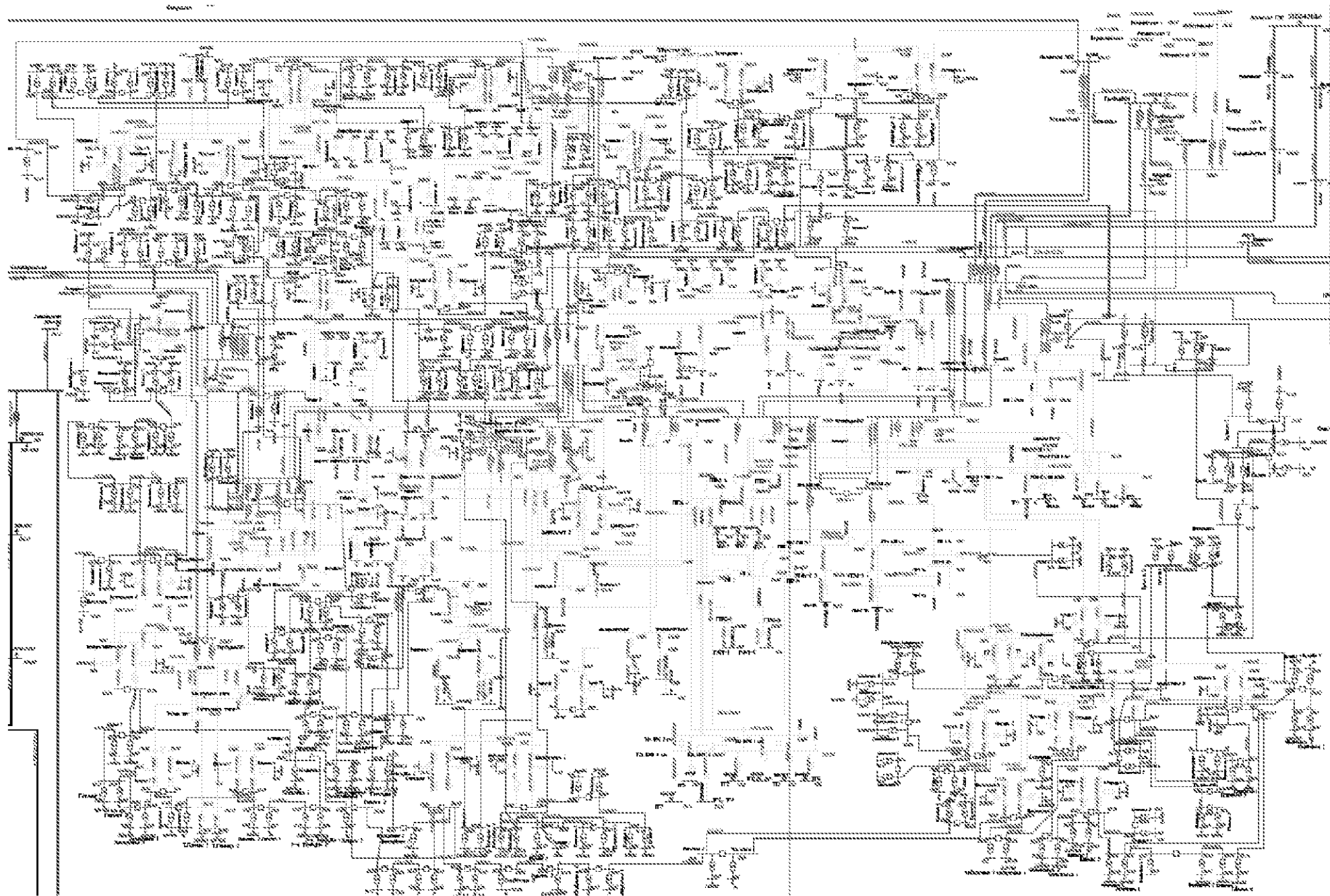


Рисунок 5. Подкораспределение в зимний максимум 2025 года. Нормальный режим

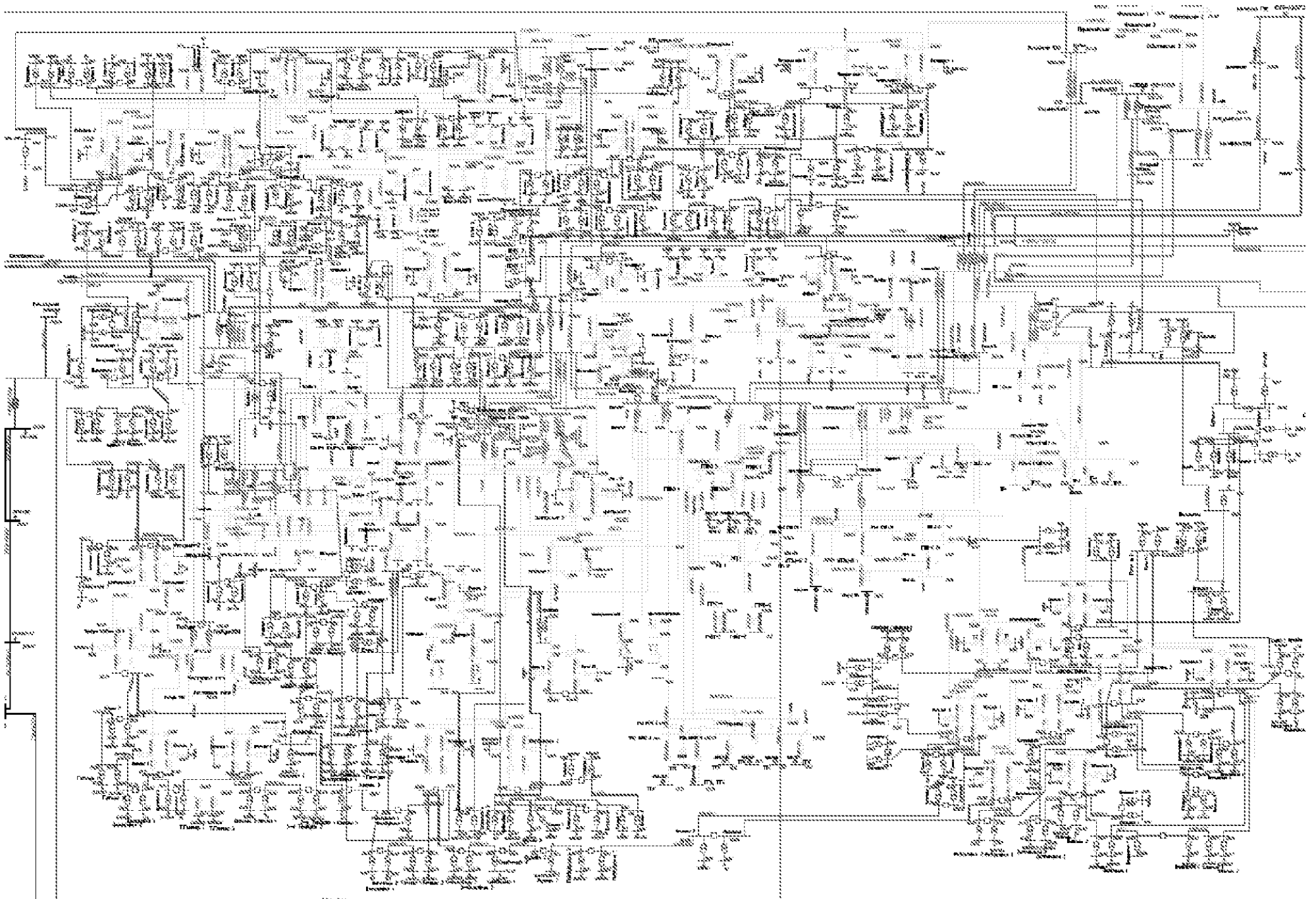


Рисунок 6. Потреборазделение в зимний минимум 2024 года. Нормальный режим.

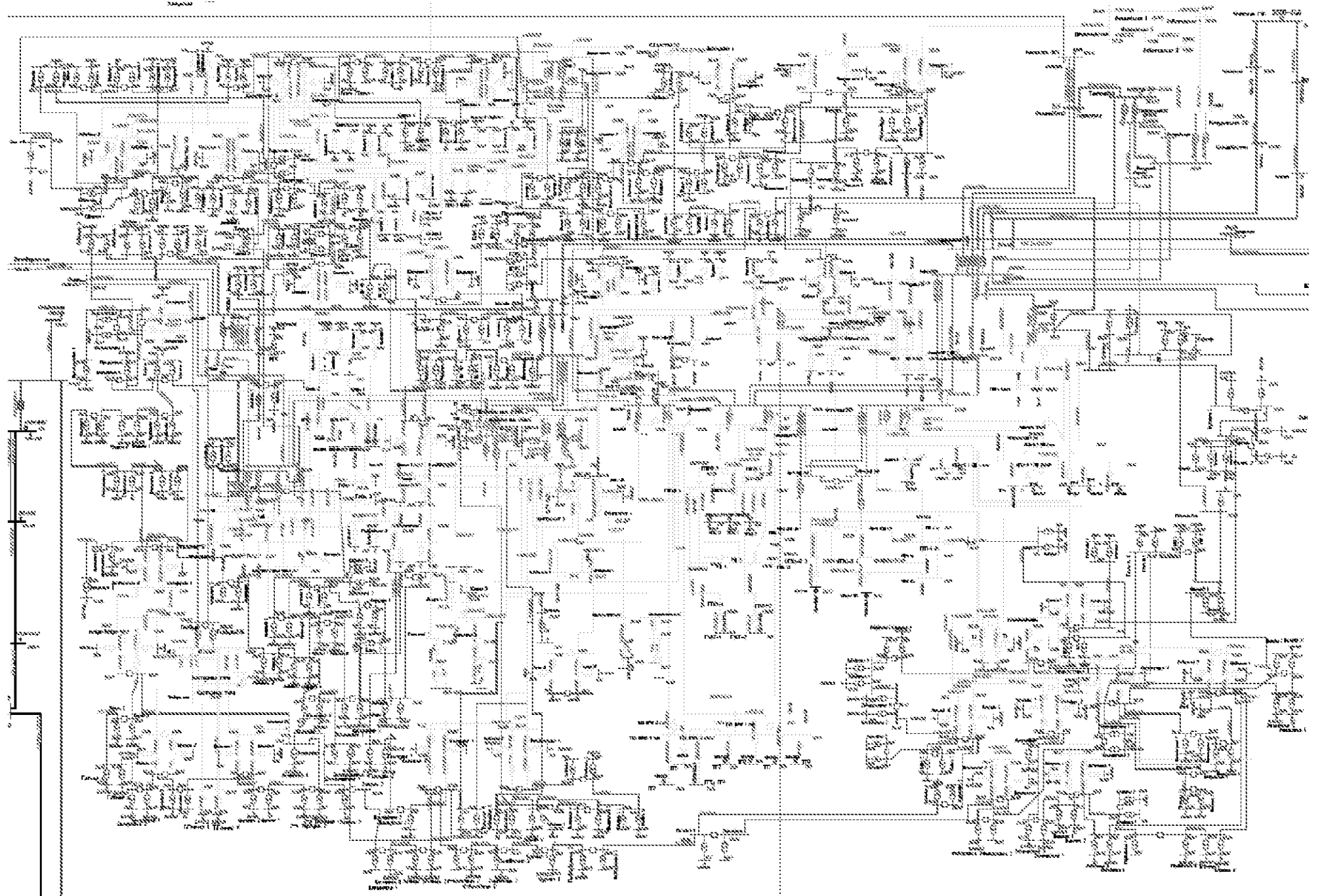


Рисунок 7. Потокораспределение в летний максимум 2015 года. Нормальный режим.

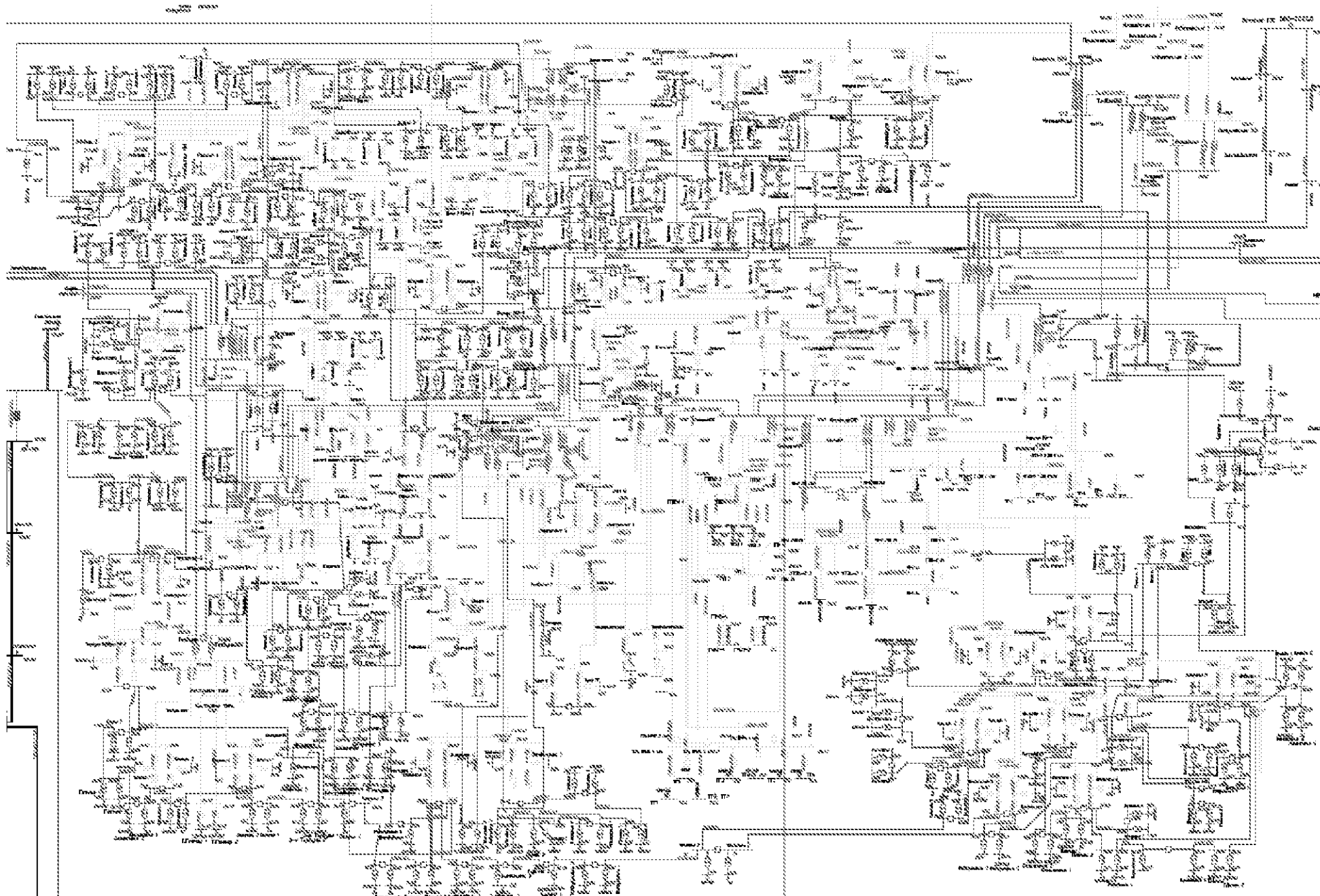


Рисунок 3. Потокораспределение в летний максимум 2025 года. Нормальный режим.

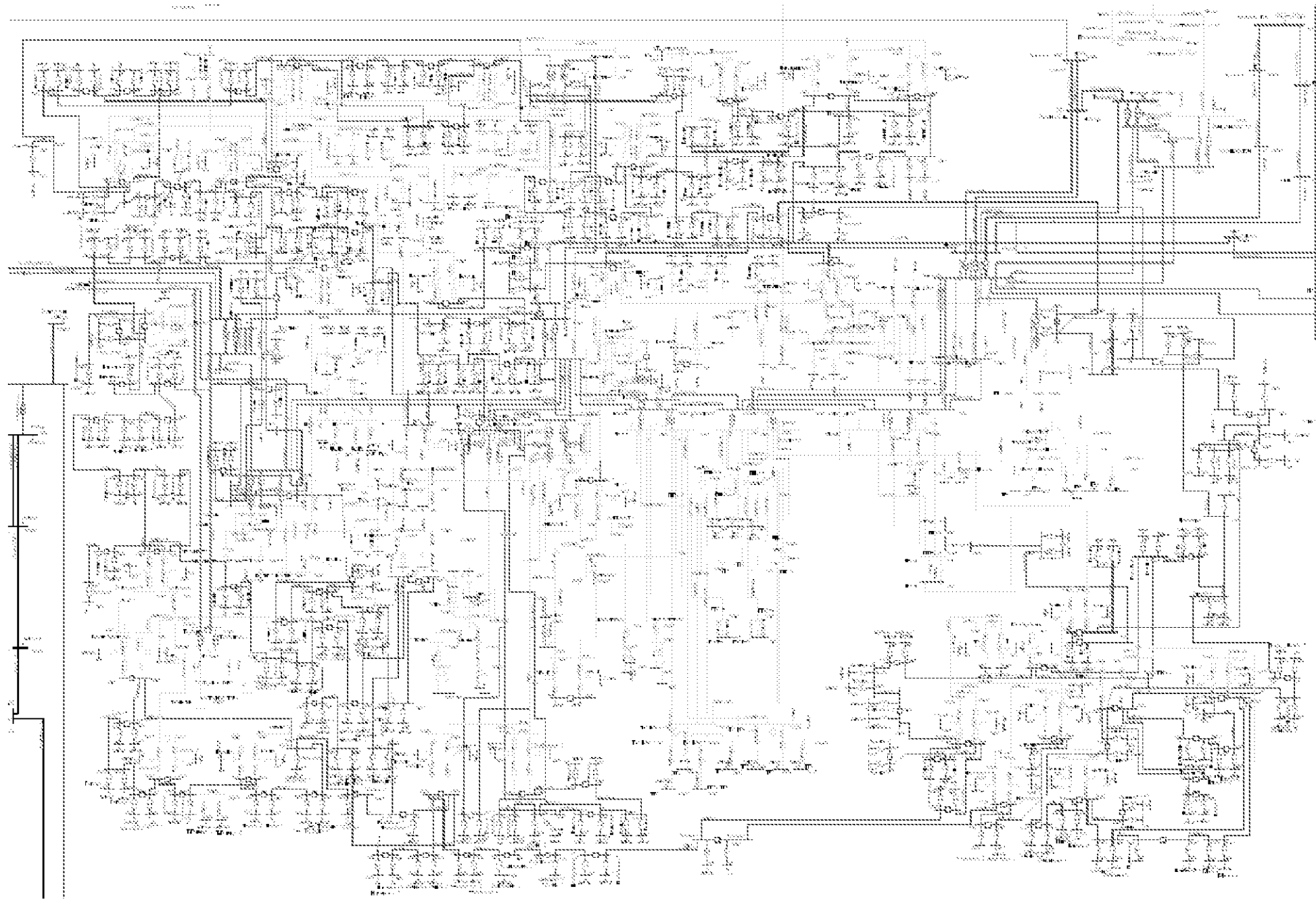


Рисунок 9. Однолинейное ВЛ 500кВ Беззащитная-Линейная Западная с стацией из Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 550кВ Линейная-Борисо. Летний максимум 2031 года. Превышение АДН АТ-1.2 ПС 550кВ Борисо, ВЛ 220кВ Борисо-Новая I, II цепь, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепь.

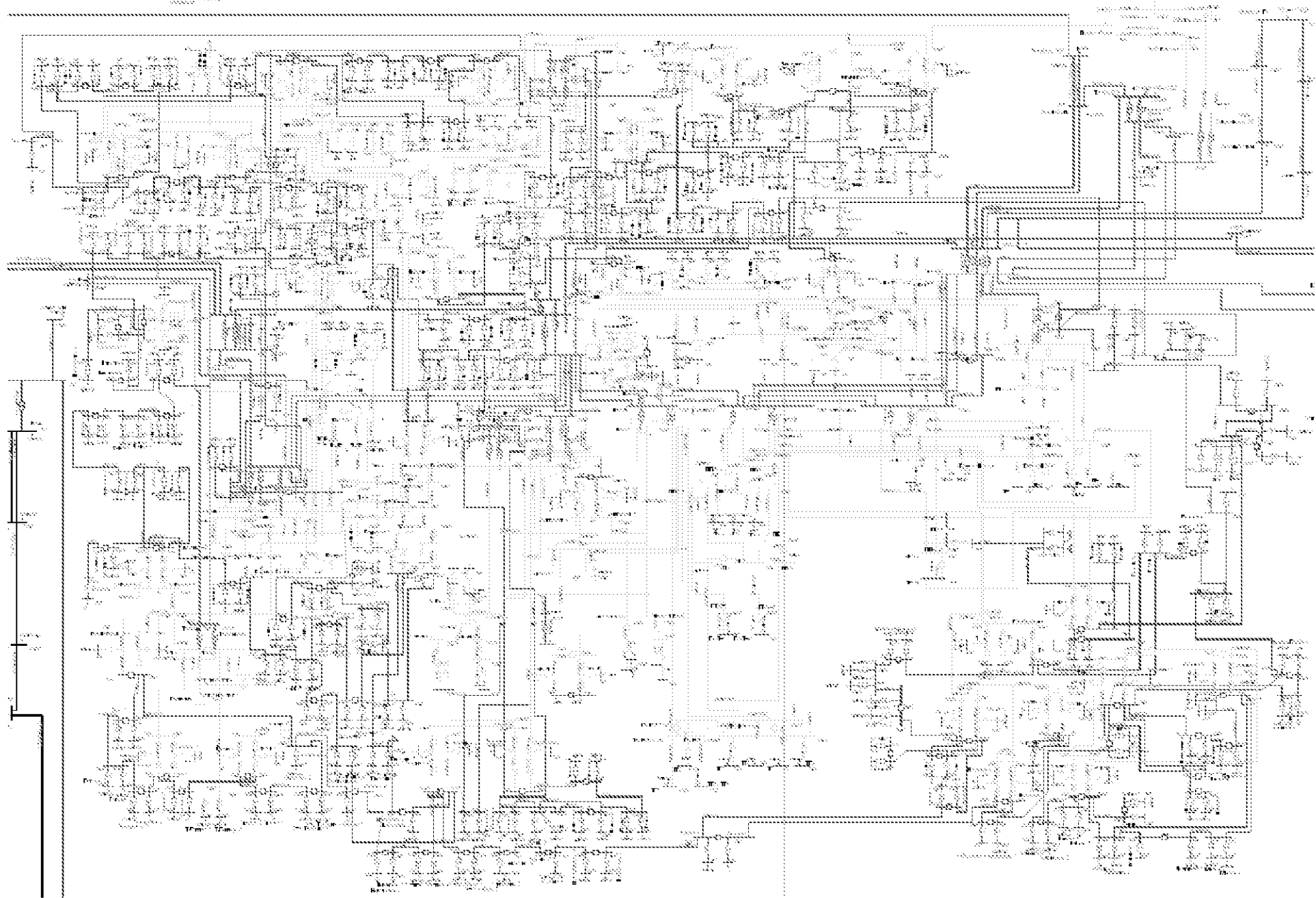


Рисунок 10. Отключение ВЛ 500кВ Балашовская-Липецкая Западная с отгайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борина. Летний минимум 2021 года. Работа АСПО ВЛ 220кВ Борина-Новая I, II, цепь с действием на АЭС Нововоронежской АЭС-2. Выполнена деление сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борина-Новая I, II, цепь со стороны ПС 500кВ Борина. Превышение ДЛТН ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая), ВЛ 110кВ Приокляльная Левая (Правая), ВЛ 110кВ Чашакиги-2.

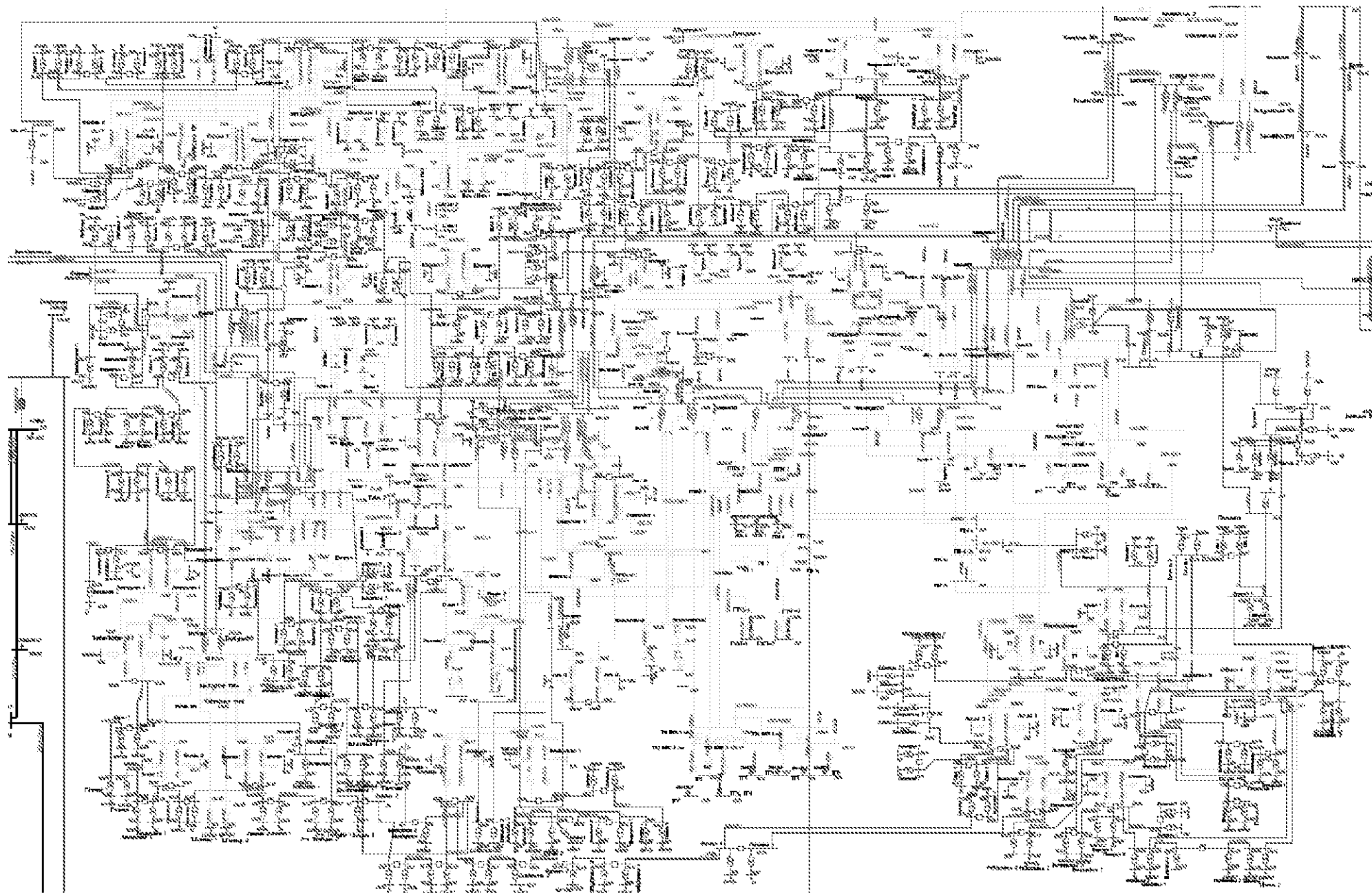


Рисунок 11. Отключение ВЛ 500кВ Болошовская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борисно. Летний максимум 2021 года. Работа АОПО ВЛ 220кВ Борисно-Новая I, II, линия с действующим на АЭС Нововоронежской АЭС 2. Выполнено деление сети 110-220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисно-Новая I, II, линия со стороны ПС 500кВ Борисно. Выполнено деление сети 110кВ существующей АОПО ВЛ 110кВ Чаплыгин-1 и предлагаемой АОПО ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) на ПС 110кВ Правобережная.

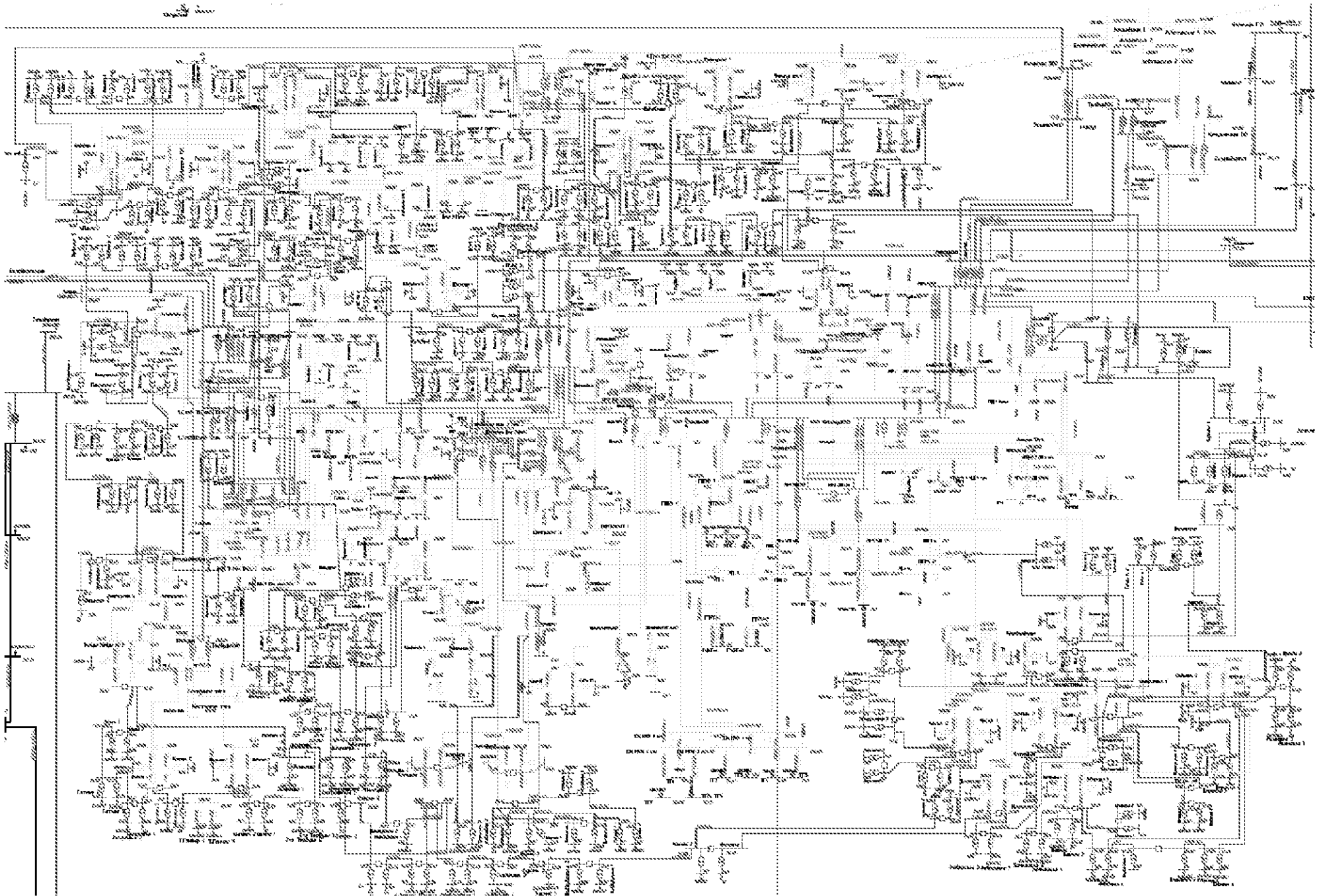


Рисунок 13. Отключение ВЛ 500кВ Балатовская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борина. Летний минимум 2025 года. Прямление АДН излучения АТ-1,2 ПЭС 500кВ Борина, ВЛ 220кВ Боринно-Новая 1, II цепь, ВЛ 220кВ Северная-Новая 1, II цепь.

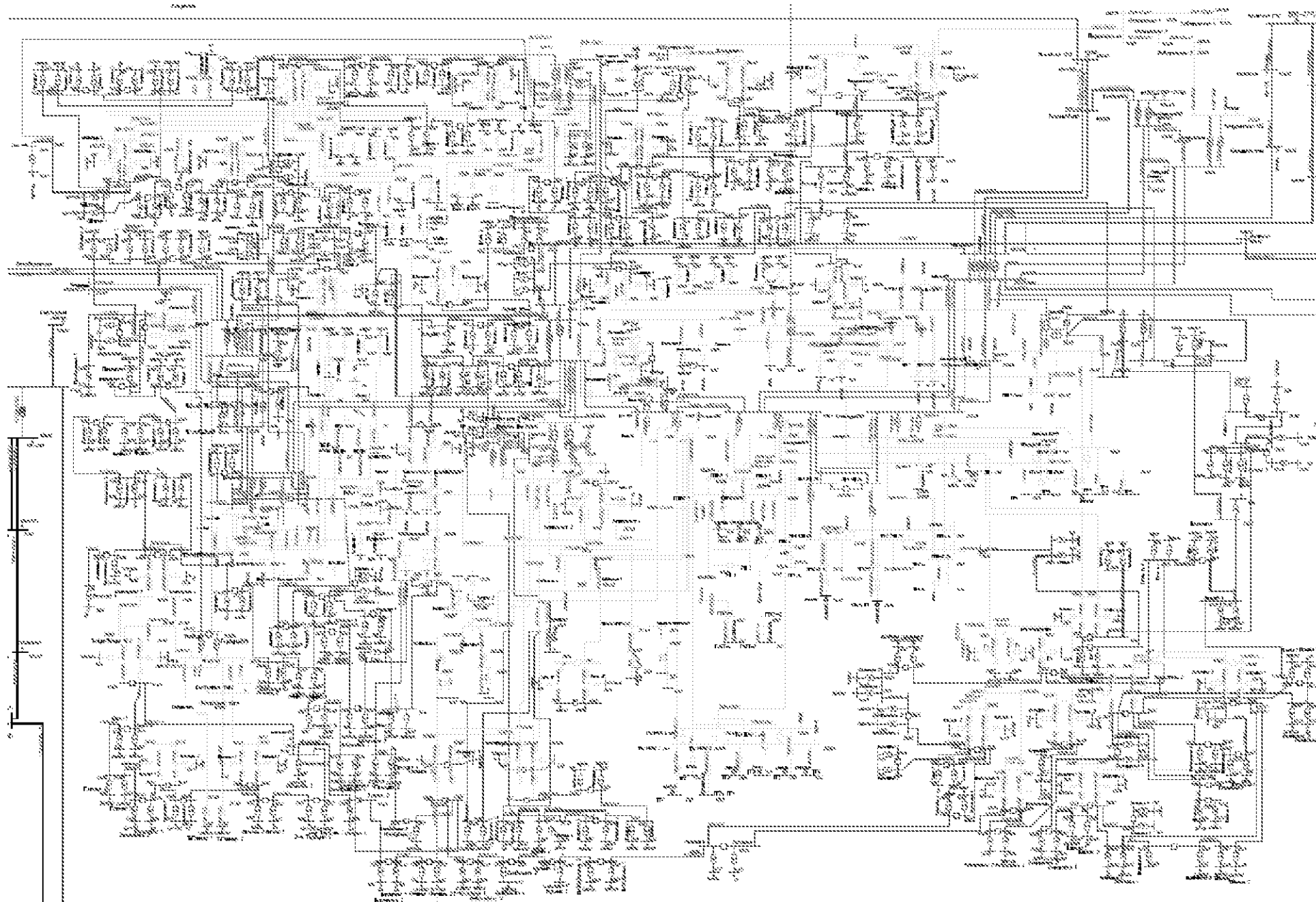


Рисунок 13. Отключение ВЛ 500кВ Вадковская-Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Бориско. Летний минимум 2025 года. Работа АОНС ВЛ 220кВ Бориско-Новая I, II, цепь с действием на АЭС Нововоронежской АЭС-2. Выполнено деление сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Бориско-Новая I, II, цепь со стороны ПС 500кВ Бориско. Превышение ДЛН ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая), ВЛ 110кВ Привольная Левая (Правая), ВЛ 110кВ Чаплыгин-2

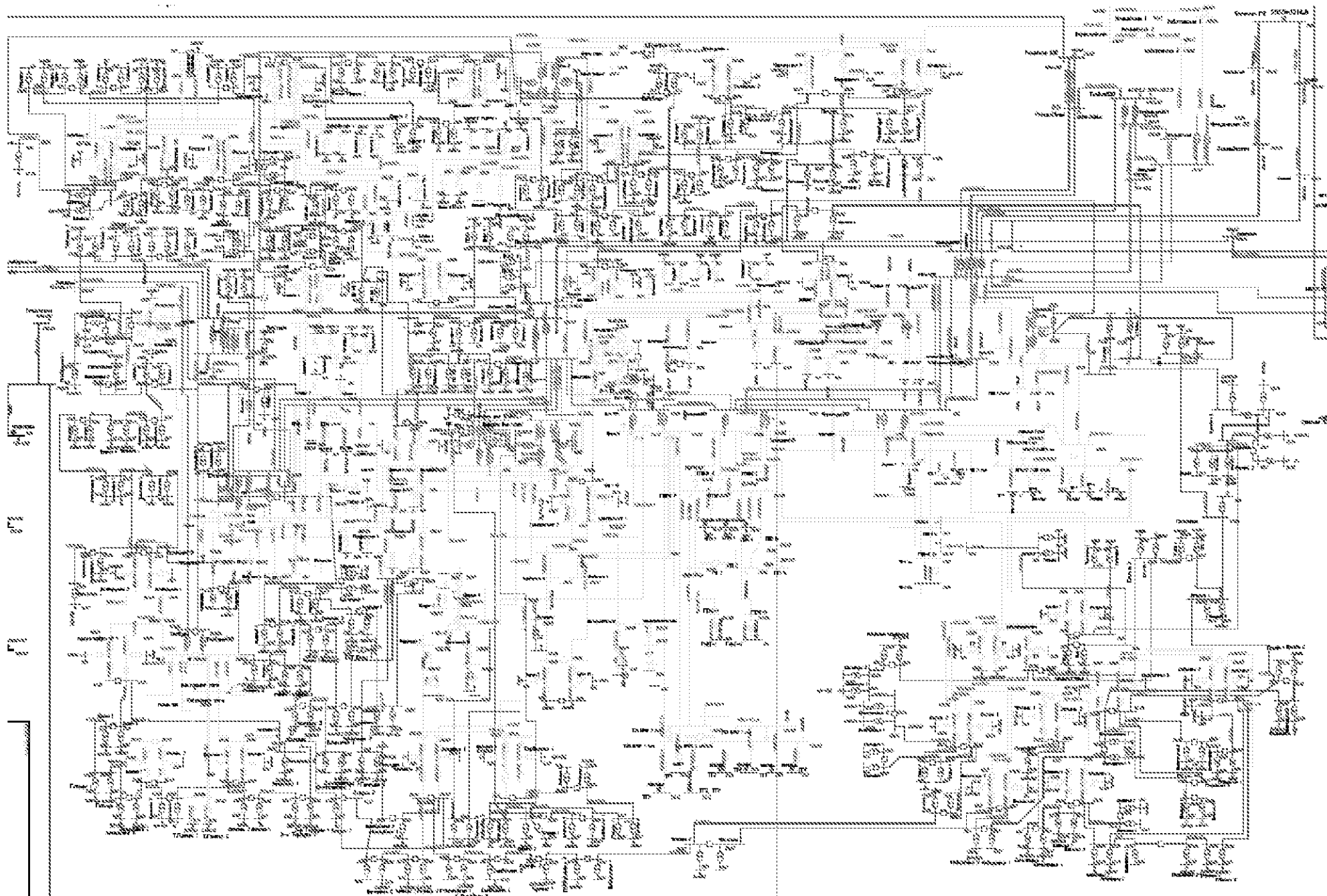


Рисунок 15. Отклонение ВЛ 500кВ Балашиха-Липецкая Западная с оттяжкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Воронеж. Летний максимум 2024 года. Превышение АДТН ВЛ 220кВ Боринто-Новая I, II цепь, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепь.

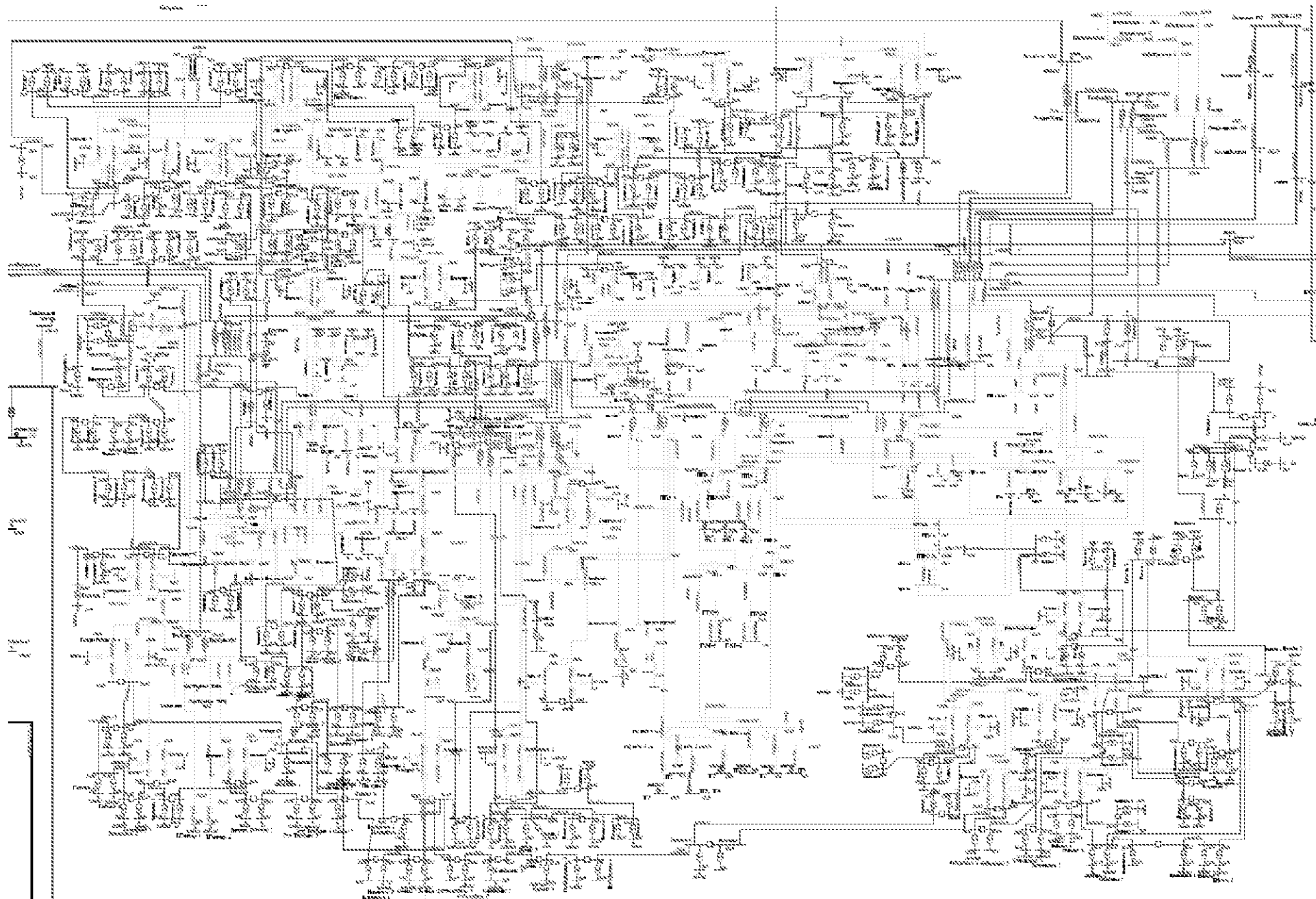


Рисунок 16. Отключение ВЛ 50кВ Балашихинская-Линейная Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 50кВ Линейная-Борисово. Летний максимум 2021 года. Работа АОПО ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, без с действиями на АЭС Нововоронежской АЭС-2. Выключены линии сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Борисово-Новая I, II, цепь со стороны ПС 500кВ Борисово. Выключены линии сети 110кВ существующей АОПО ВЛ 110кВ Чаплыгин-2 и предлагаемой АОПО ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) на ПС 220кВ Правобережная. Параметры режима в области допустимых значений.

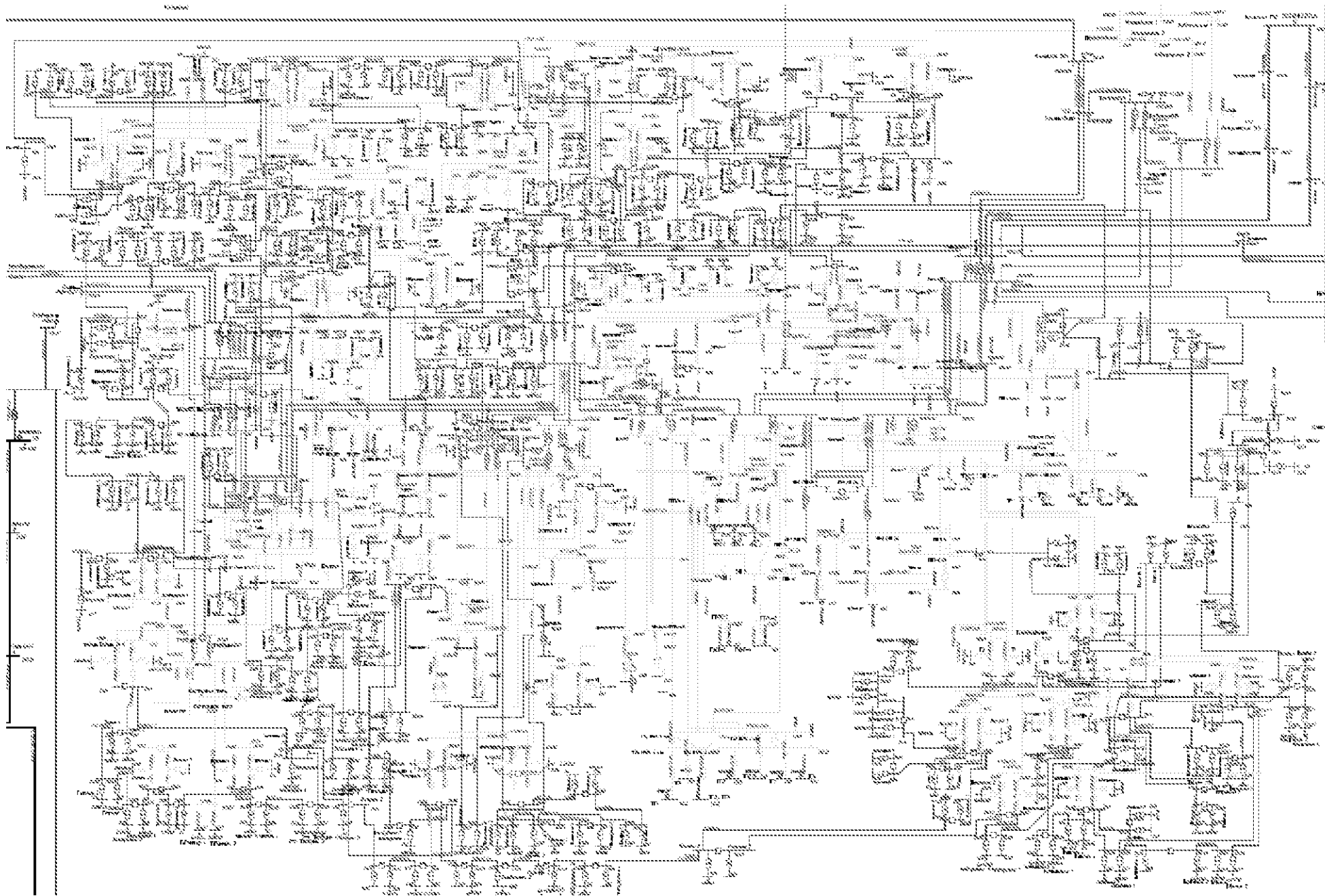


Рисунок 17. Отключение ВЛ 500кВ Балаховская-Линевская Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 550кВ Липецкая-Борнино. Летний максимум 2025 года. Превышение АДТН ВЛ 220кВ Борнис-Новая I, II цепи, ВЛ 220кВ Северная-Новая I, II цепи и АДТН ВЛ 110кВ Приозерная-Прямая, Левая.

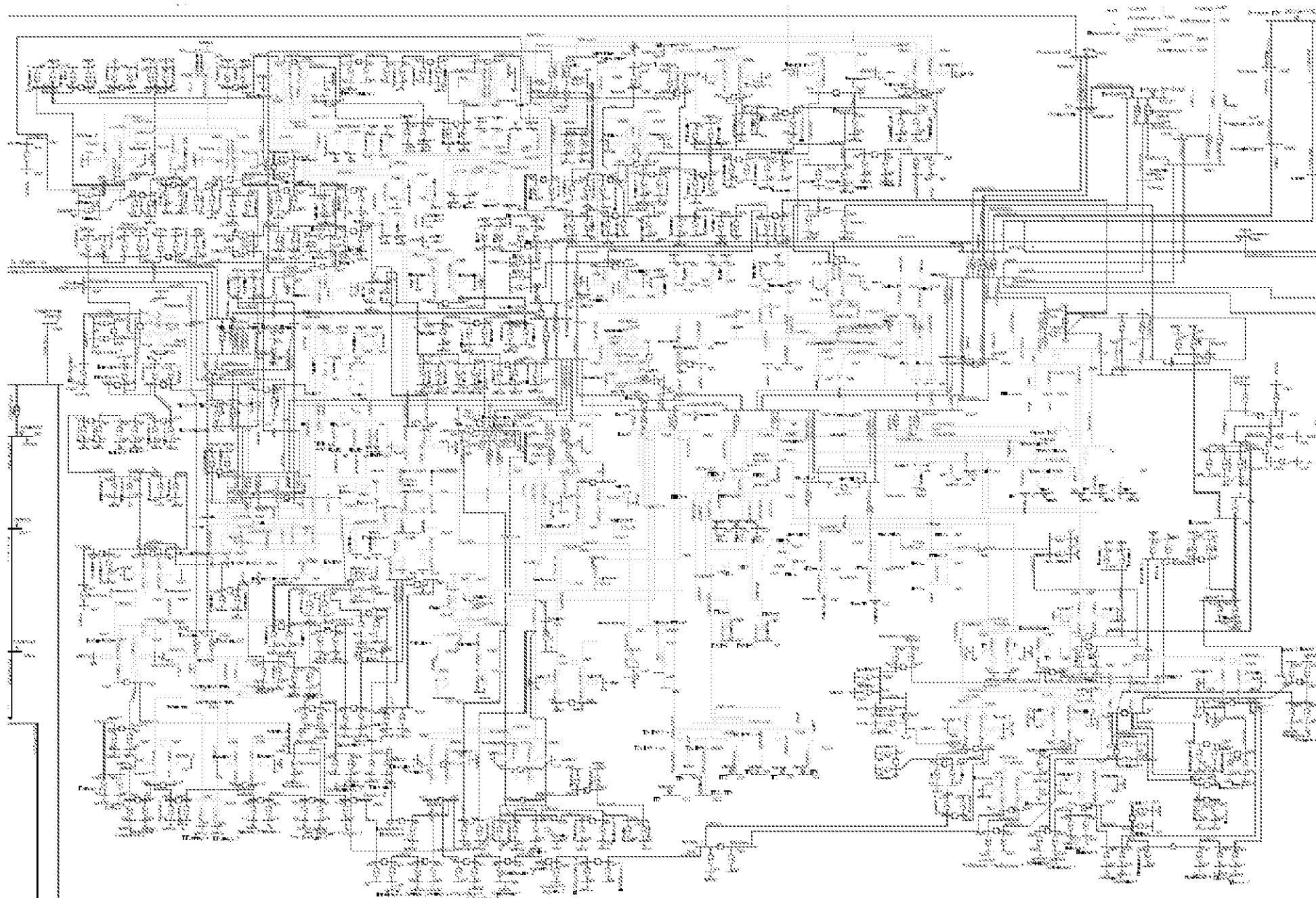


Рисунок 18. Отключение ВЛ 330кВ Балашихинская-Липицкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 330кВ Липицкая-Борисо. Летний минимум 2025 года. Работа АОПО ВЛ 220кВ Боркино-Новая I, II, цепь с действием на АРС Нововоронежской АЭС-1. Выполнено деление сети 220кВ. Отключены ВЛ 220кВ Боркино-Новая I, II, цепь со стороны ЛС 330кВ Боркино. Выполнено деление сети 110кВ существующей АОПО ВЛ 110кВ Чеплыгань-3 и предлагаемой АОПО ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) с отключением ВЛ 110кВ Московская Левая (Правая) на ЛС 220кВ Правобережная. Параметры режима в области допустимых значений

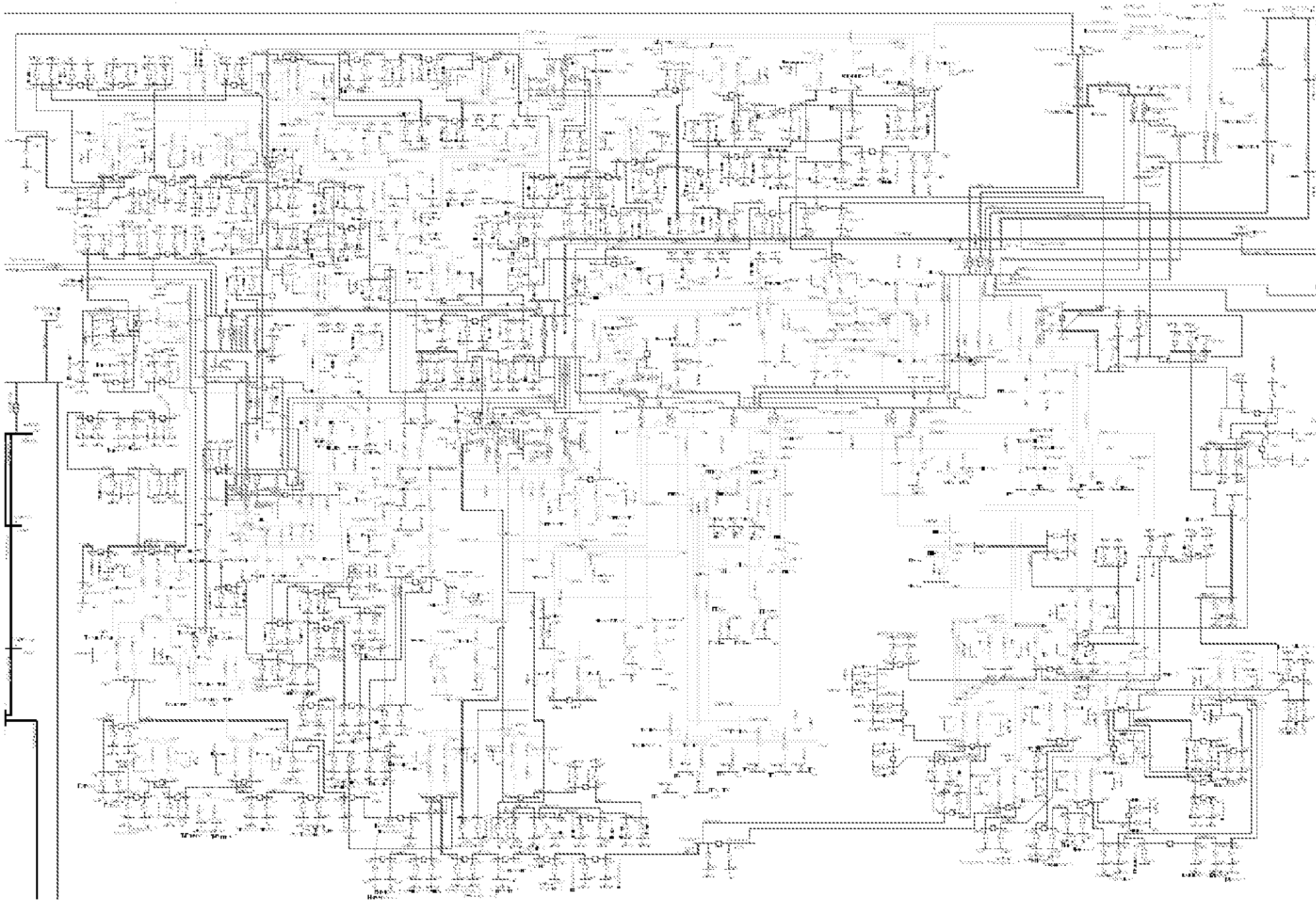


Рисунок 19. Отключенные ВЛ 550кВ Липецкая-Борзиско в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борзиско-Новая 1(В) часть. Летний минимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

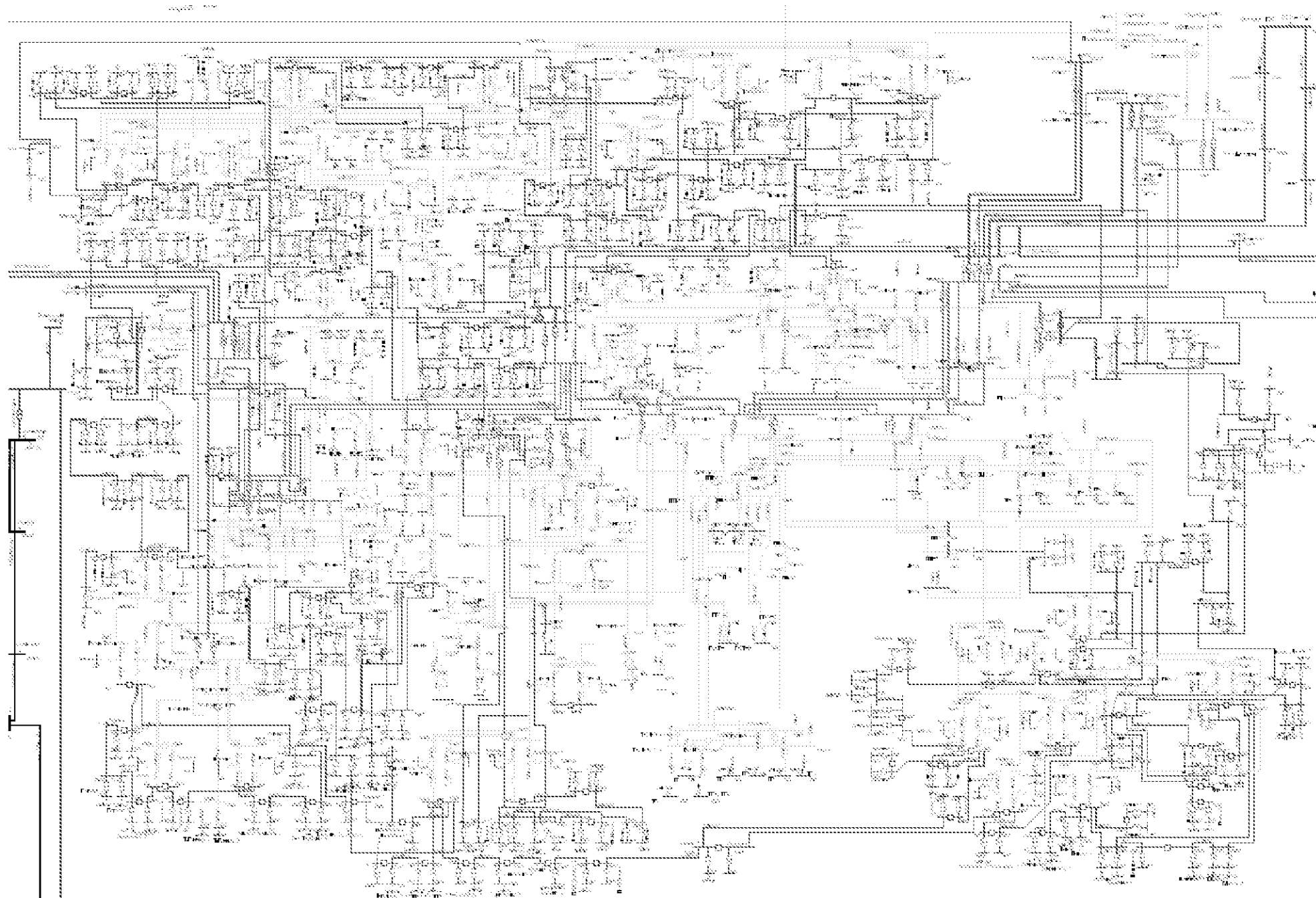


Рисунок 20. Отключение ВЛ 550кВ Липецкая-Борзно в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борзно-Новая I (II) сеть. Летний максимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений

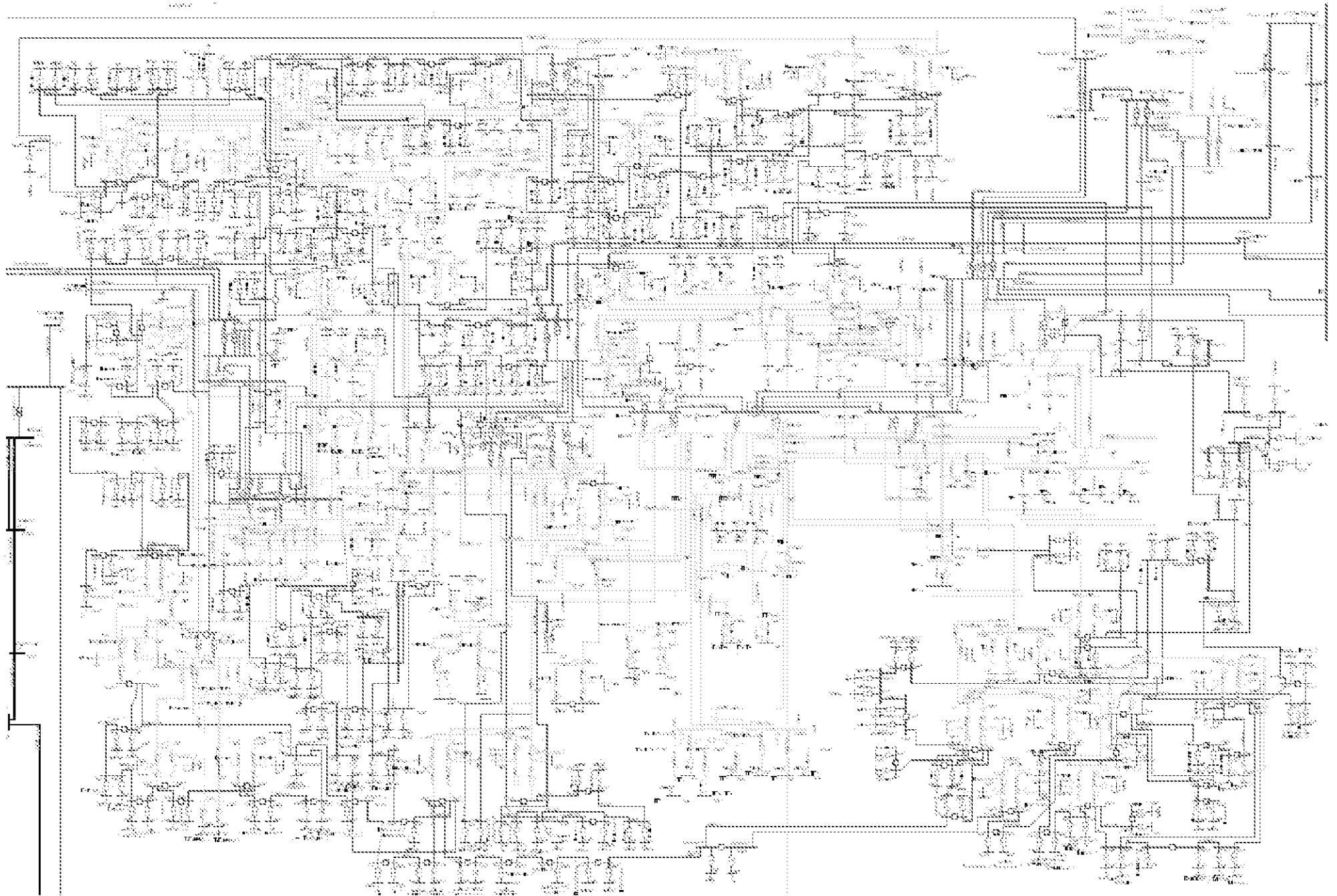


Рисунок 11. Отделение ВЛ 50кВ Линейная-Бордино в схеме ремонта ВЛ 120кВ Бордино-Новая 1 (II) цепи. Землей минимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

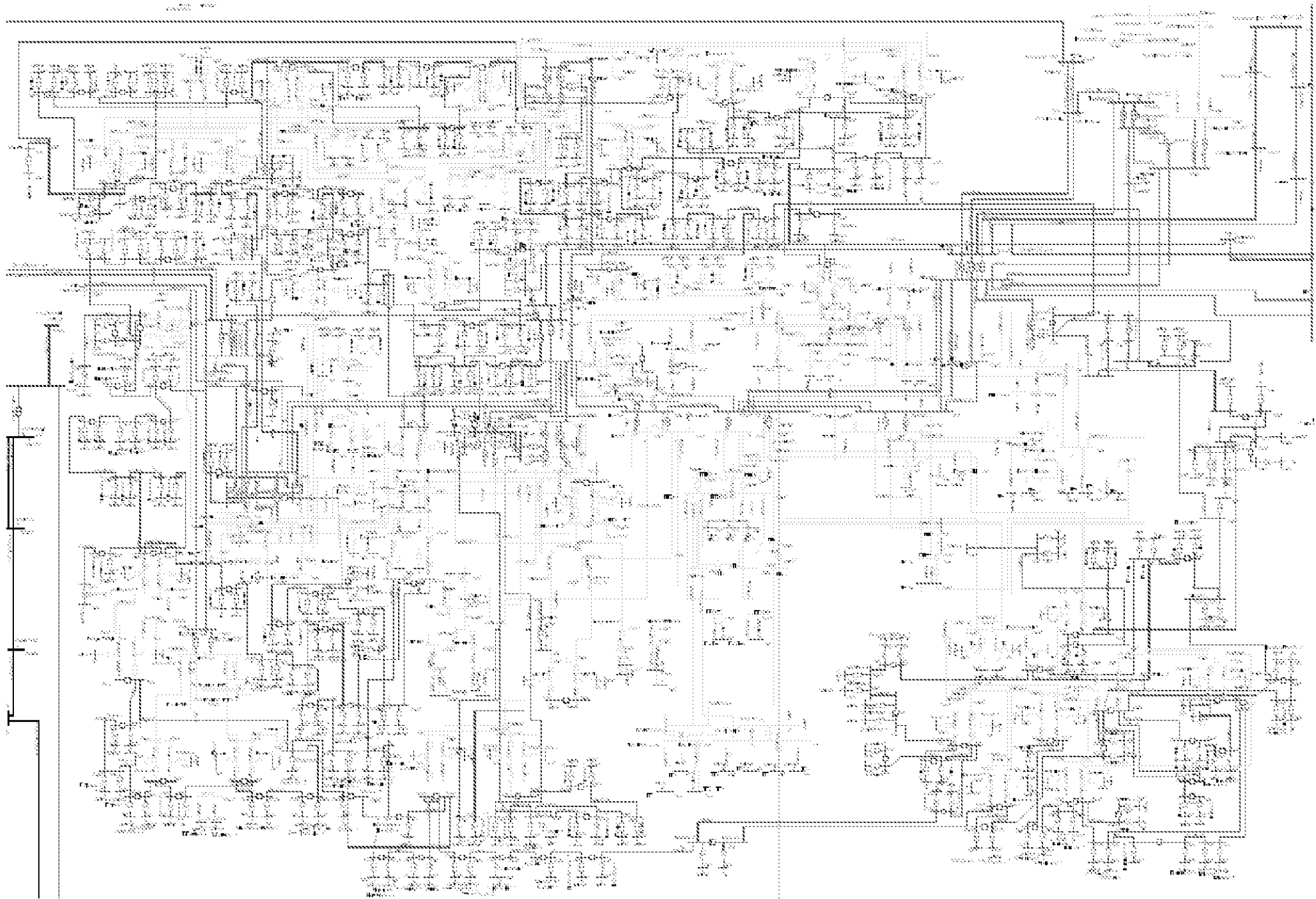


Рисунок 12. Отключенные ВЛ 550кВ Ливенская-Борисно в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борисно-Новая 1 (II) цепь. Значный максимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

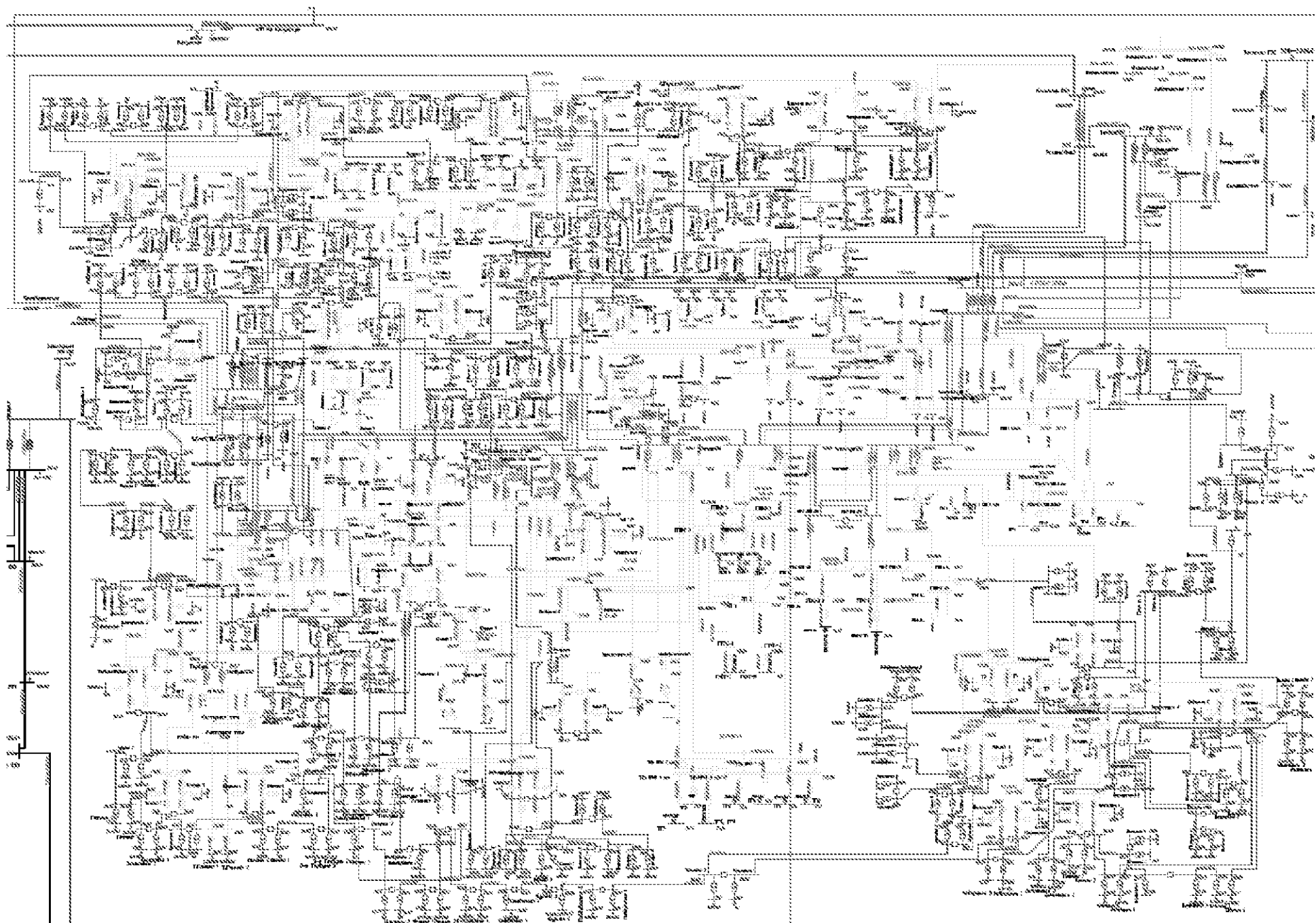


Рисунок 23. Отключенные ВЛ 350кВ Липецкая-Боринько в схеме ремонта ВЛ 230кВ Боринько-Новая 1 (II) ппс. Летний максимум 2025 года. Параметры режима в области допустимых значений.

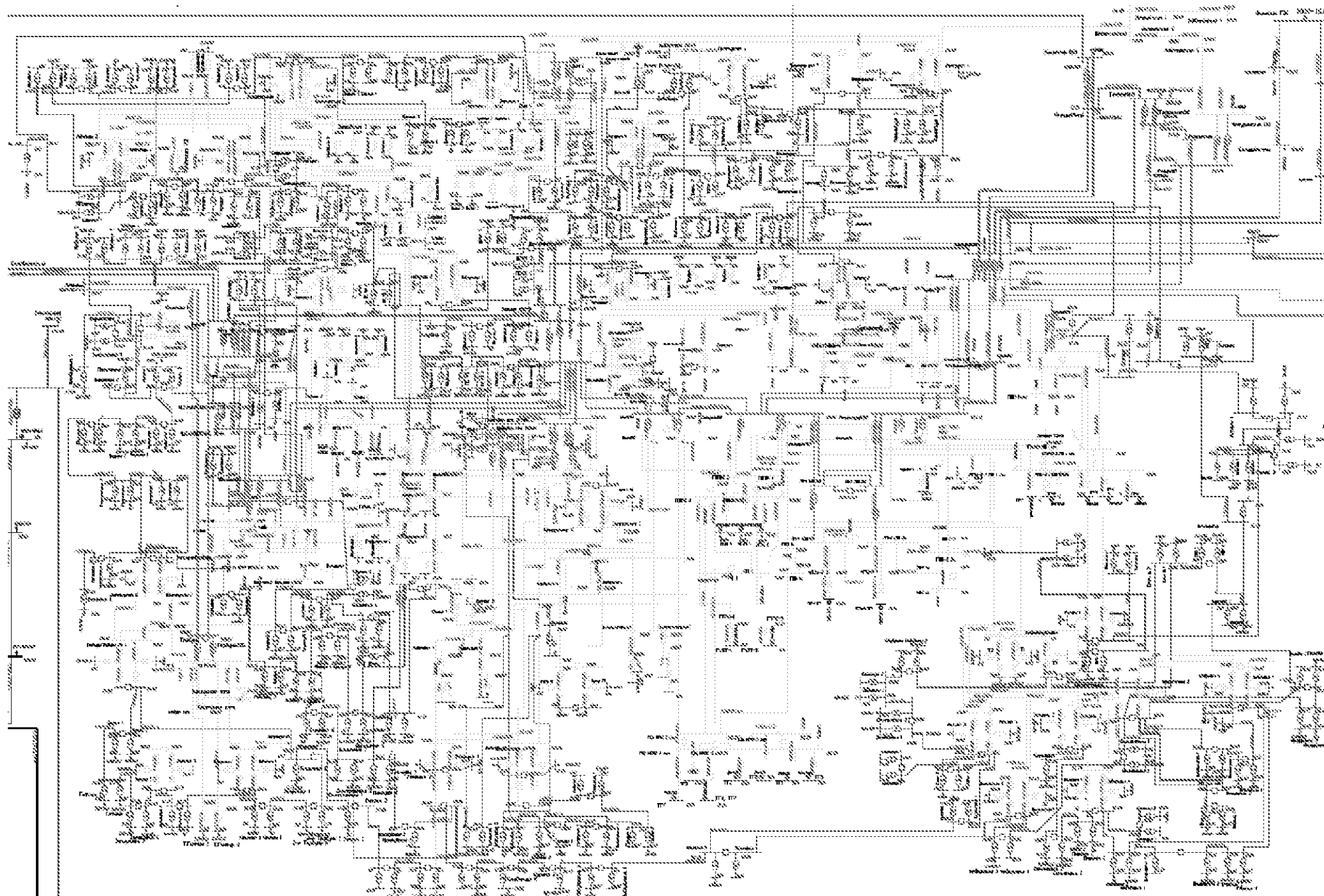


Рисунок 24. Отключенные ВЛ 150кВ Липецкая-Борисов в схеме ремонта ВЛ 220кВ Борисов-Новая 1 (Ш) часть Летний максимум 2025 года. Параметры режима в области допустимых значений

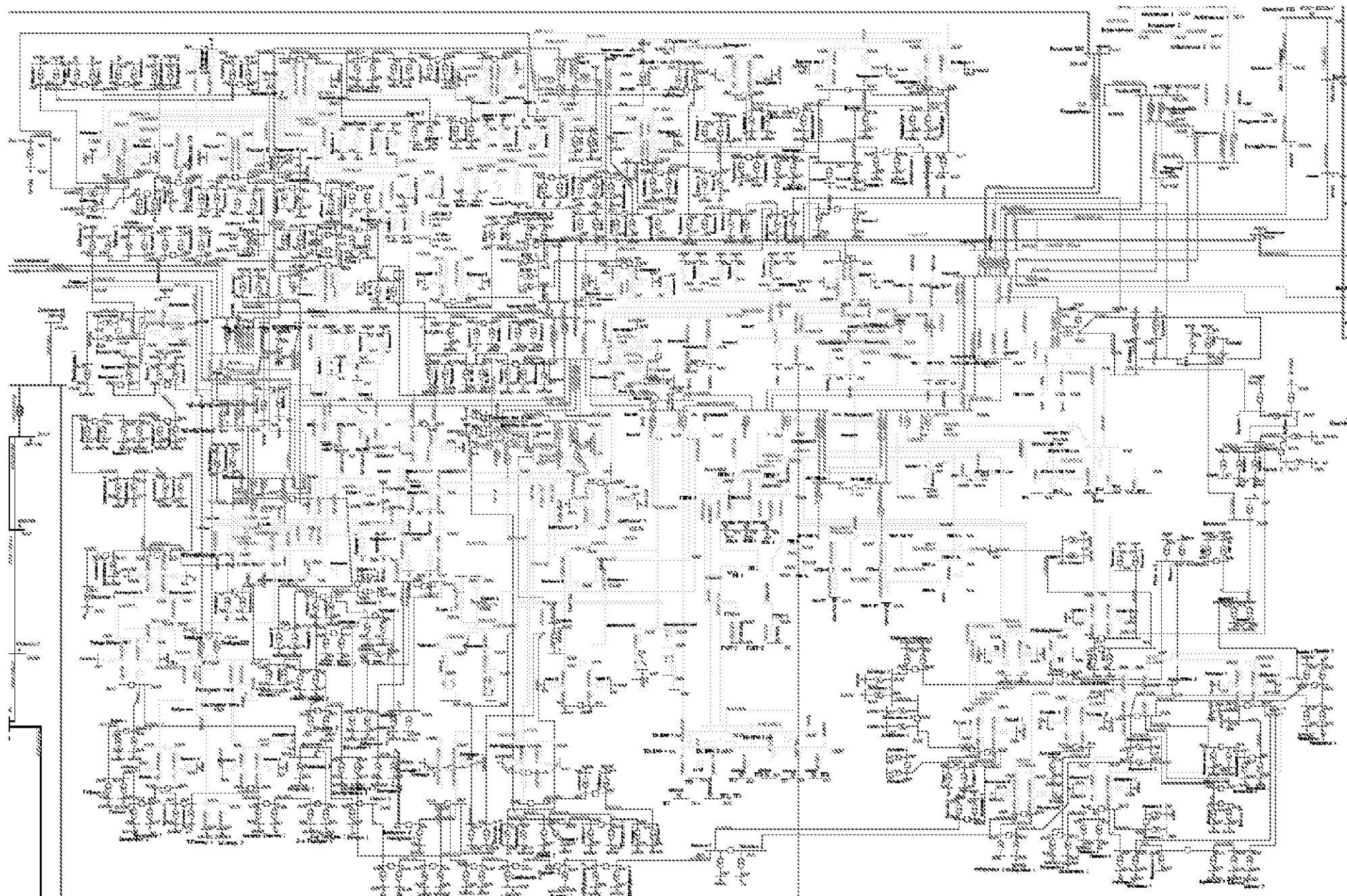


Рисунок 25. Отключение ВЛ 220кВ Борзго-Новая I (II) сеть в схеме ремонта ВЛ 550кВ Липецкая-Борзго. Замыкание молнии 2025 год. Параметры режима в области допустимых значений.

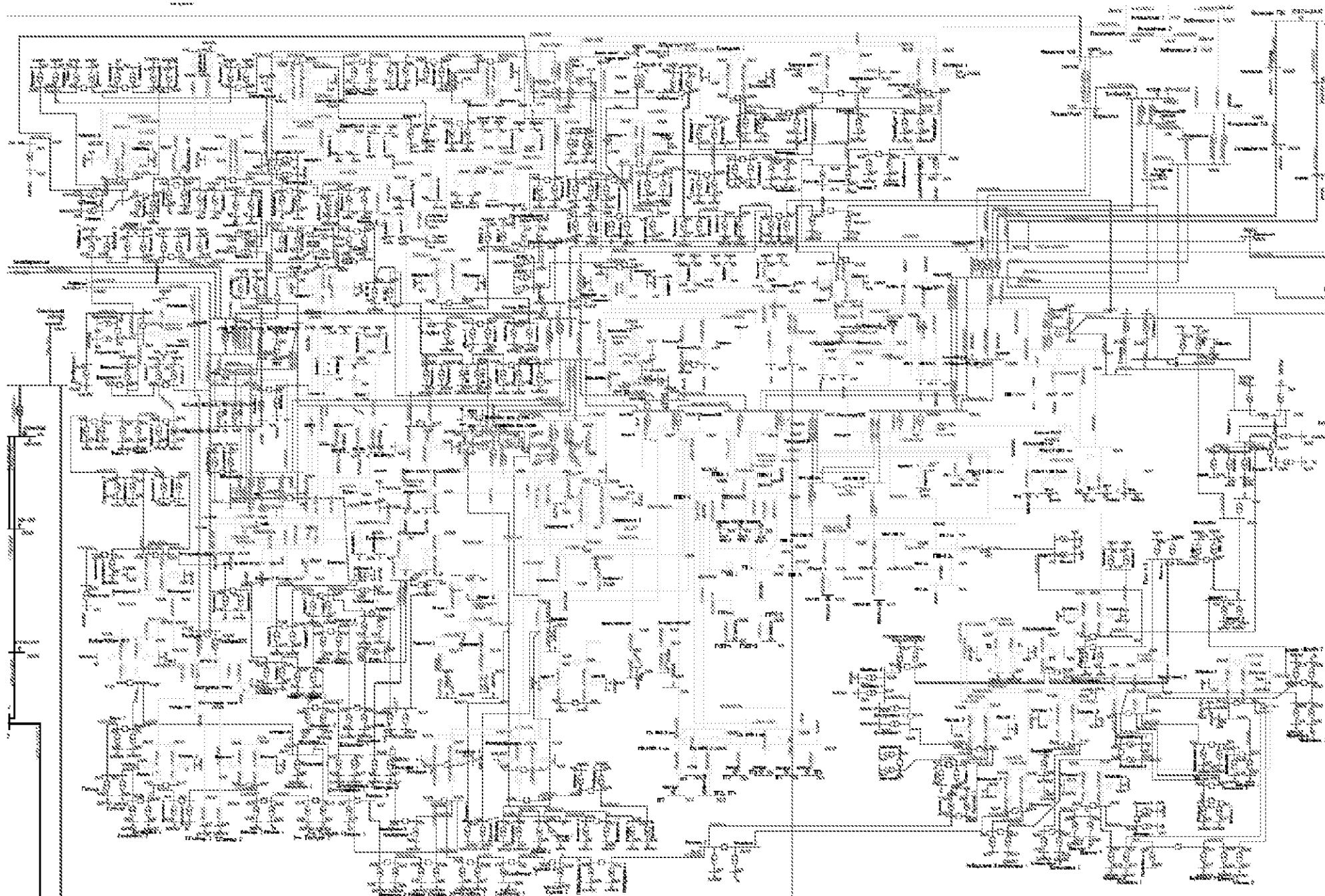


Рисунок 26. Отключение ВЛ 220кВ Борзис-Новая I (Ш) в схеме ремонта ВЛ 500кВ Липецкая-Борзис. Зимний максимум 1925 года. Параметры режима в области допустимых значений.

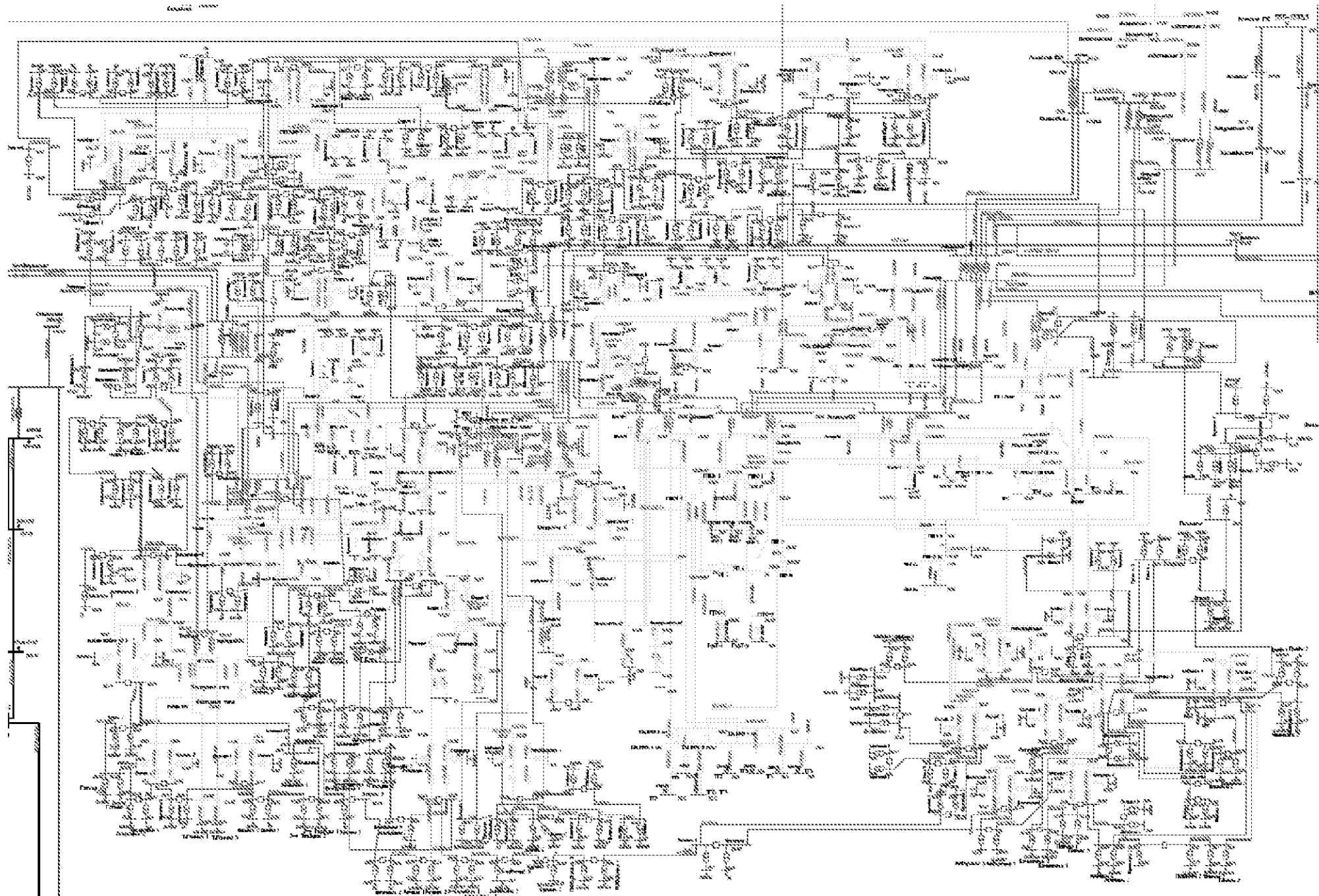


Рисунок 27. Отключение ВЛ 220кВ Северная-Новая I (Ш) сеть в схеме ремонта ВЛ 250кВ Липецкая-Борисово. Летний минимум 2021 года. Параметры режима в области допустимых значений.

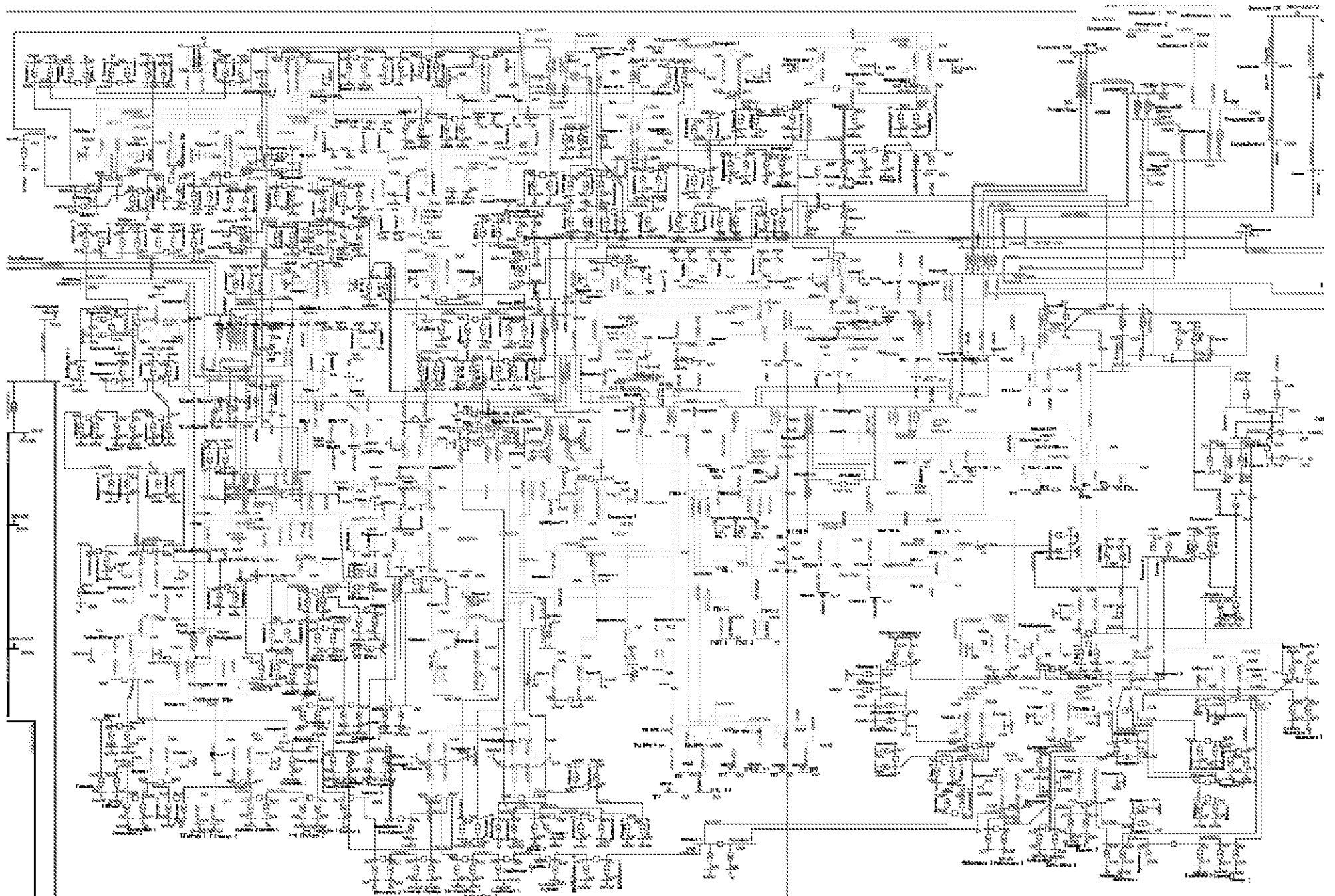


Рисунок 29. Отключенная ВЛ 220кВ Северная-Новая I (Н) цепь в схеме ремонта ВЛ 550кВ Липецкая-Борки». Летний максимум 2025 года. Параметры режима в области допустимых значений

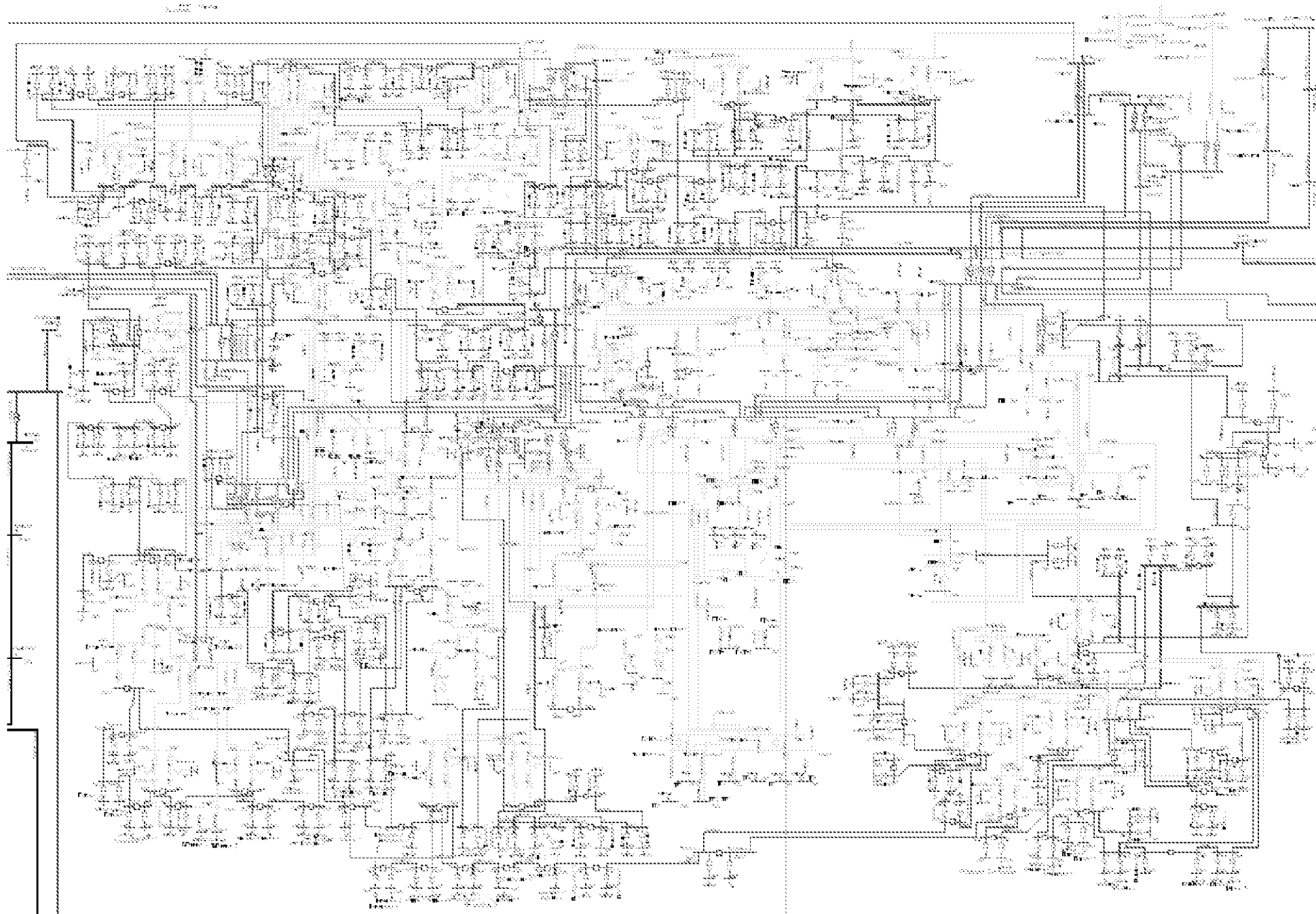


Рисунок 29. Режим летнего минимума нагрузок 2021 года. Отключение АТ-1 ПС 500кВ Борзно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая-Борзно. Нагрузка АТ-2 ПС 500кВ Борзно не превышает АДПН. Параметры режима в области допустимых значений.

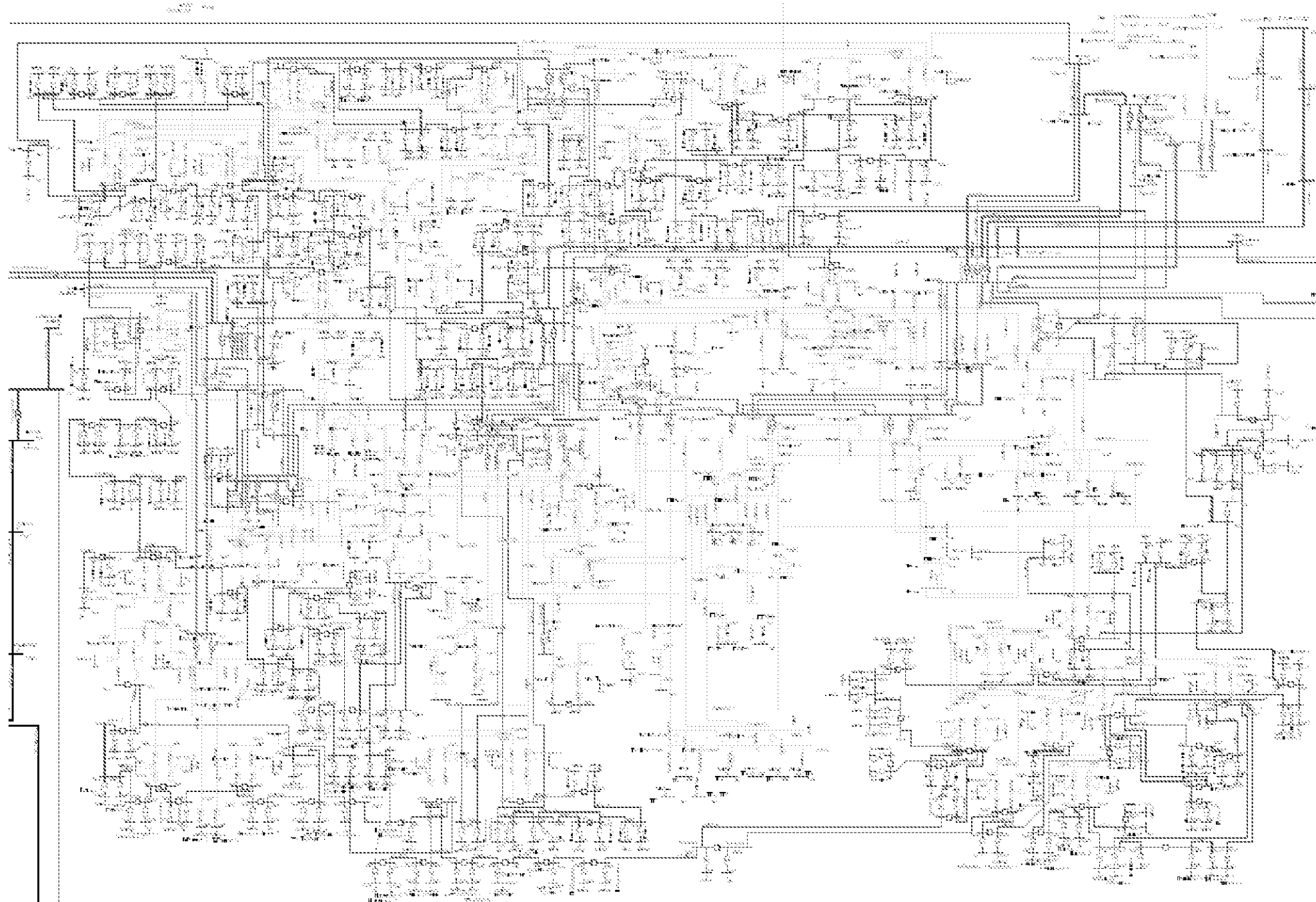


Рисунок 30. Режим минимального напряжения нагрузок 2021 года. Ствольчатые АТ-1 ПС 500кВ Борзно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Диктецкая-Борзно. Нагрузка АТ-2 ПС 500кВ Борзно не превышает АДП. Параметры режима в области допустимых значений.

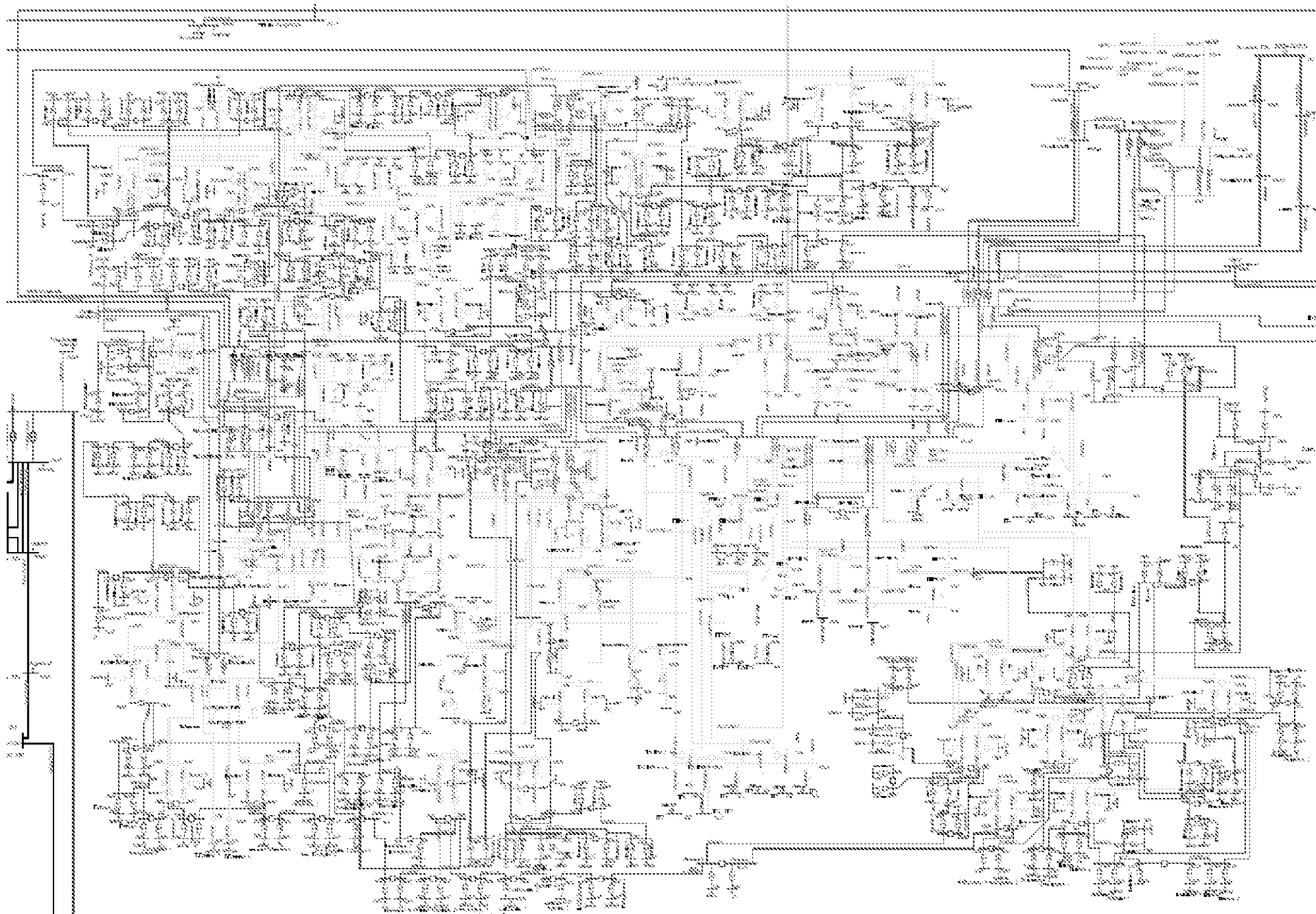


Рисунок 31. Режим летнего минимума нагрузок 2025 года. Отключенные АТ-1 ПС 500кВ Борно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Лапеев-Борно. Нагрузка АТ-2 ПС 550кВ Борно не превышает АЛТН. Параметры режима в области допустимых значений.

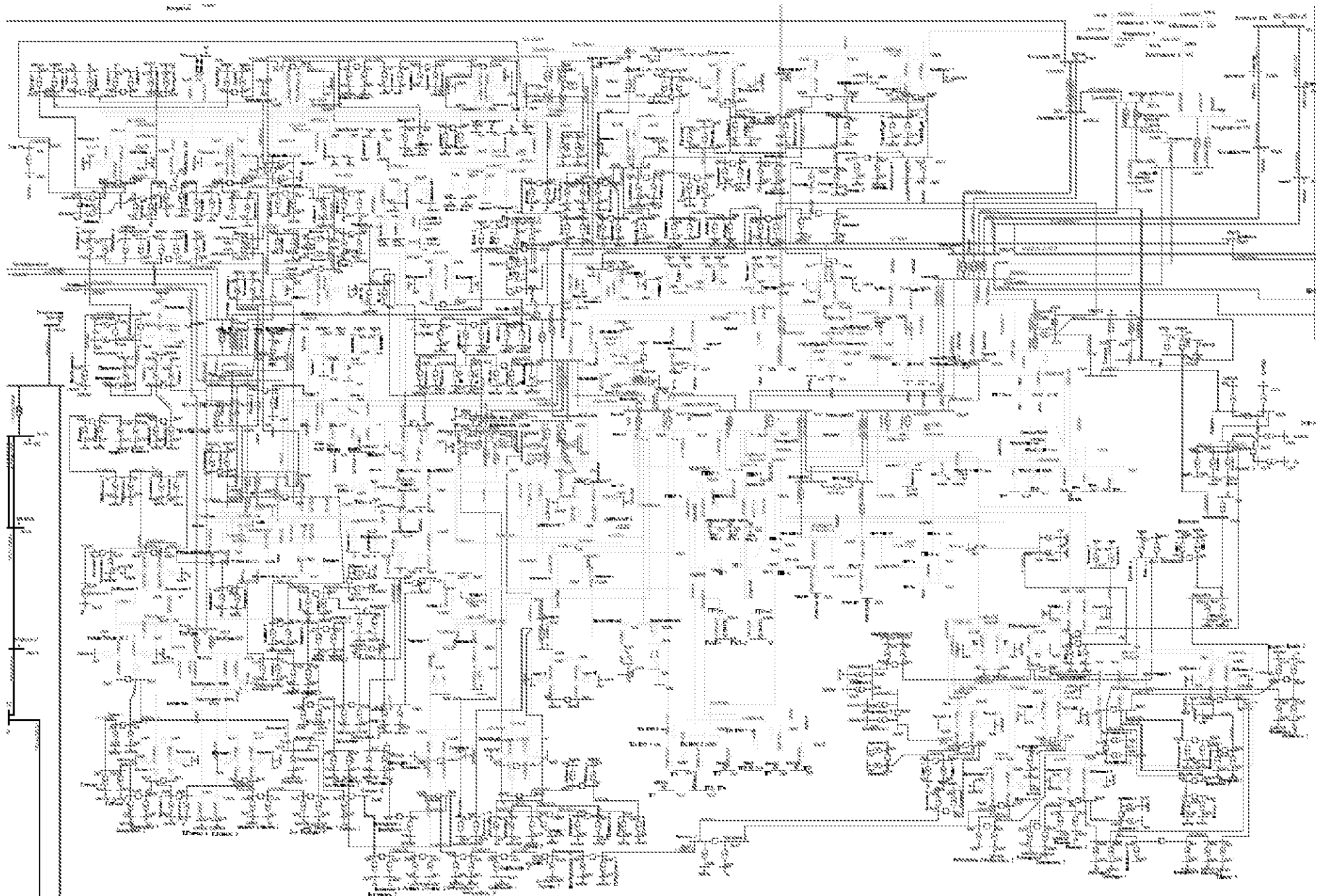


Рисунок 32. Режим зимнего минимума нагрузок 2025 года. Отключение АТ-1 ПС 500кВ Борнино в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая-Борнино. Превышение АДТН АТ-2 на ПС 500 кВ Борнино

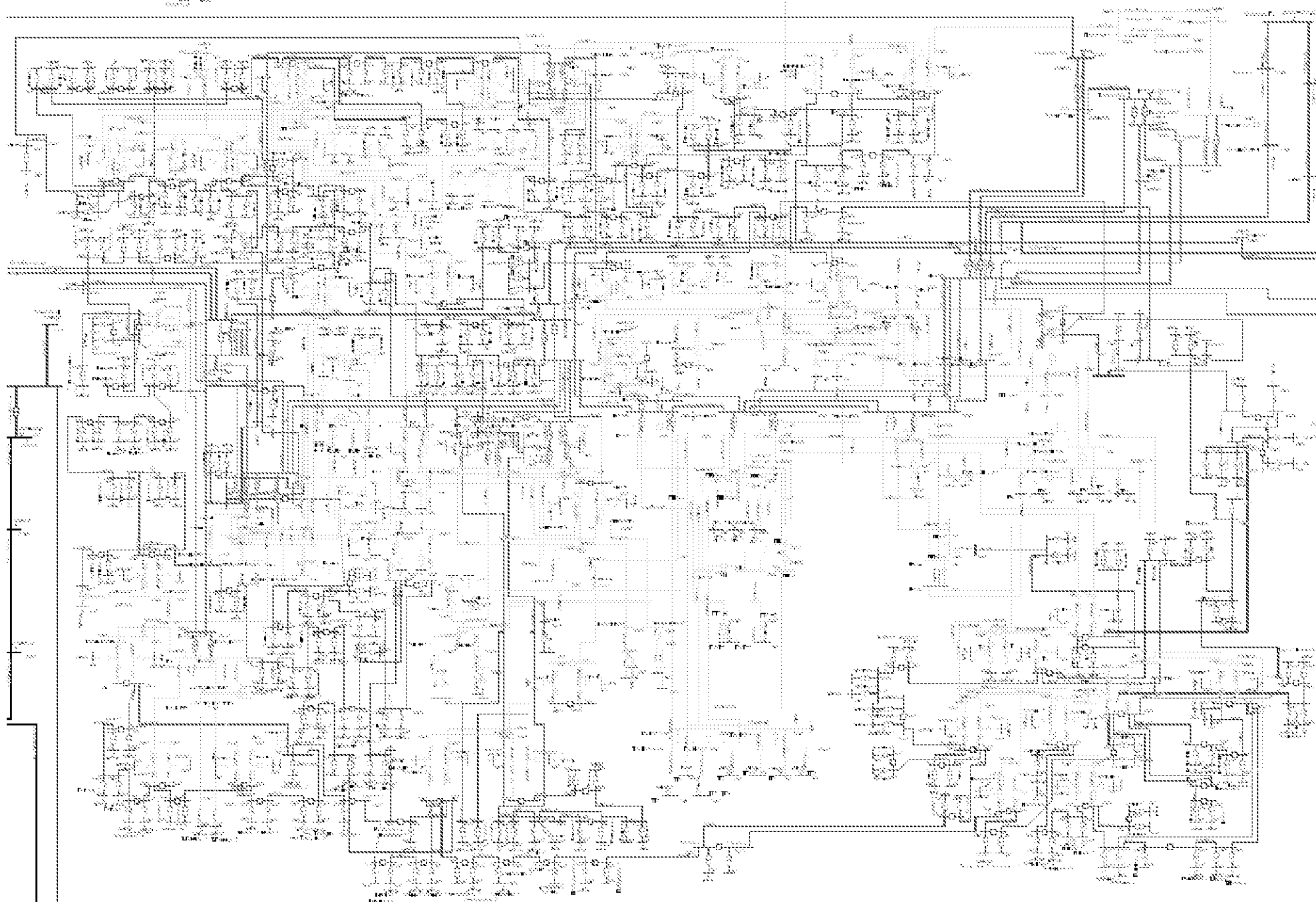


Рисунок 33. Отключение ВЛ 330кВ Лыцкая-Борина в системе ремонта 1 сек 220кВ ПС 530кВ Лыцкая. Летний максимум 2021 года. Превышение ДТН ВЛ 220кВ Лыцкая - Казинка II раз

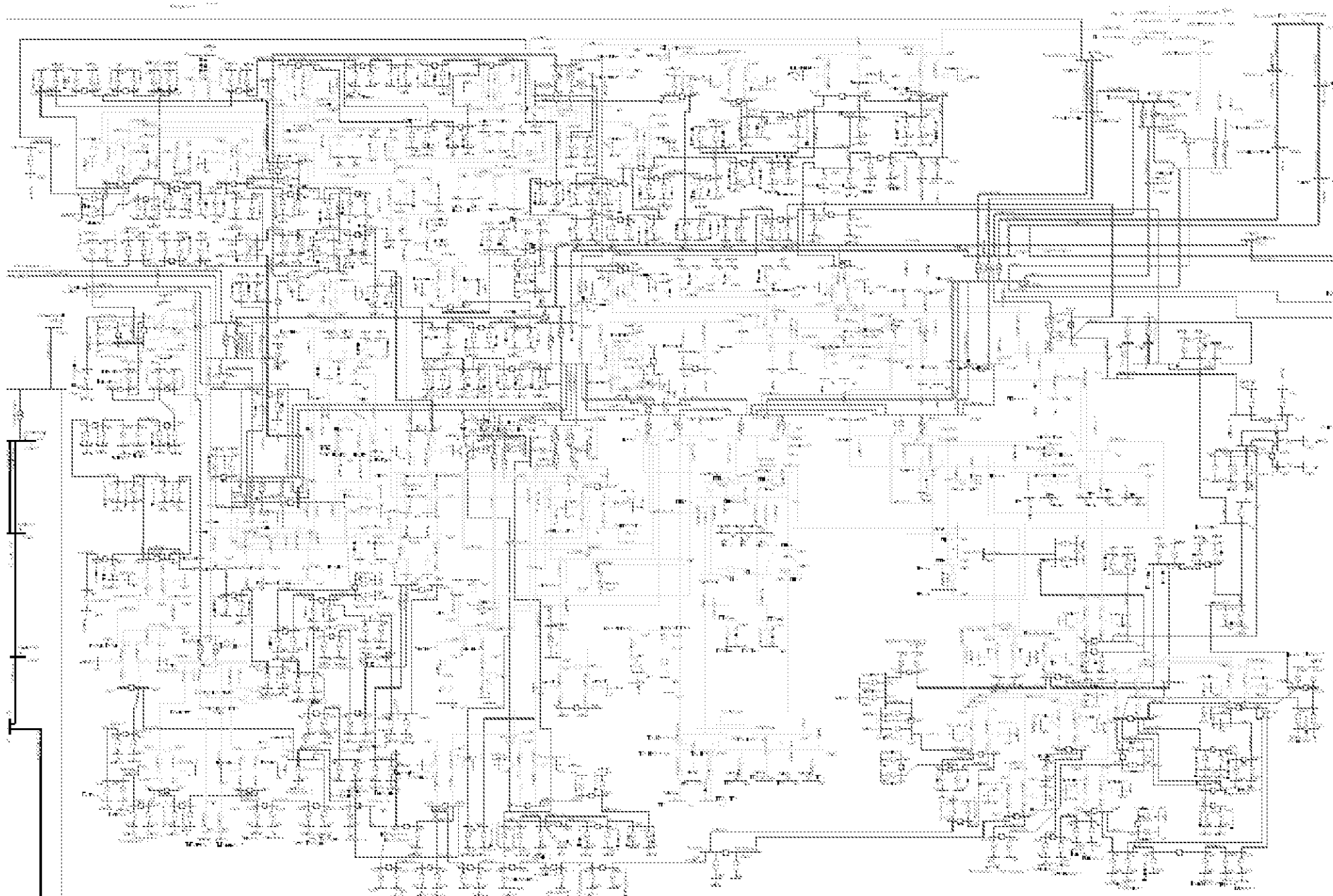


Рисунок 34. Отключение ВЛ 500кВ Лыпецкая-Борзиско в схеме ремонта I сек 220кВ ЛПС 550кВ Лыпецкая. Летний максимум 2011 года. Действие существующей АСРО ВЛ 230кВ Лыпецкая-Калинка I, II цепи и схемно-режимные мероприятия по увеличению генерации на Лыпецкой ТЭЦ-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений

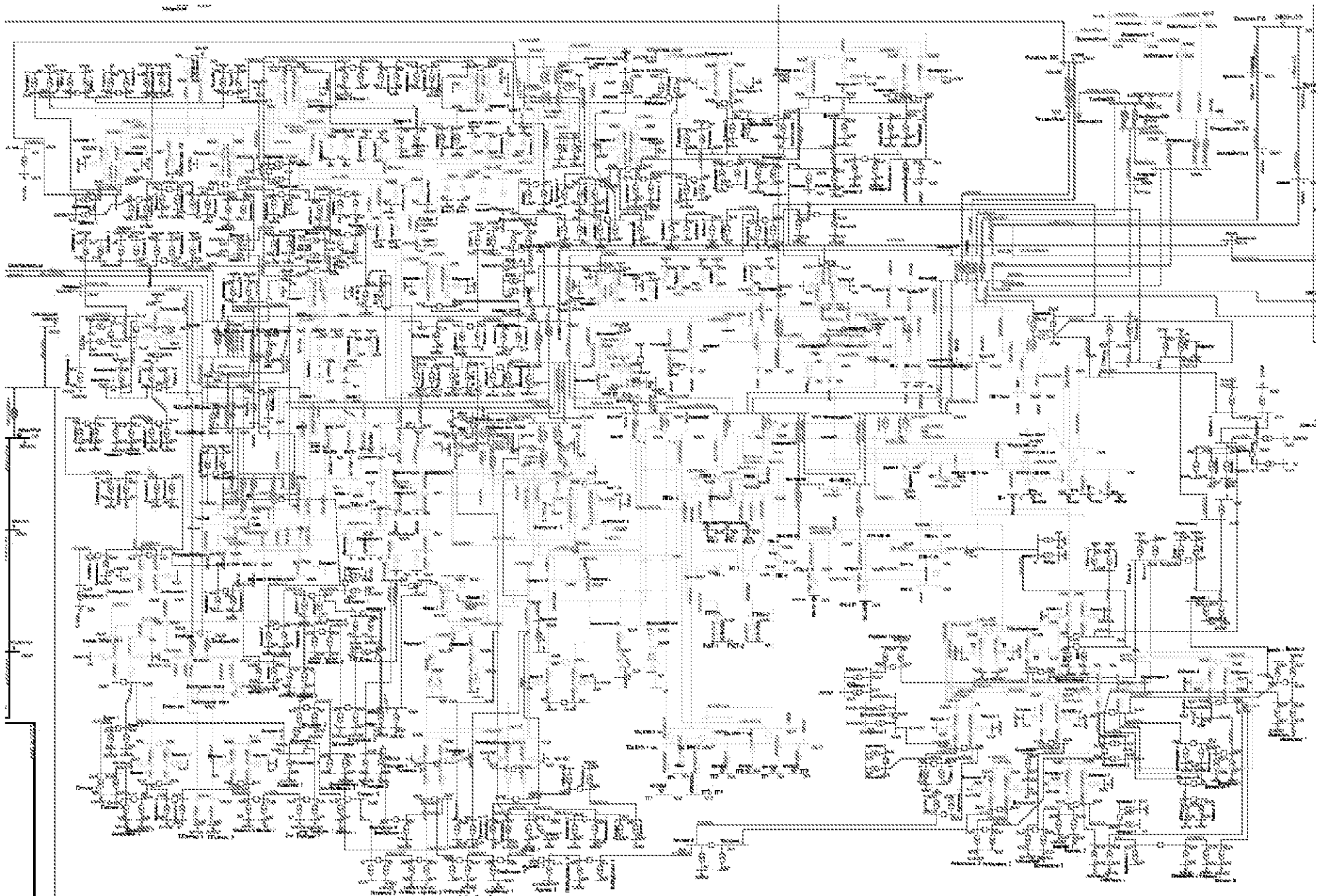


Рисунок 35. Отделочные ВЛ 500кВ Липецкая-Борисово к схеме релейной 1 сек. 220кВ ПС 500кВ Липецкая. Летний максимум 2025 года. Параметры режима выходящие в области допустимых значений

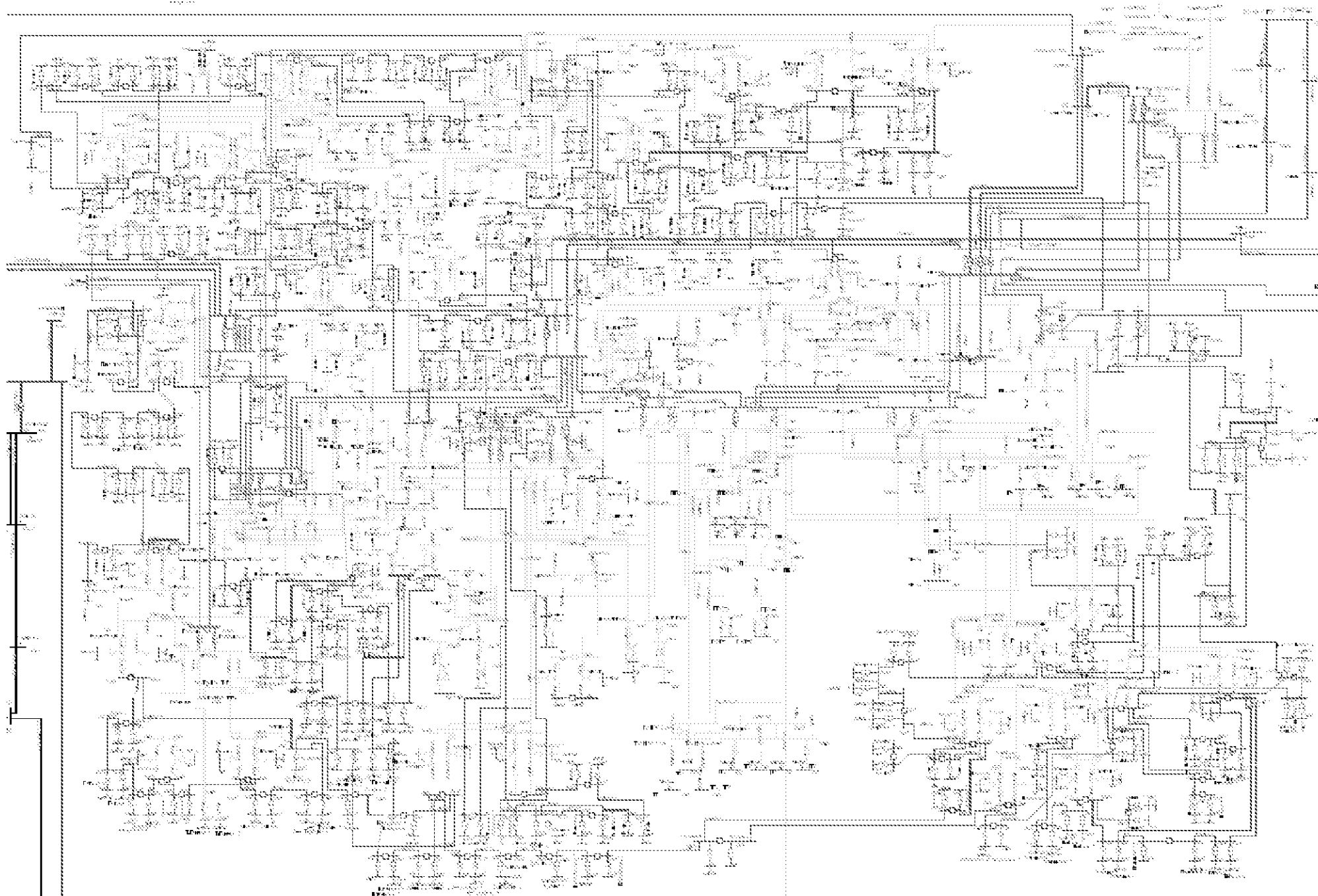


Рисунок 36. Схематическая ВЛ 220кВ Лыпинская-Северная II цепь в схеме развития 1 с/к 220кВ ПС 550кВ Лыпинская. Летний максимум 2024 года. Прямые линии ДЦН ВЛ 220кВ Лыпинская - Казань II цепь

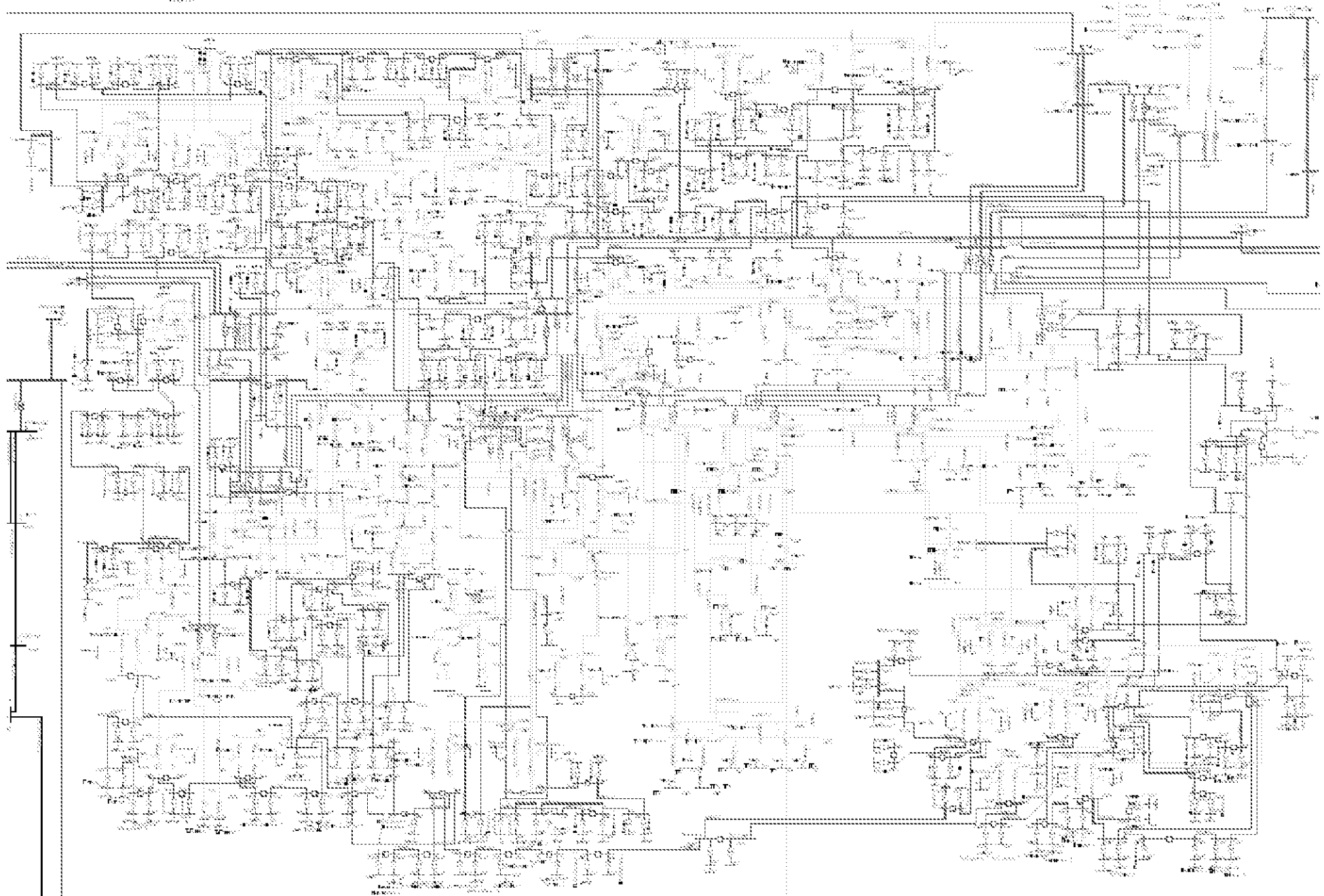


Рисунок 37. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме ремонта 1 сек 220кВ ПС 150кВ Липецкая. Летний максимум 2024 года. Действие существующей АОРВ ВЛ 220кВ Липецкая-Казанька I, II цепь и схемно-режимные мероприятия по увеличению генерации на Липецкой ТЭЦ-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений

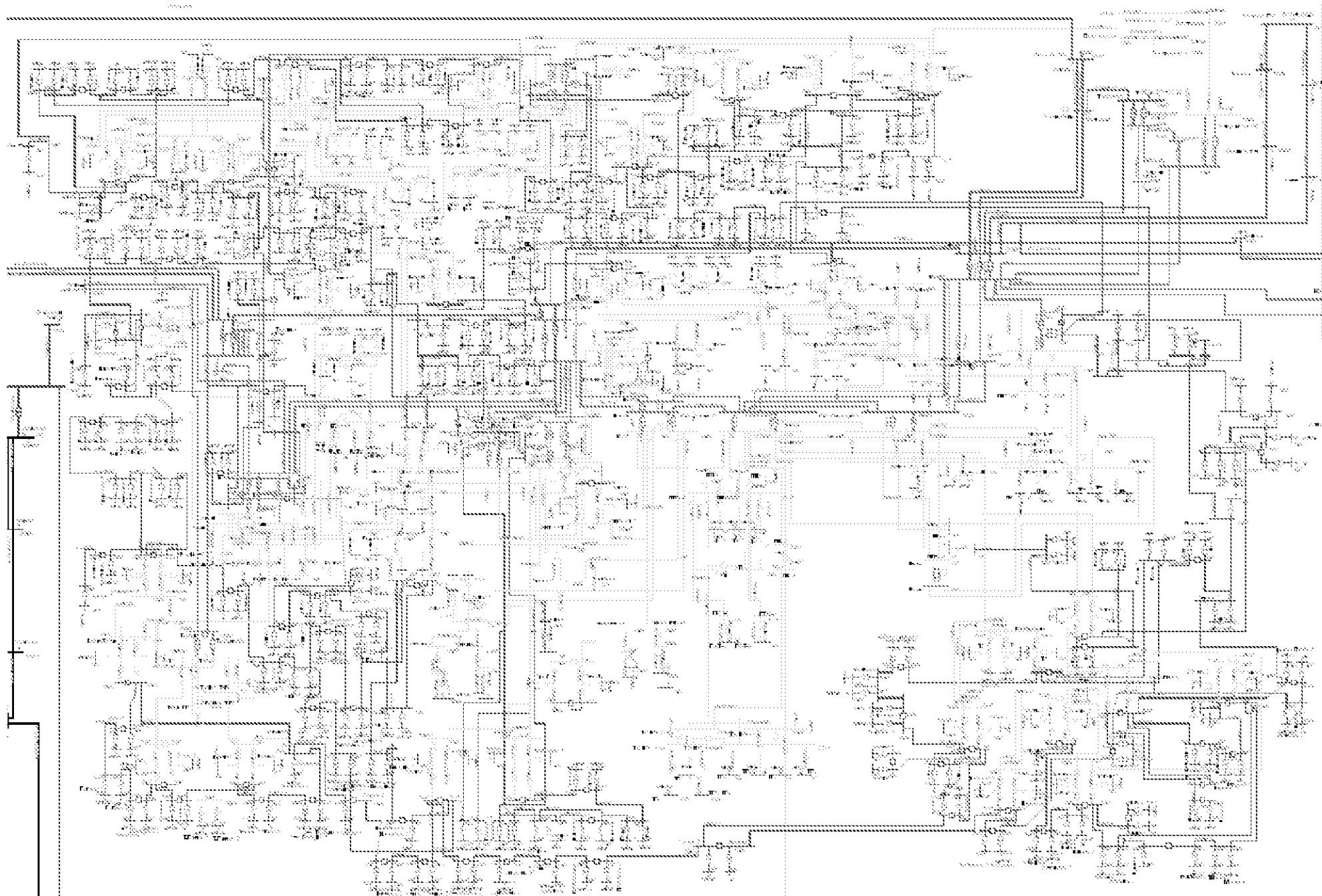


Рисунок 38. Отключение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме ремонта 1 сек 120кВ ПС 500кВ Липецкая. Зимний мезоклимат 2021 года. Превышение ЛЦПН ВЛ 120кВ Липецкая - Казань II цепь.

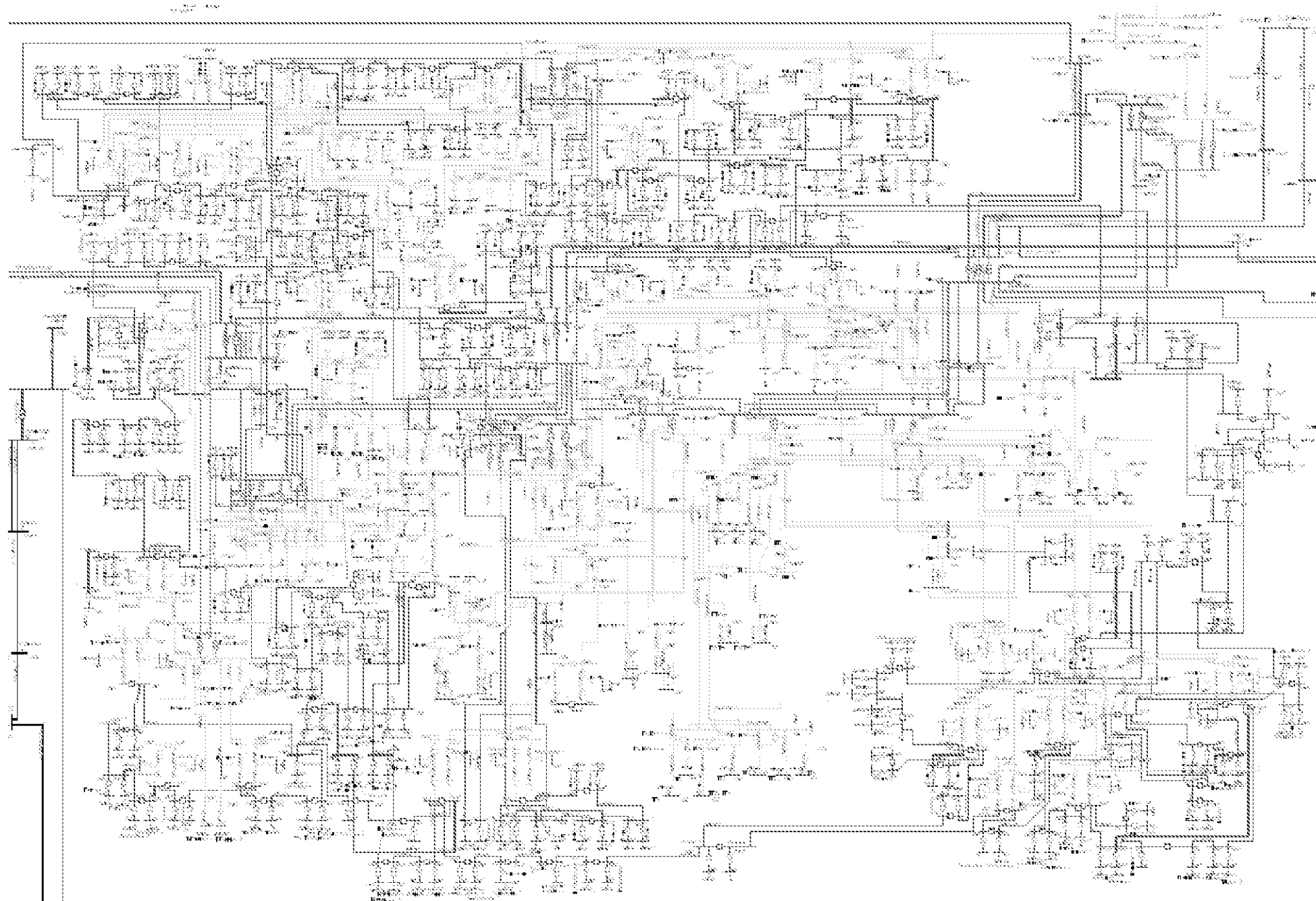


Рисунок 39. Отклонение ВЭ 220кВ Липецкая-Северная II цепь в схеме режима 1 сек 220кВ ПО 510кВ Липецкая. Земной максимум 2021 года. Действие существующей АОПЮ ВЭ 220кВ Липецкая-Казанка I, II цепь в сценарно-режимных мероприятиях по увеличению генерации из Липецкой ТЭЦ-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений

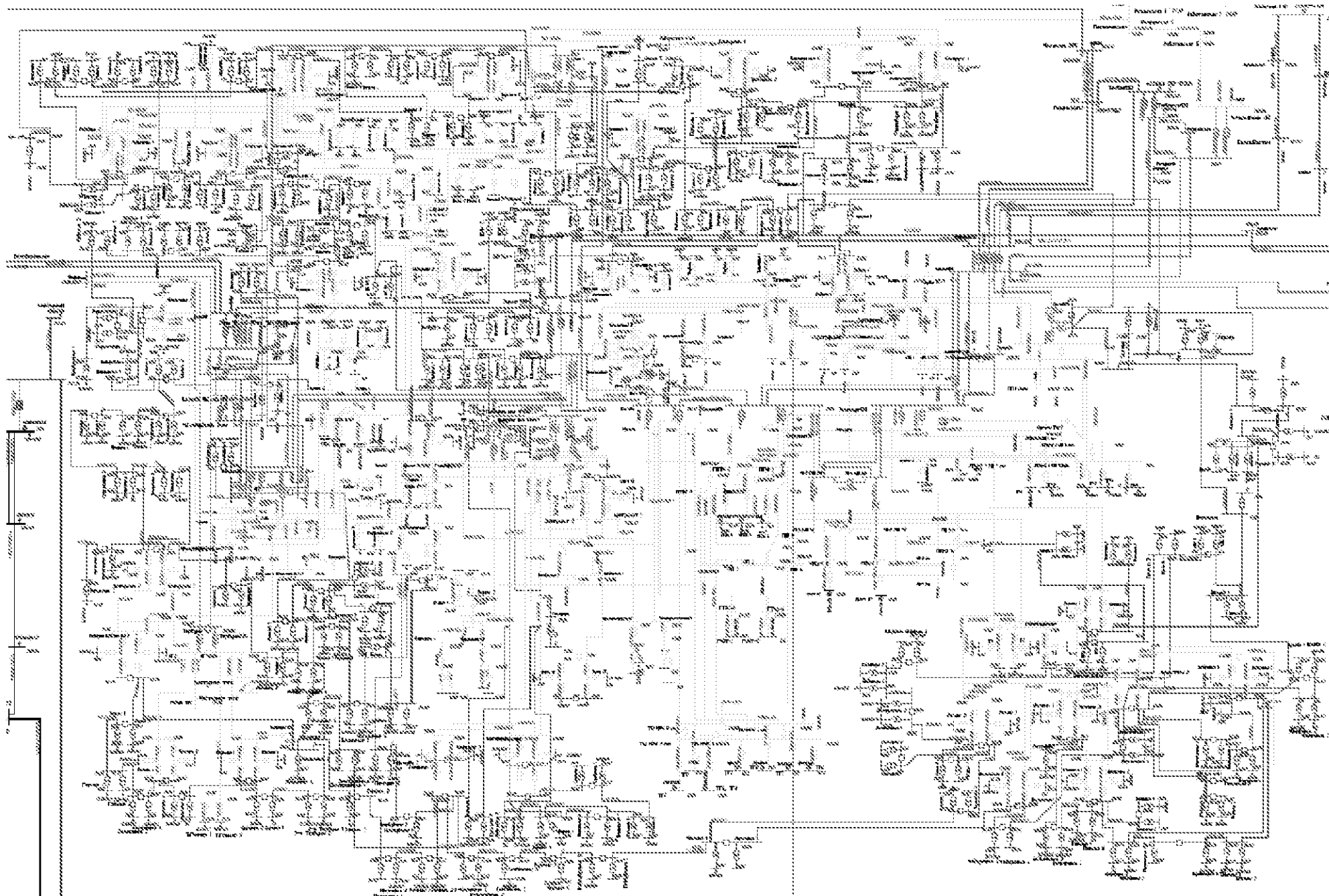


Рисунок 40. Отключение 1 сд 220кВ ПС 550кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II цепь. Летний максимум 2025 года. Параметры режима находятся в области допустимых значений

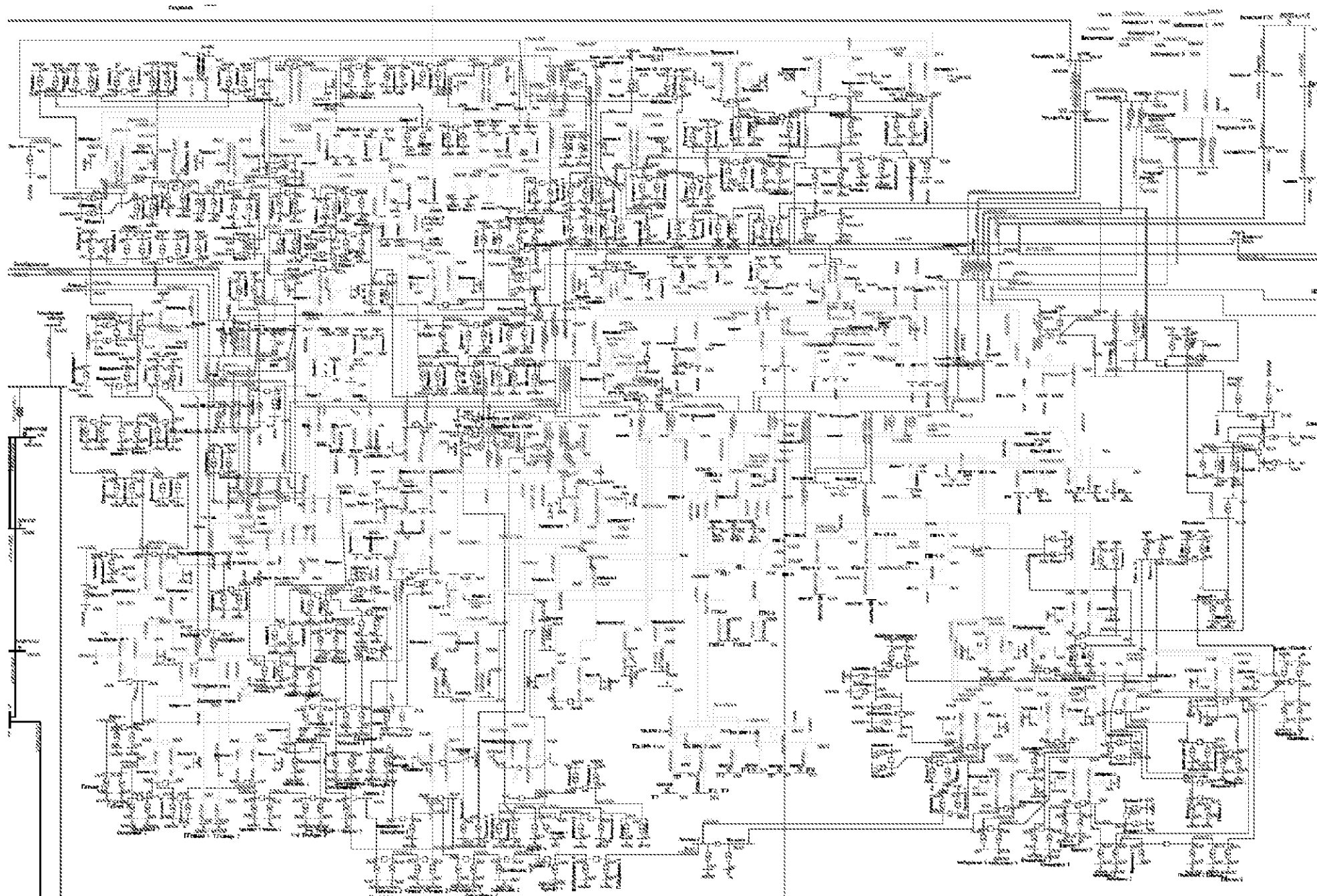


Рисунок 41. Отклонение ВЛ 220кВ Липецкая-Северная II сеть в схеме режима 1 с вл 220кВ ПС 350кВ Липецкая. Зипский максимум 2025 года. Параметры режима находятся в области допустимых значений

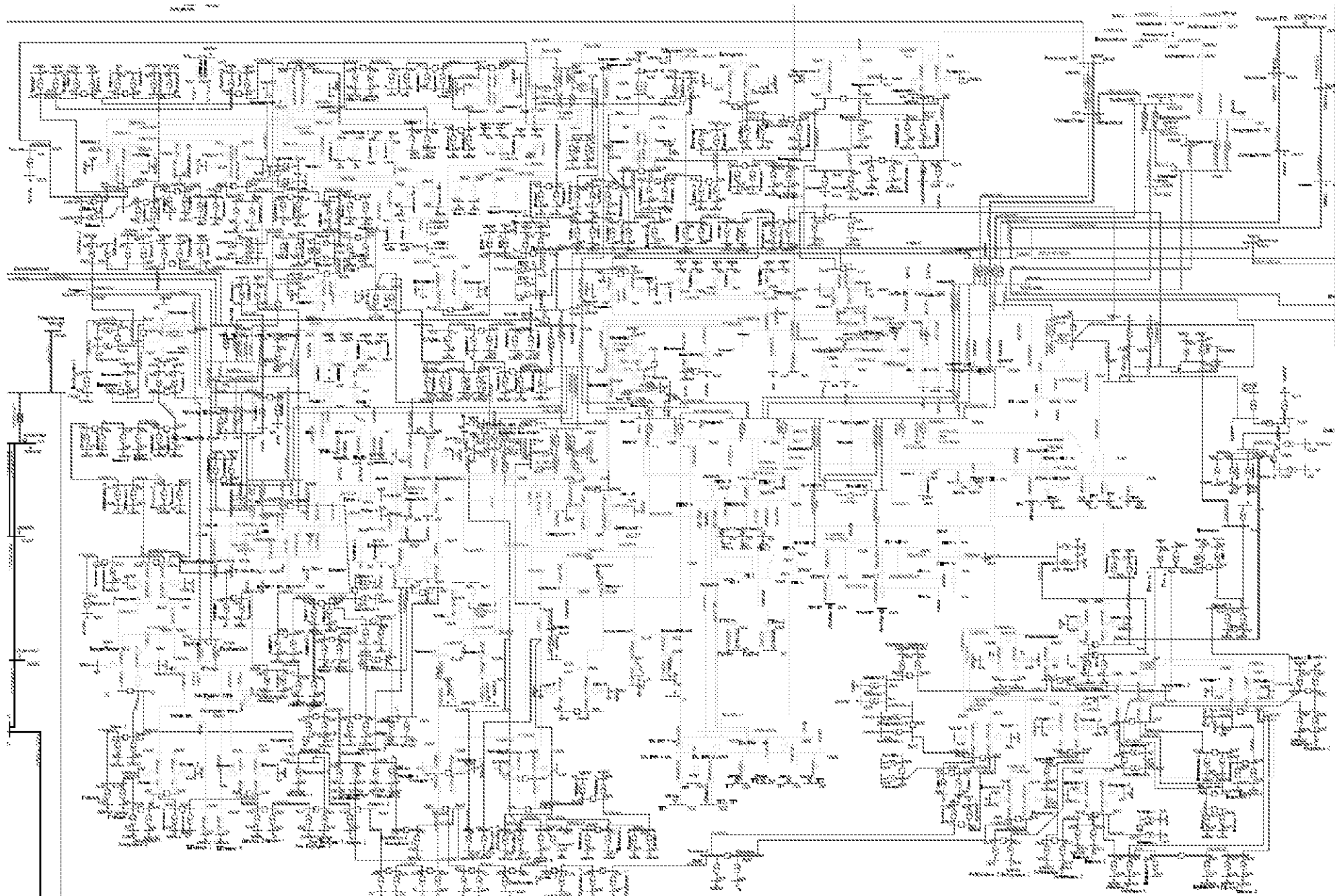


Рисунок 42 Отключение АТ-1 ПС 220кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220кВ Елецкая. Режим зимнего максимума 2025г. Прямое ДТН АТ-3.

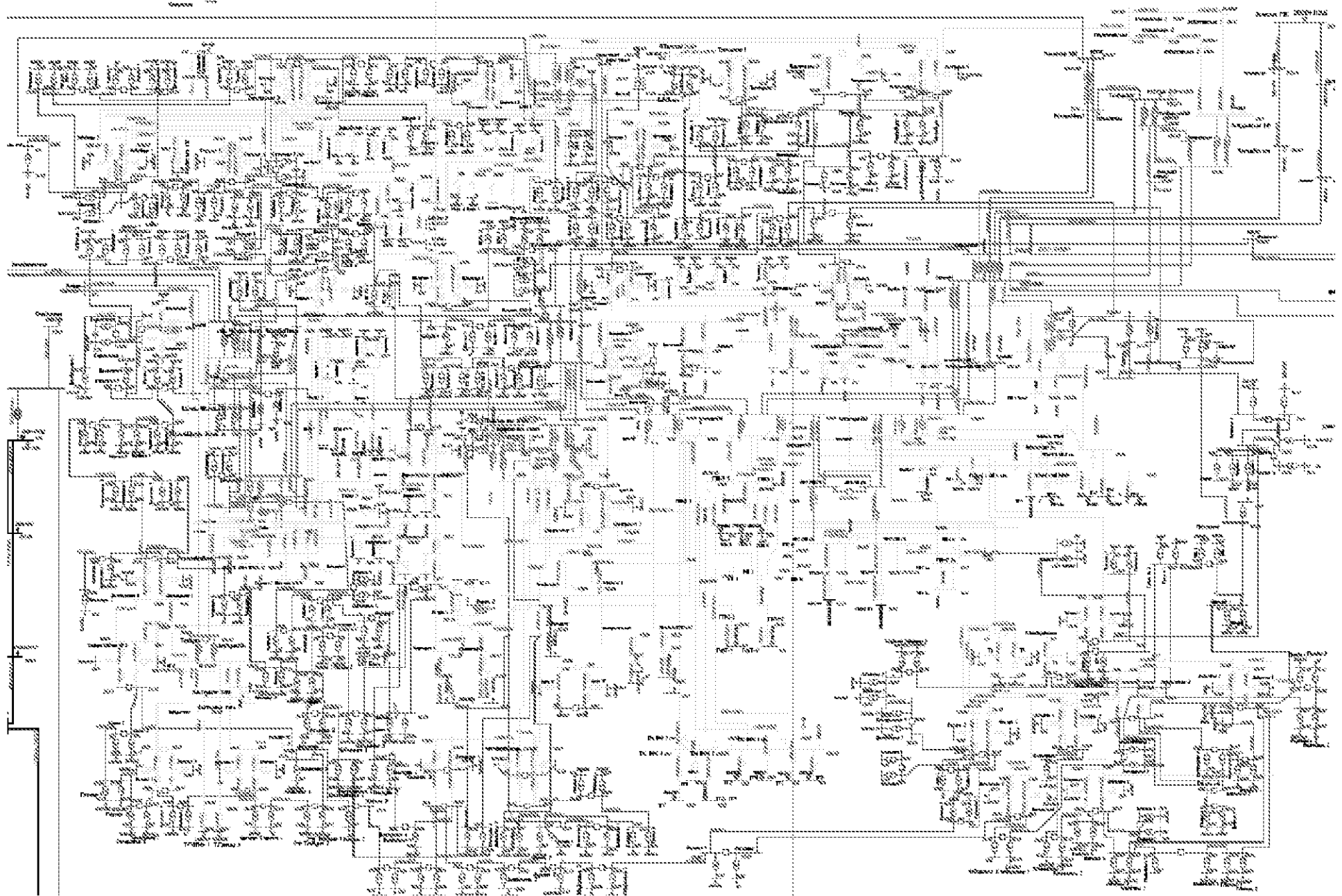


Рисунок 43 Отключение АТ-1 ПС 220кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220кВ Елецкая. Режим зимнего максимума 2025г. Preventивные мероприятия по увеличению генерации Елецкой ТЭЦ и регулированию РПН на АТ 3 ПС 220кВ Елецкая, и АТ-1, АТ-3 на ПС 220кВ Турбуны. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

Приложение 12
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

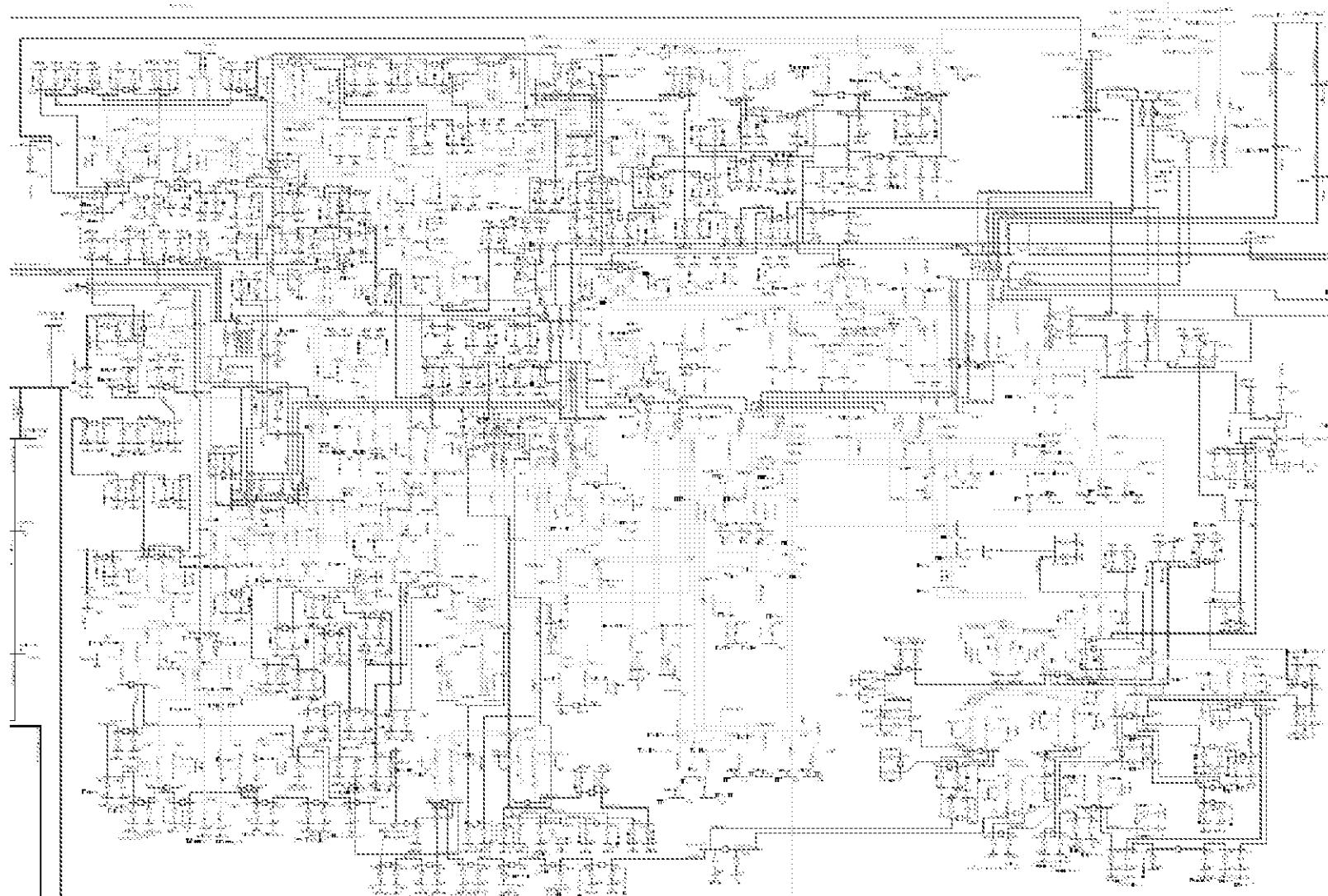


Рисунок 1. Потокораспределение в газовой максимуме 2021 года. Нормативный режим.

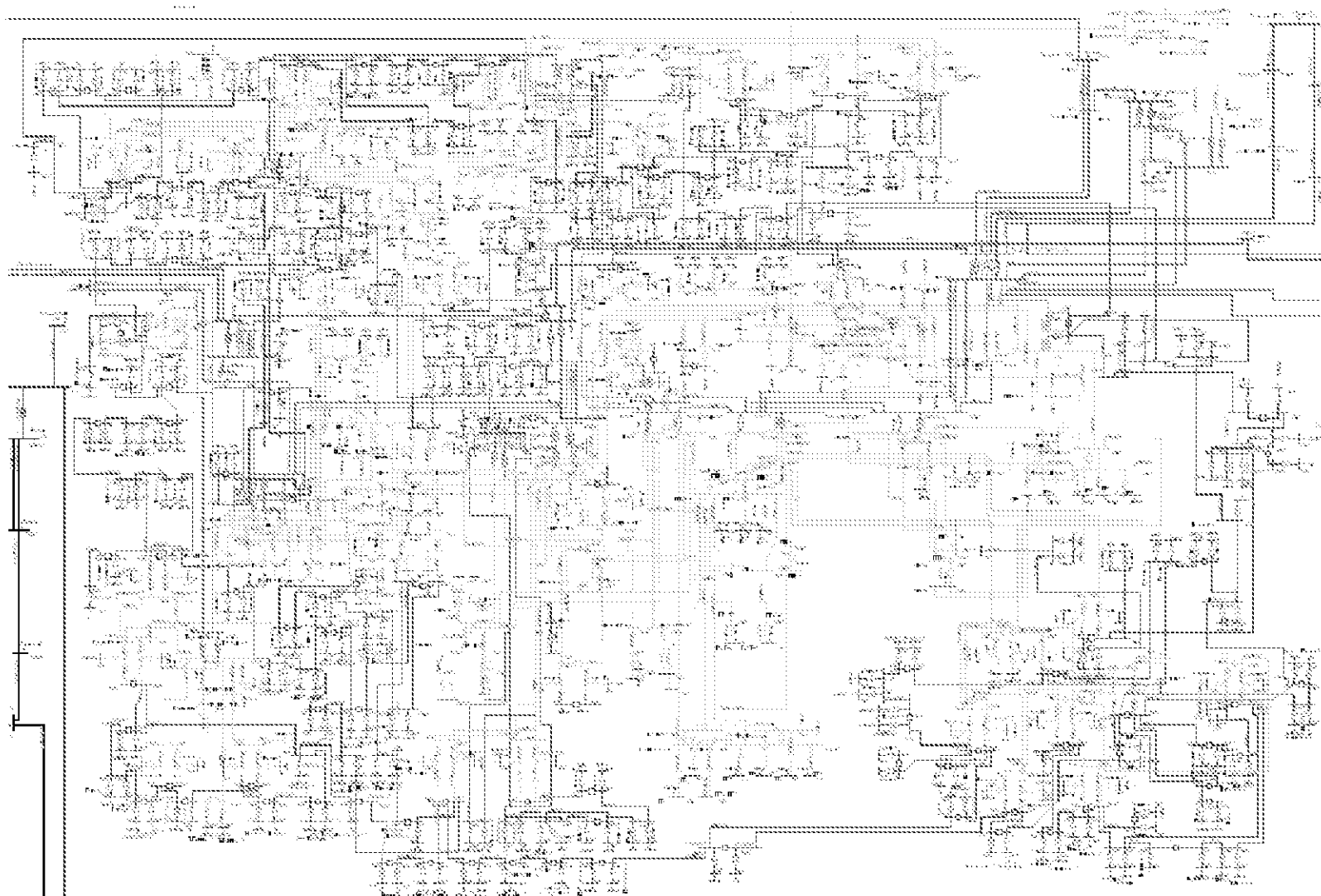


Рисунок 2. Переходораспределение в автономной системе ЭЭС 1 года. Нормальная работа.

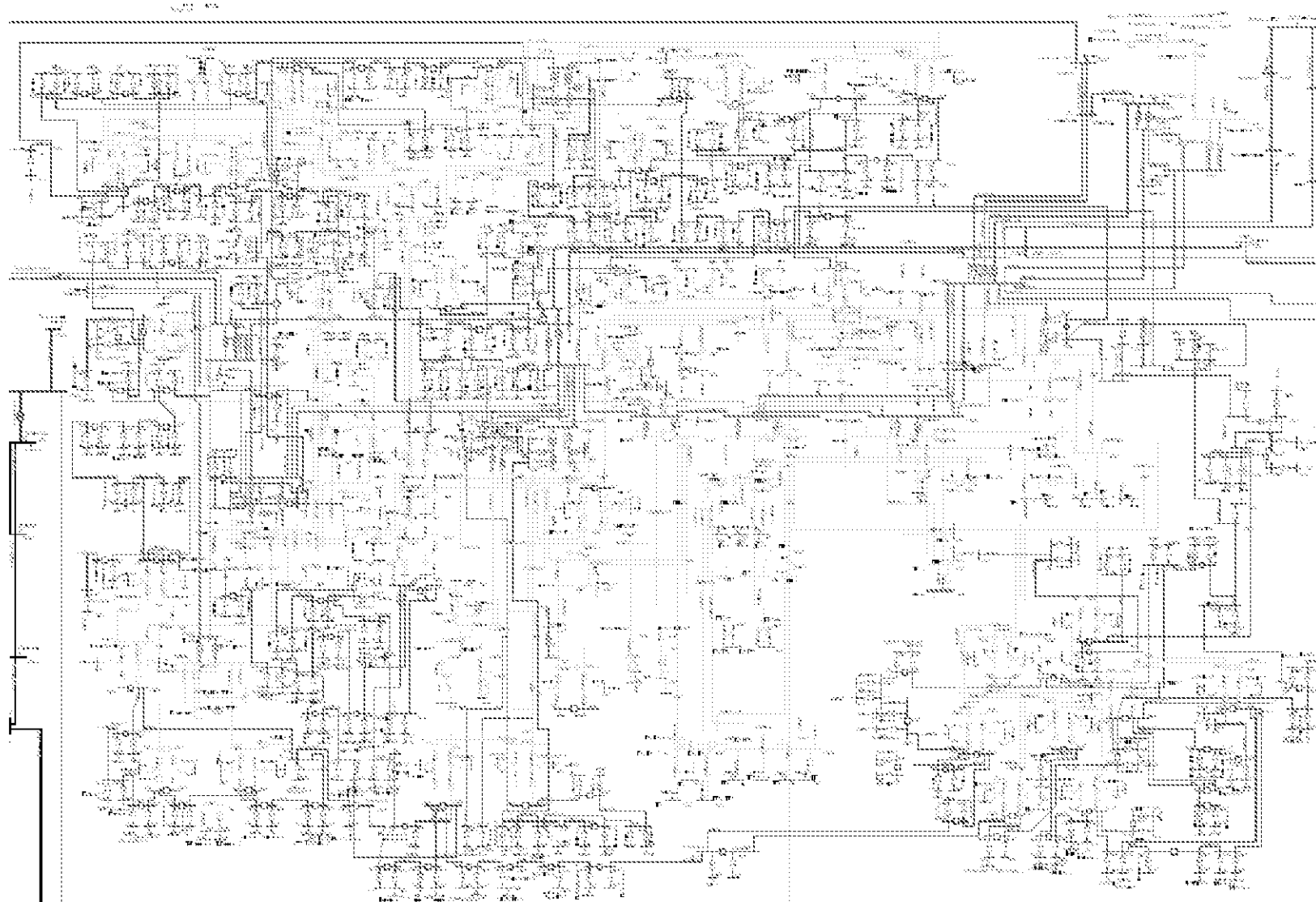


Рисунок 3. Потокоразделение в гетевой инфраструктуре 2021 года. Нормальный режим.

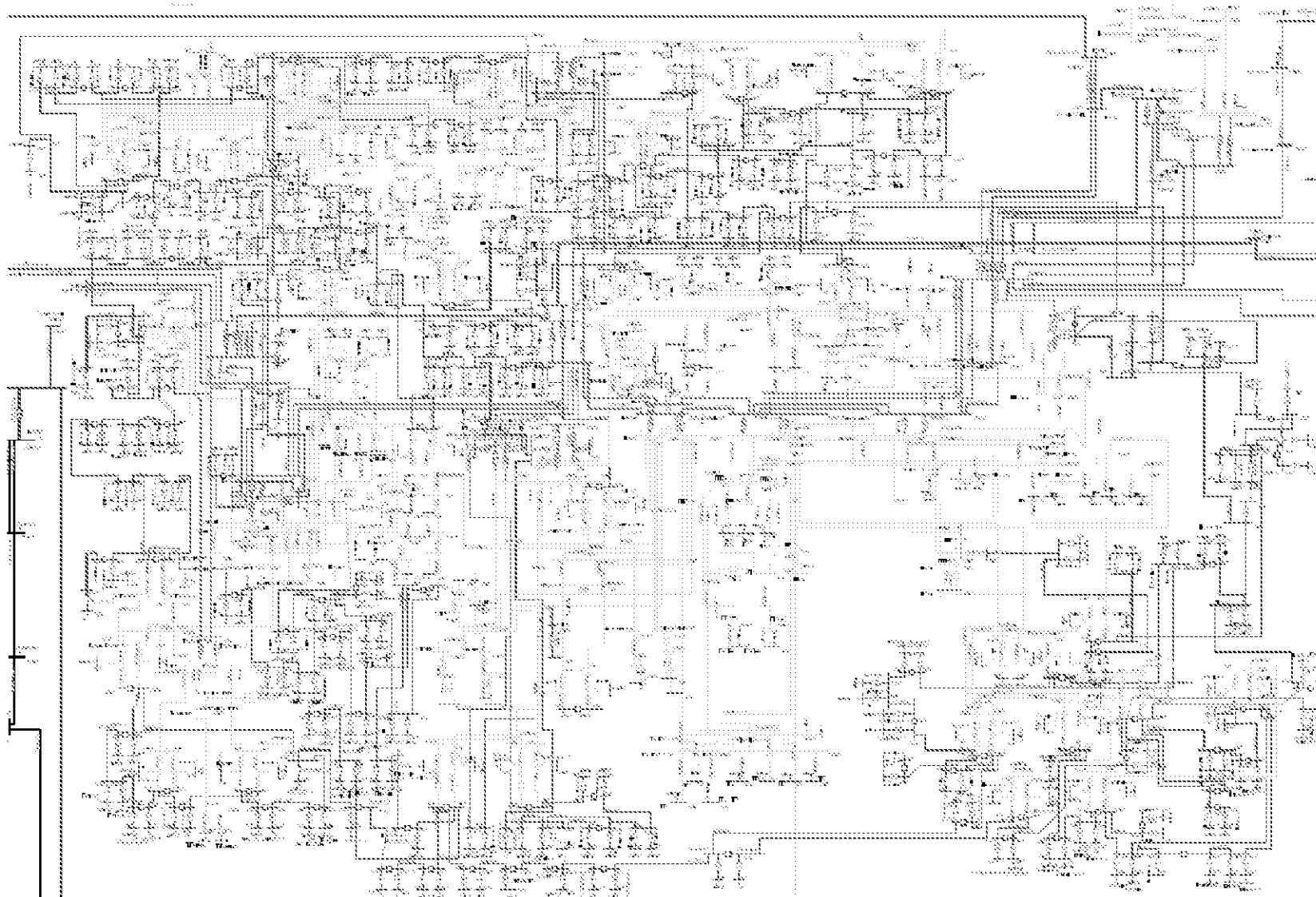


Рисунок 4. Потокоразделение в летний период 2011 года. Показанный разрез.

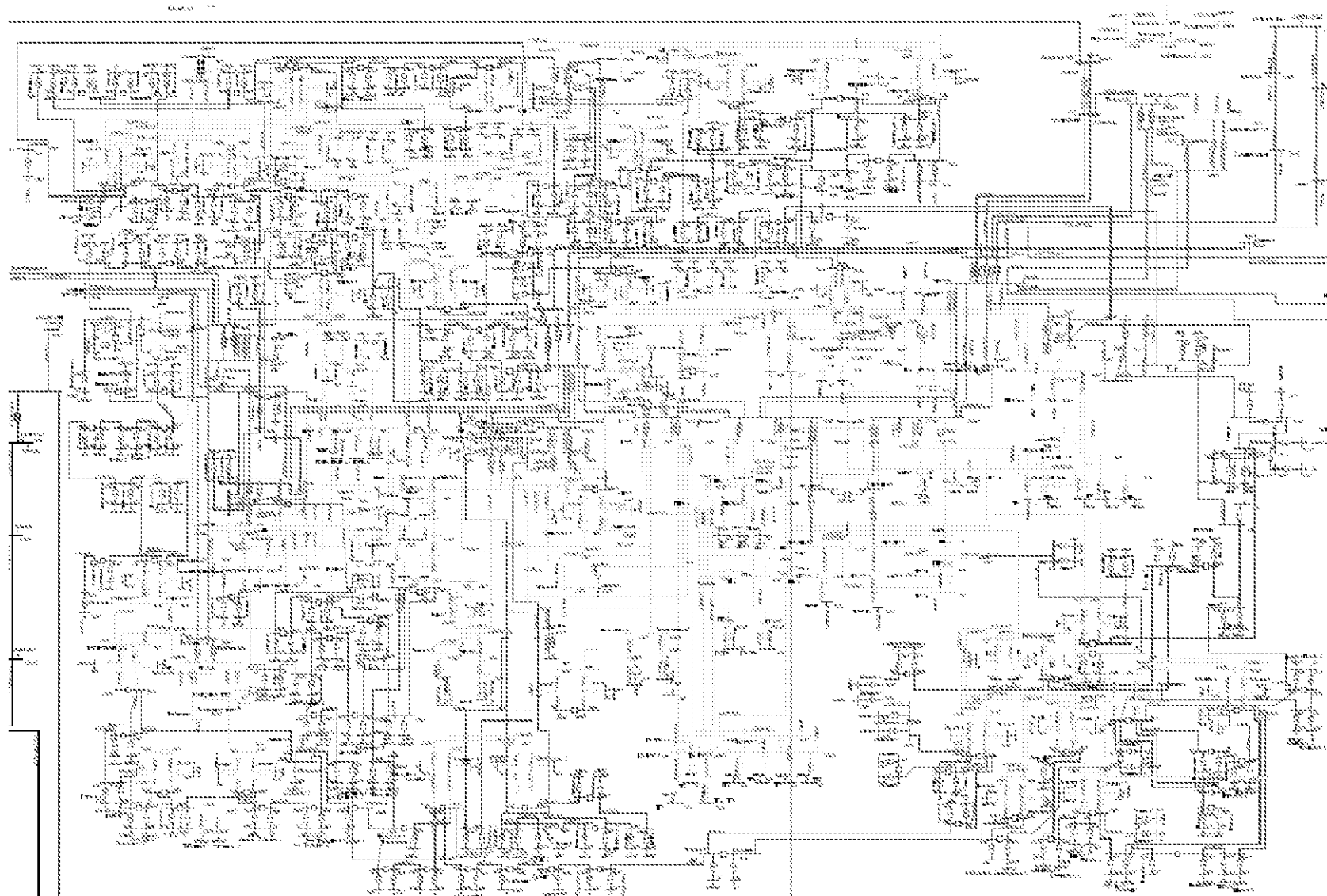


Рисунок 5. Потокораспределение в узловой схеме 2025 года. Нормальный режим.

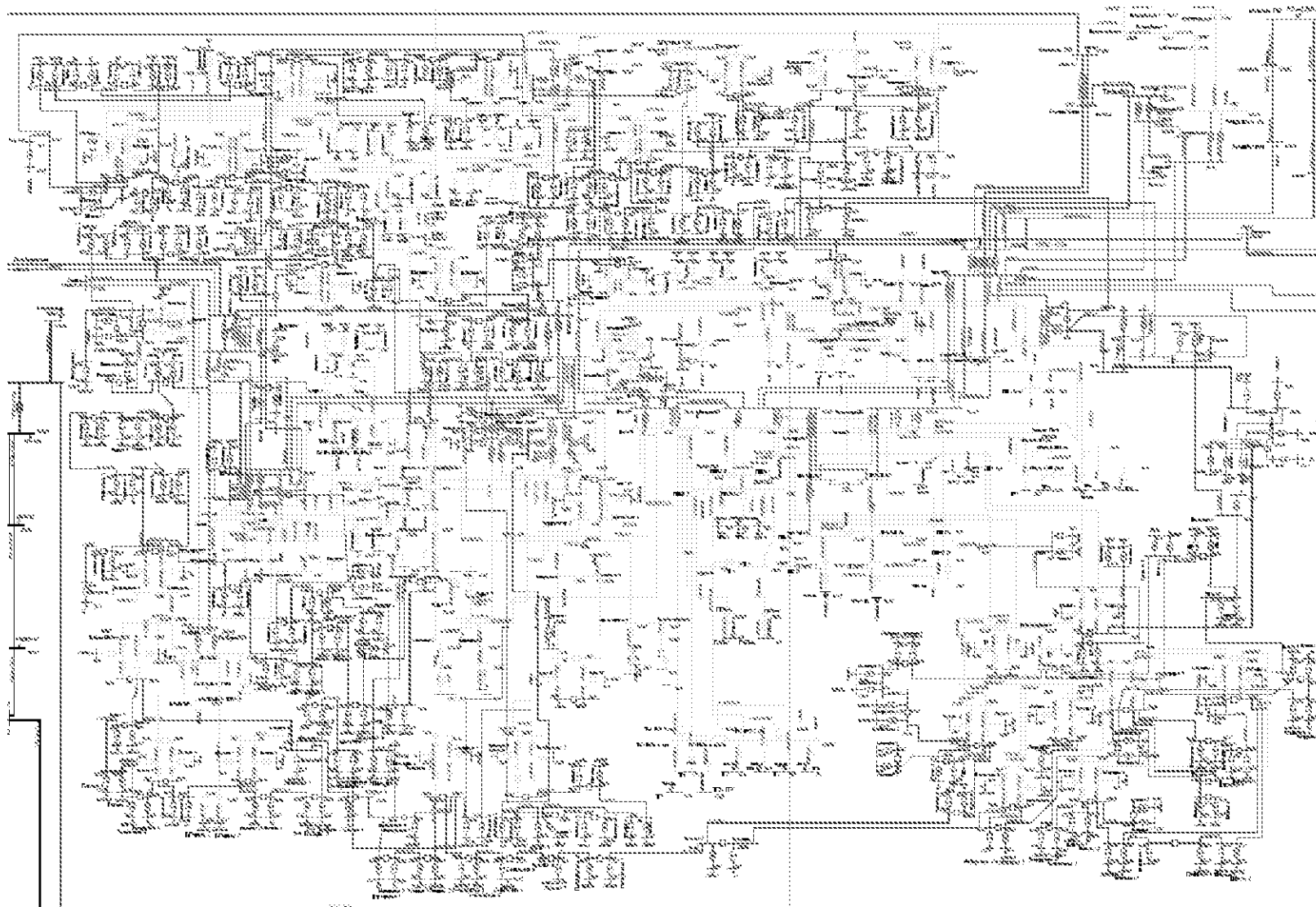


Рисунок 6. Детализация распределения в основной газопровод 2025 года. Горьковский регион.

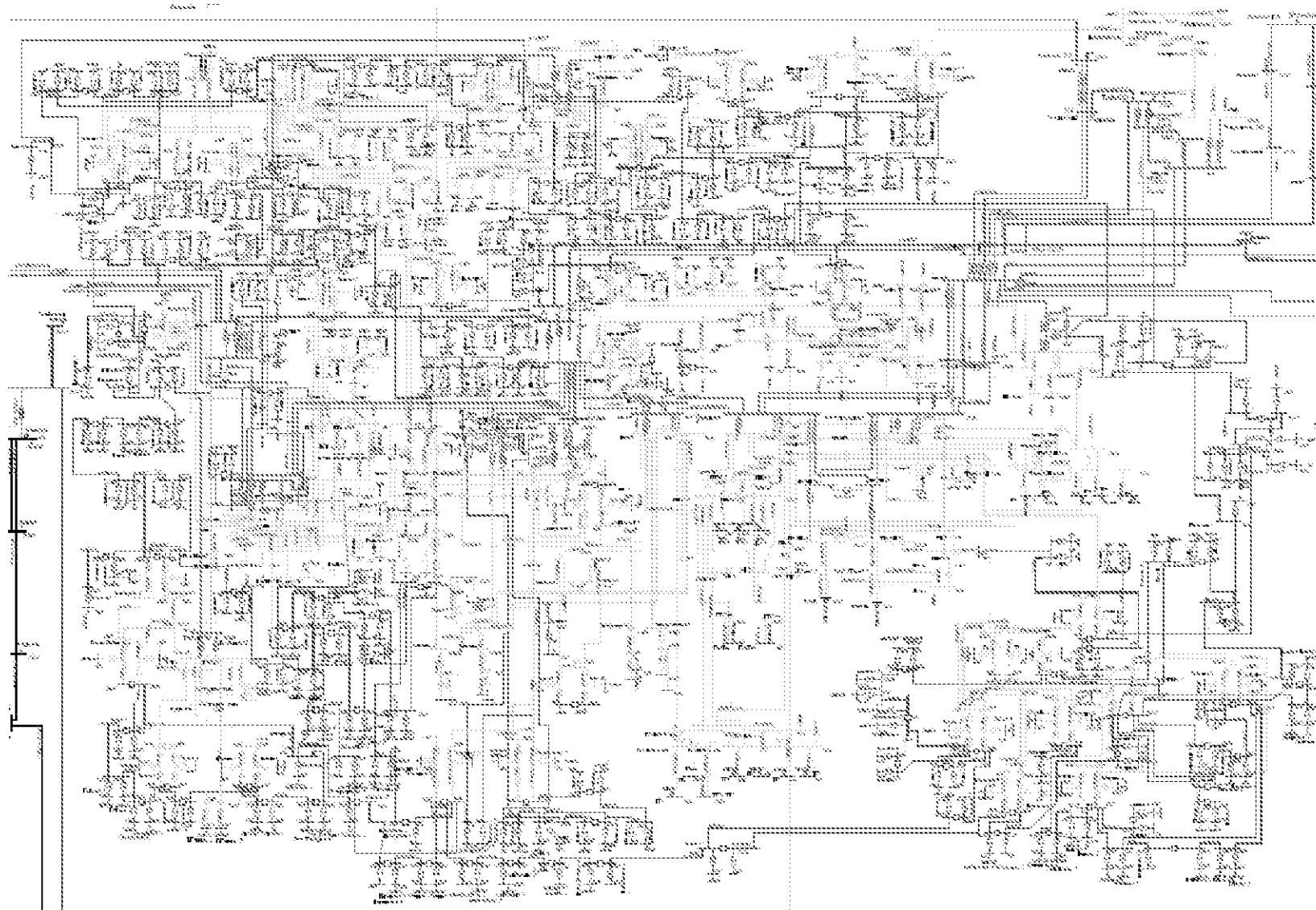


Рисунок 7. Планировочное распределение и сетка помещений 2025 года. Нормативный режим.

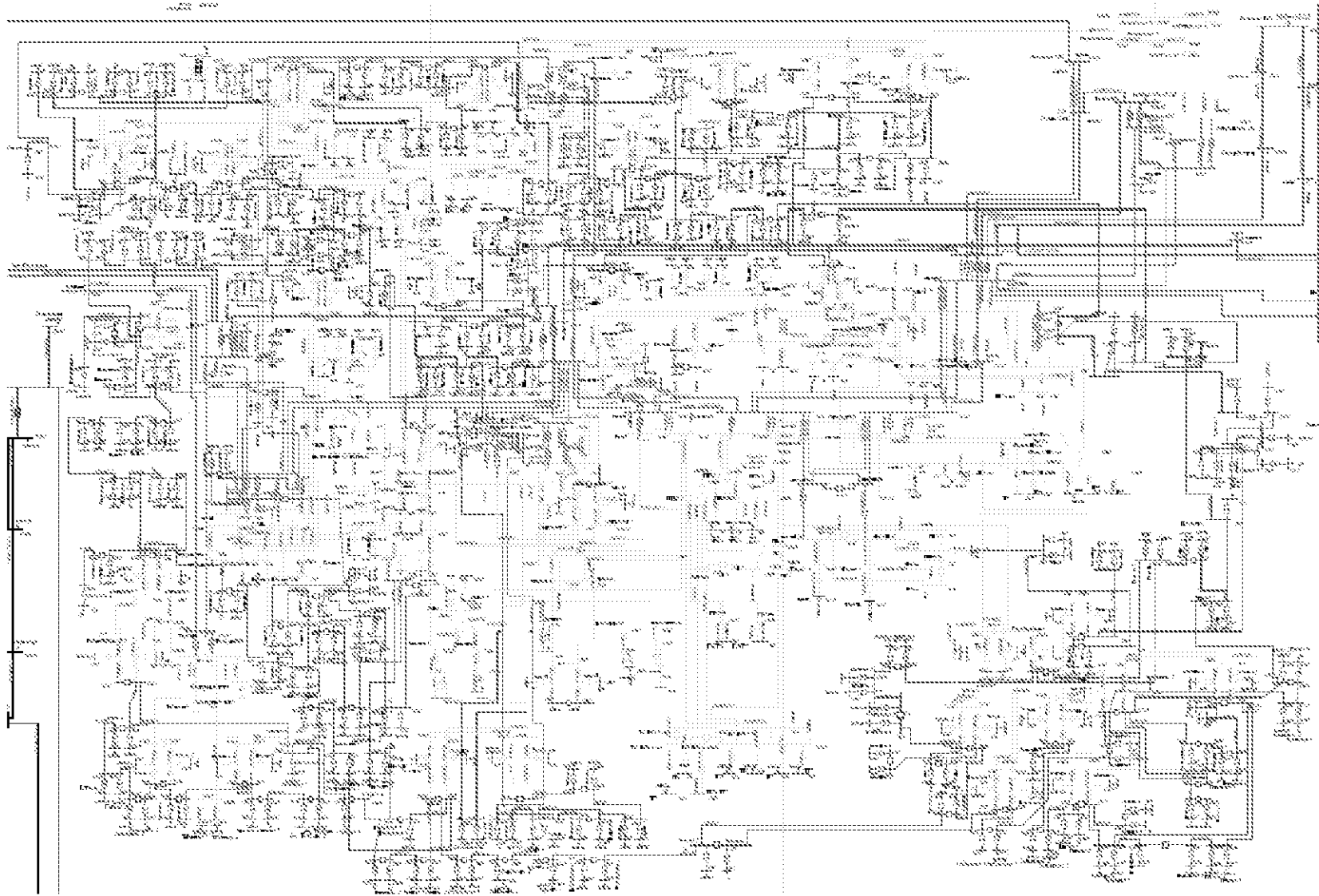


Рисунок 8. Подготовка распределения в легкой машине 2005 года. Нормальный разрез.

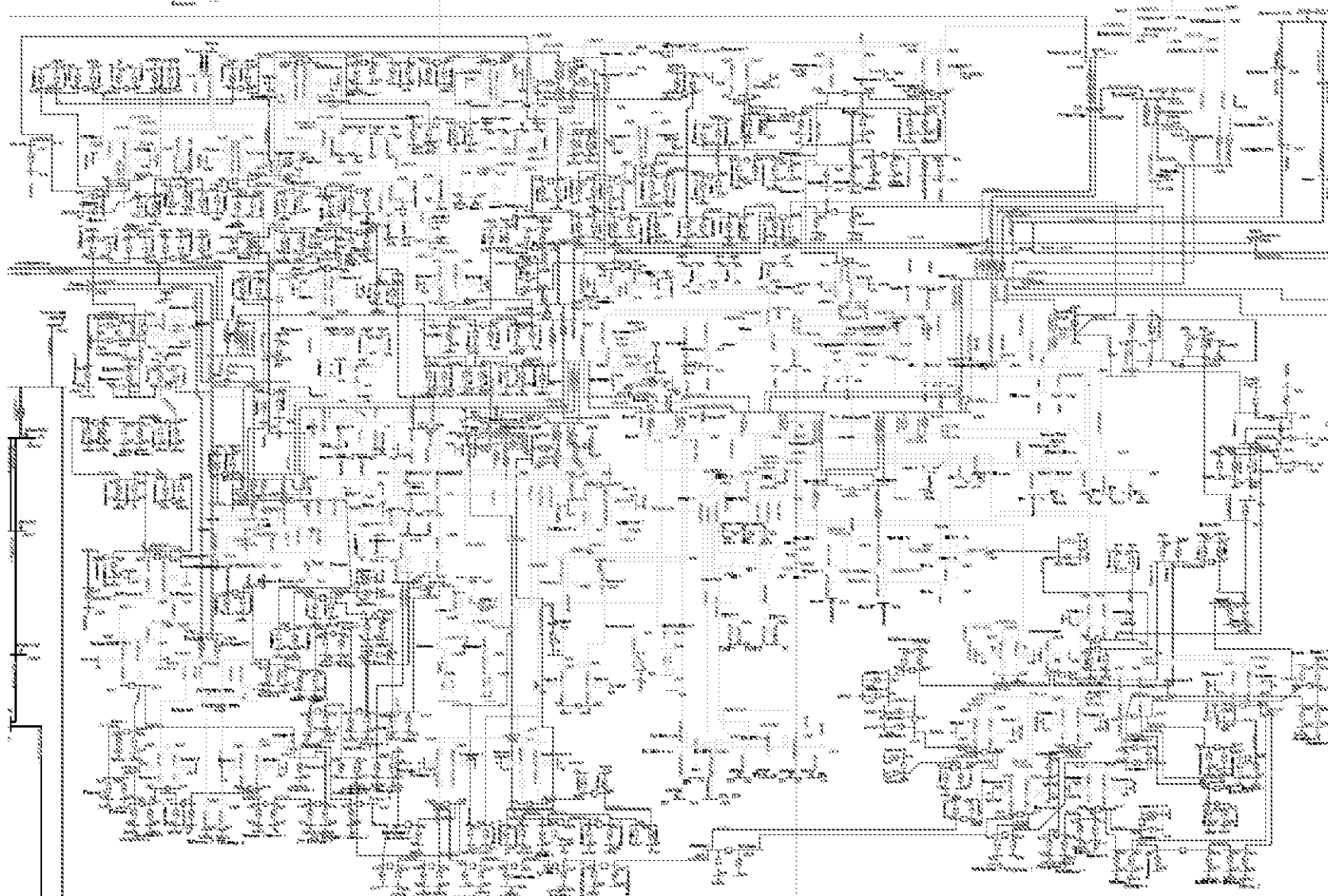


Рисунок 9. Режим летнего максимального нагрузки 2025 года. Отключенные ВЛ 110 кВ Дыбенко ТЭЦ-2 - Ситовка (Q) и в связи ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Провод (Левад) при сезонном отключении РП-2. Прямая линия ДЭП ВЛ 110кВ Чугун Левад (Провод)

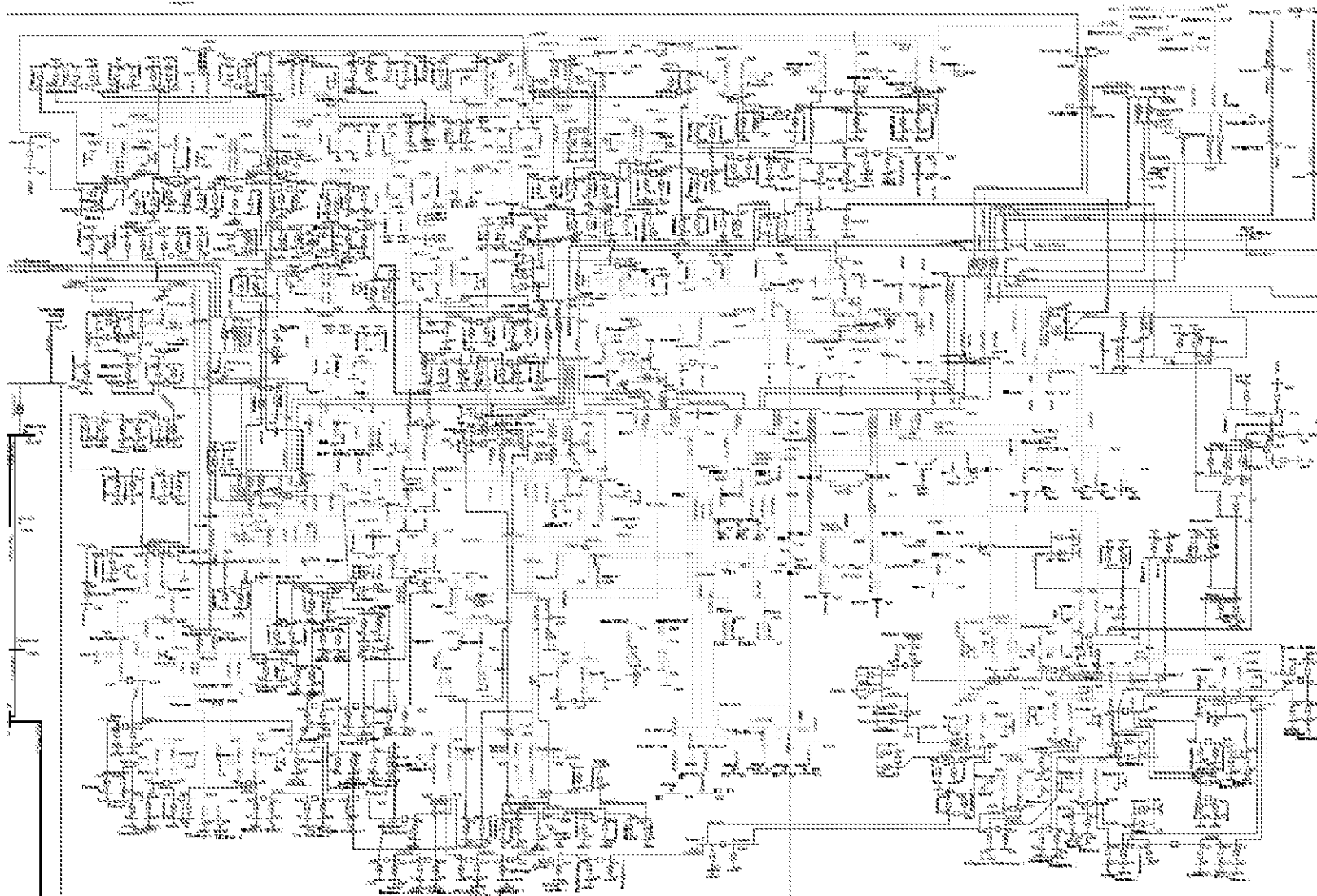


Рисунок 10 – Режим сетевого массового питания 2025 года. Отключение ВН 110 кВ Липинская ТЭЦ-2 - Стоянка 102) сеть в системе района ВН 110 кВ Чугун Левак (Прозла) при максимальной потребности ВН-2. Действие существующего АДПВ ВН 110 кВ Чугун Левак (Прозла) на ограничение нагрузки ПК 110 кВ Цементная, ПК 110 кВ Ситовка, ПК 110 кВ Добрая, ПК 110 кВ Приходьковская, ПК 110 кВ УНБ в объеме 50,27 МВА. Прямая линия ДПТН ВН 110кВ Чугун Левак (Прозла)

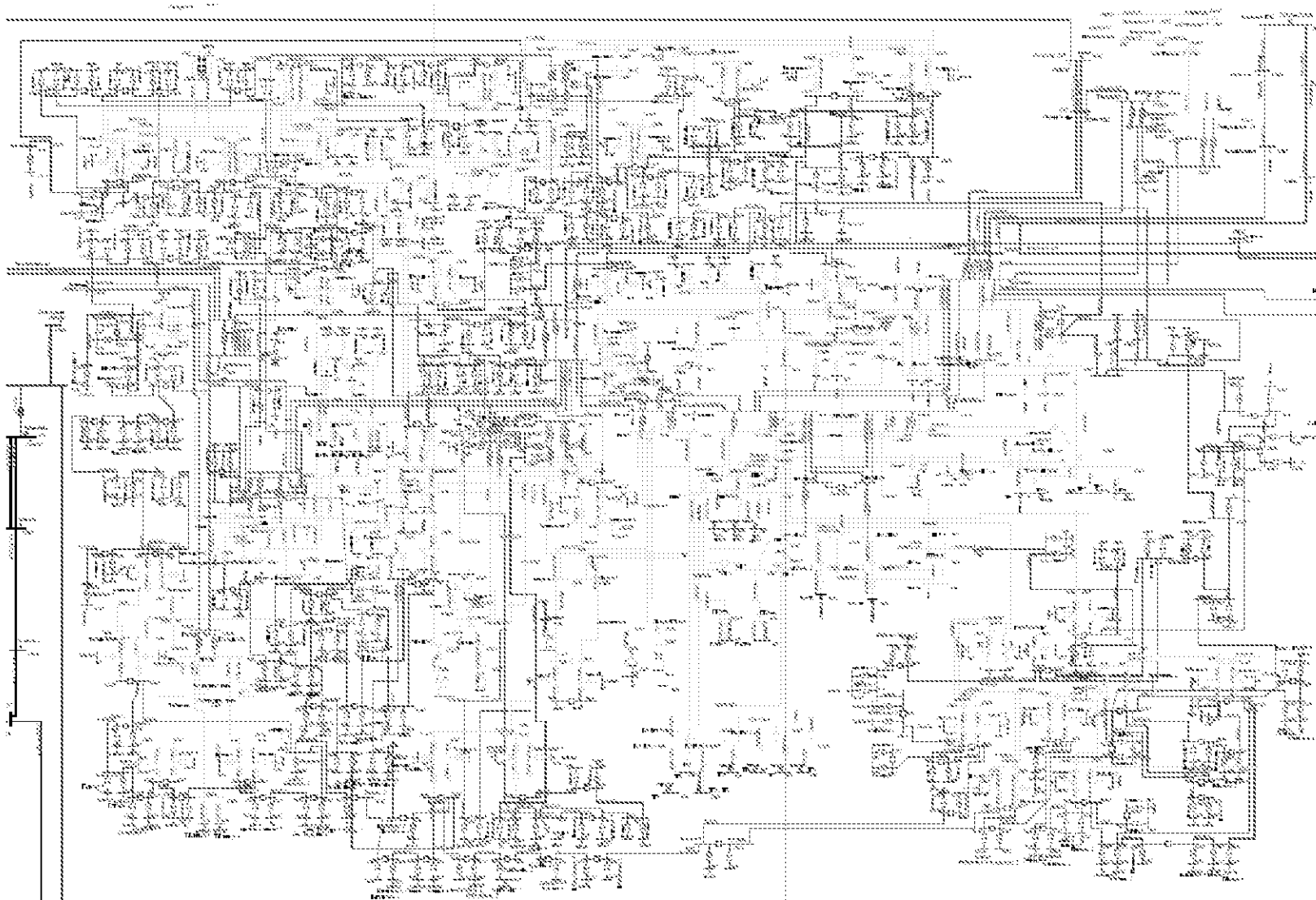


Рисунок 11 – Режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отстаивание ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовока 1С) цепь в режиме ВЛ 110 кВ Чугуи Липка (Пулва) при максимальной нагрузке РП-2. Действие существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугуи Липка (Пулва) на организационные нагрузки ПК 110 кВ Ементажа, ПК 110 кВ Ситовока, ПК 110 кВ Доброе, ПК 110 кВ Производственная, ПК 110 кВ ИКП в объеме 55 МВт. Выполнение Preventивное ограничение максимальной мощности Липецкой ТЭЦ-2 до 248 МВт. Параметры режима названы в области доступных значений.

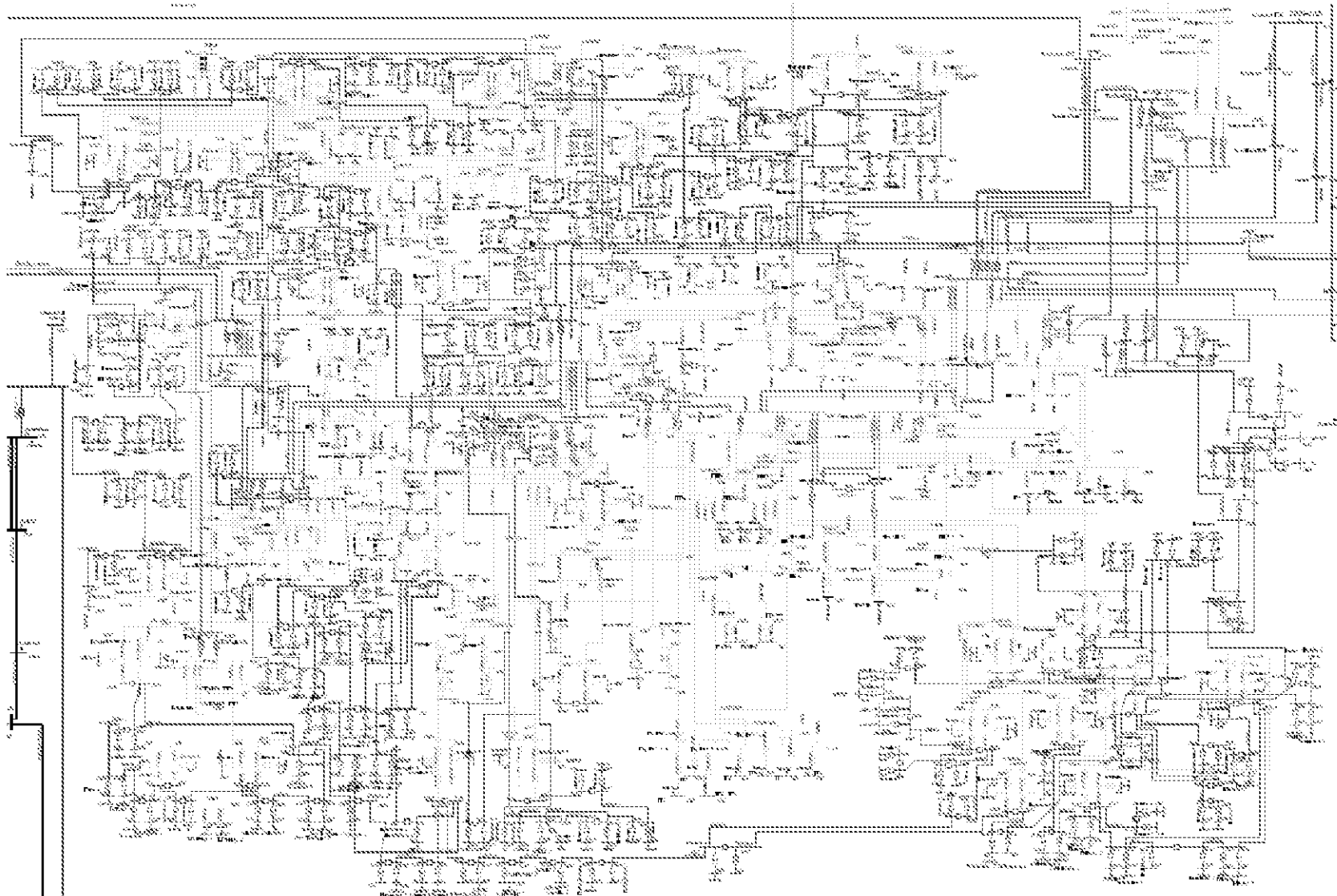


Рисунок 1.1 Режим летнего максимума нагрузки 2025 года. Аварийное отключение 2-х цепей ВЛ 110 кВ Чугун-Леза. Режим при минимальном потреблении РП-2. Параметры режима приводятся в области доступных значений.

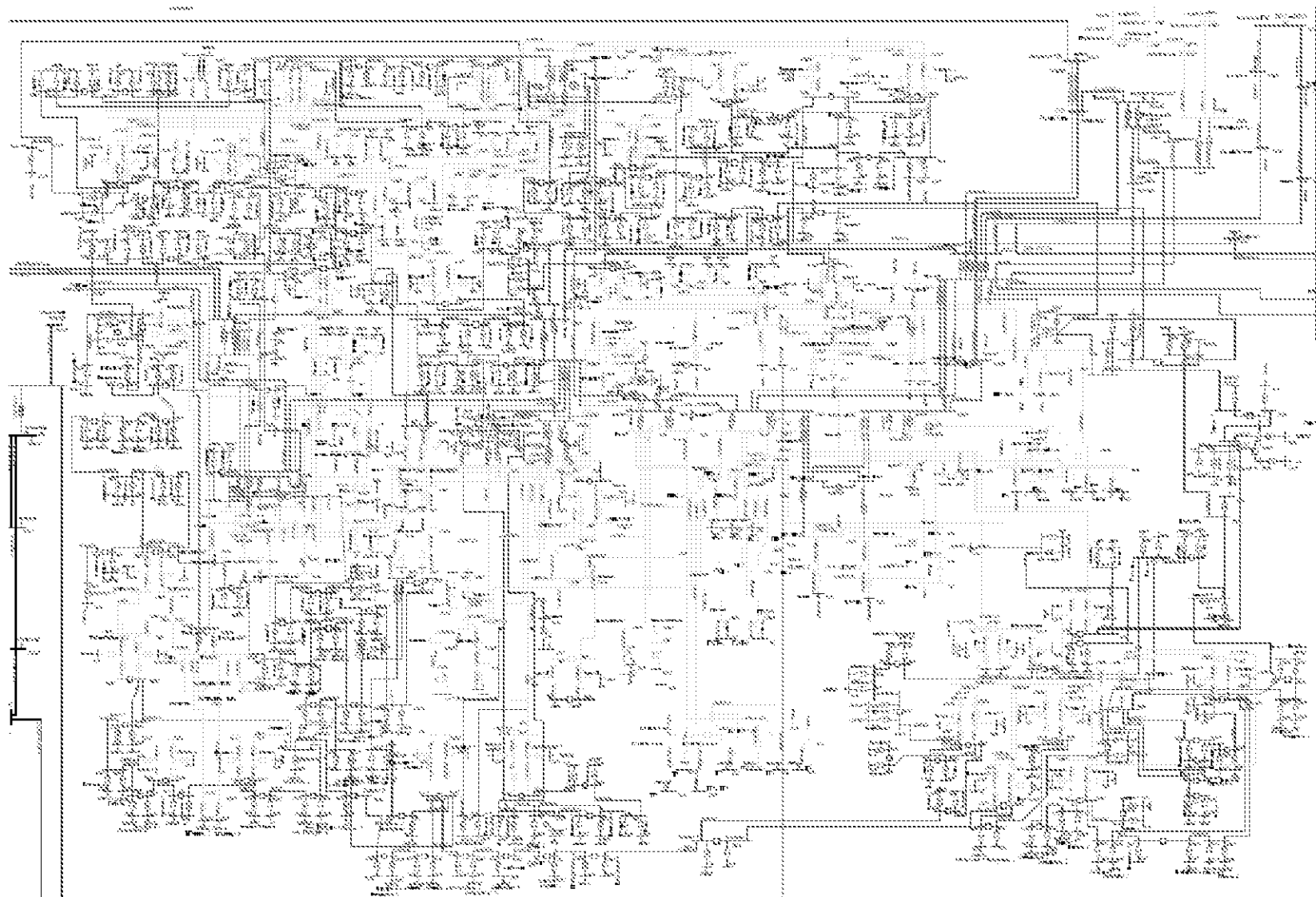


Рисунок 13 – Режим летнего максимального излучения 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Литовская ТЭЦ-2 - Сетка 1(2) под в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Проводовая Прага (Левая) при максимальной нагрузке РИ-2. Промышленные ДЭТН ВЛ 110 кВ Промышленная Левая (Проект).

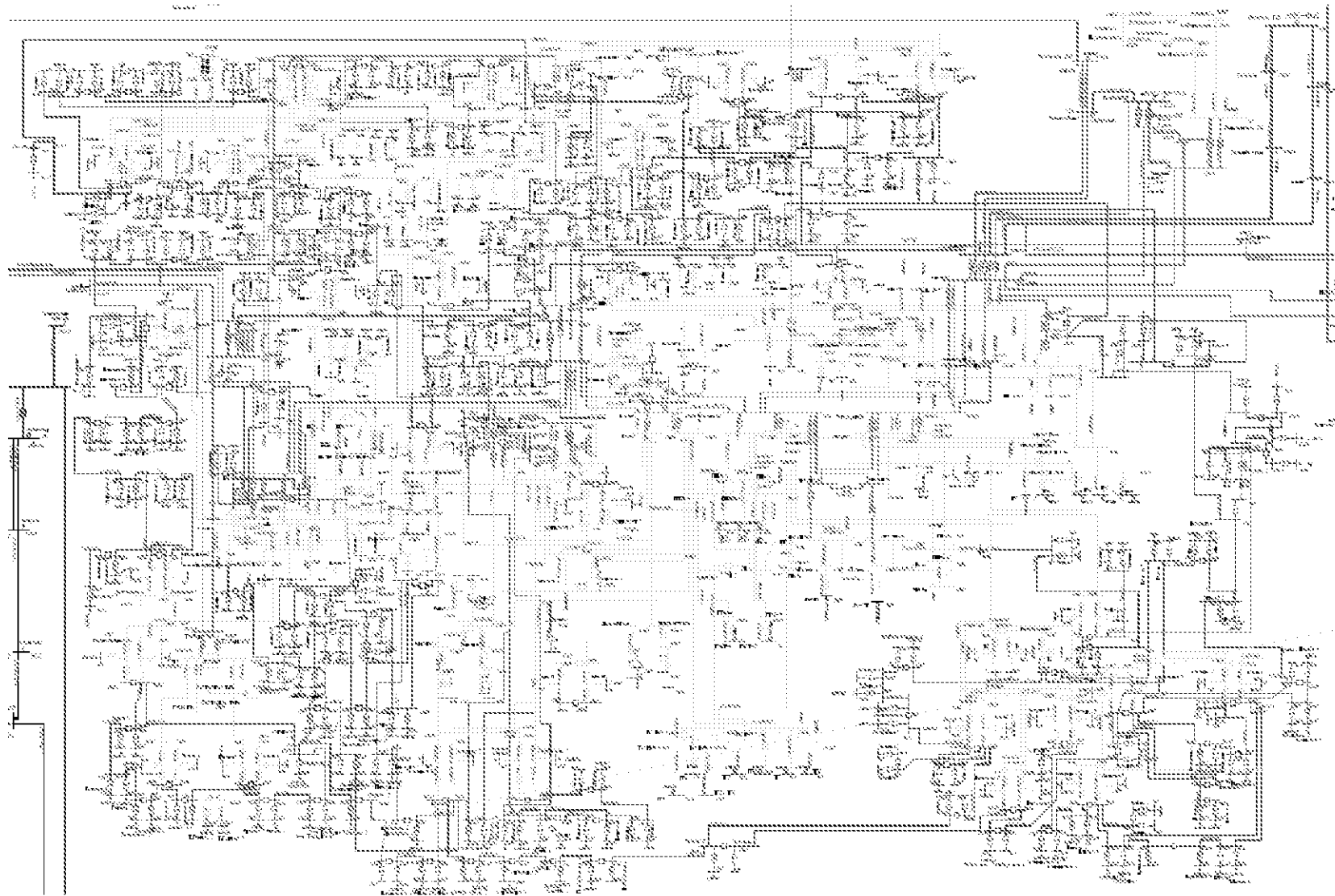


Рисунок 14 – Режим летнего максимального нагрузки 2025 года. Оптимизация ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-3 - Ситовка (ЛЦ); сеть в составе режима ВЛ 110 кВ Промышленная Провад (Левая) при максимальном потреблении РП-3. Предварительное размещение второй сети ВЛ 110кВ Промышленная. Параметры режимов находятся в области допустимых значений.

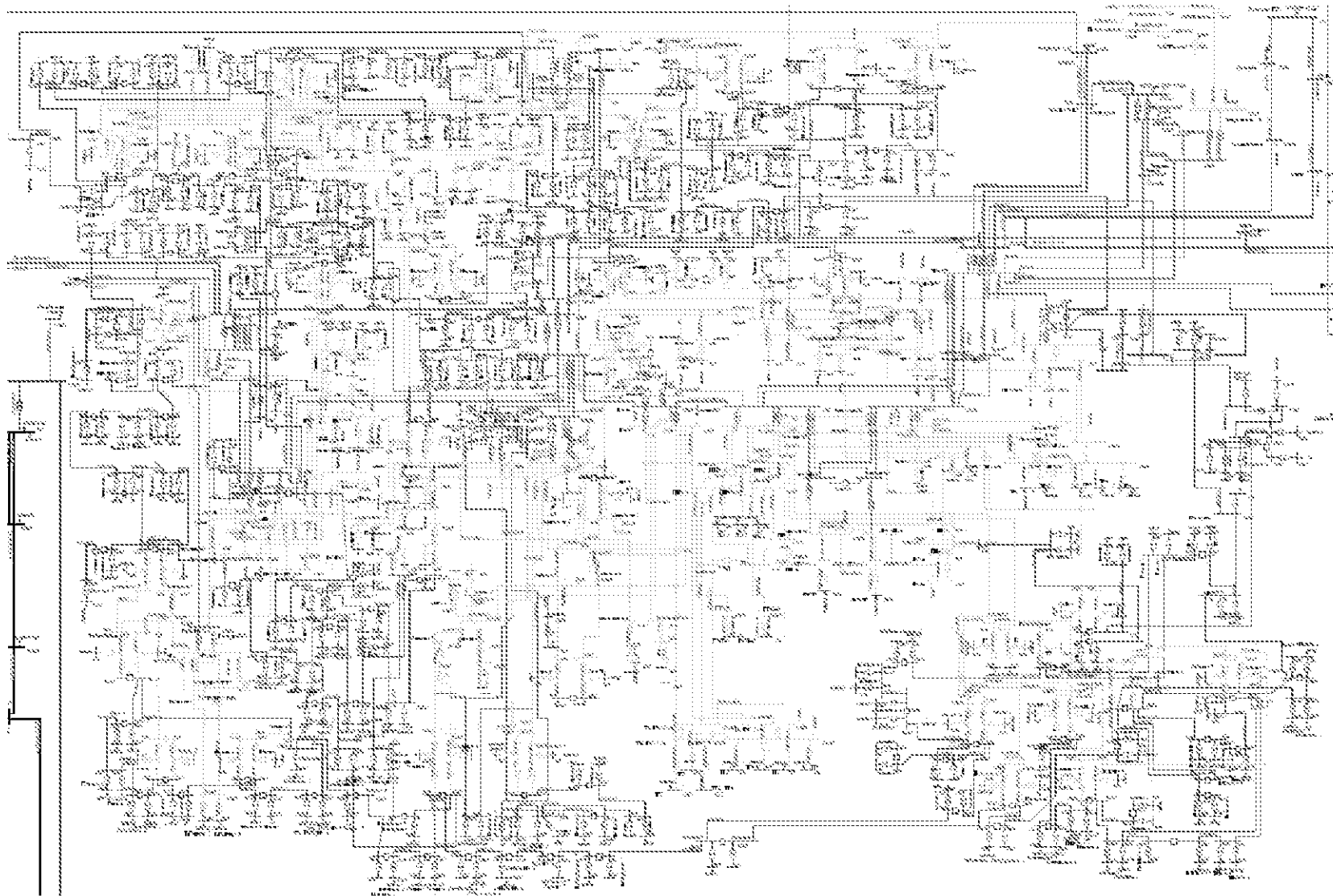


Рисунок 15 – Режим летнего максимума нагрузки 2020 года. Расчет ВЛ 110 кВ Производственная Провода (Левая), Промышленность ДЛТН ВЛ 110 кВ Промышленность (Левая) Провода

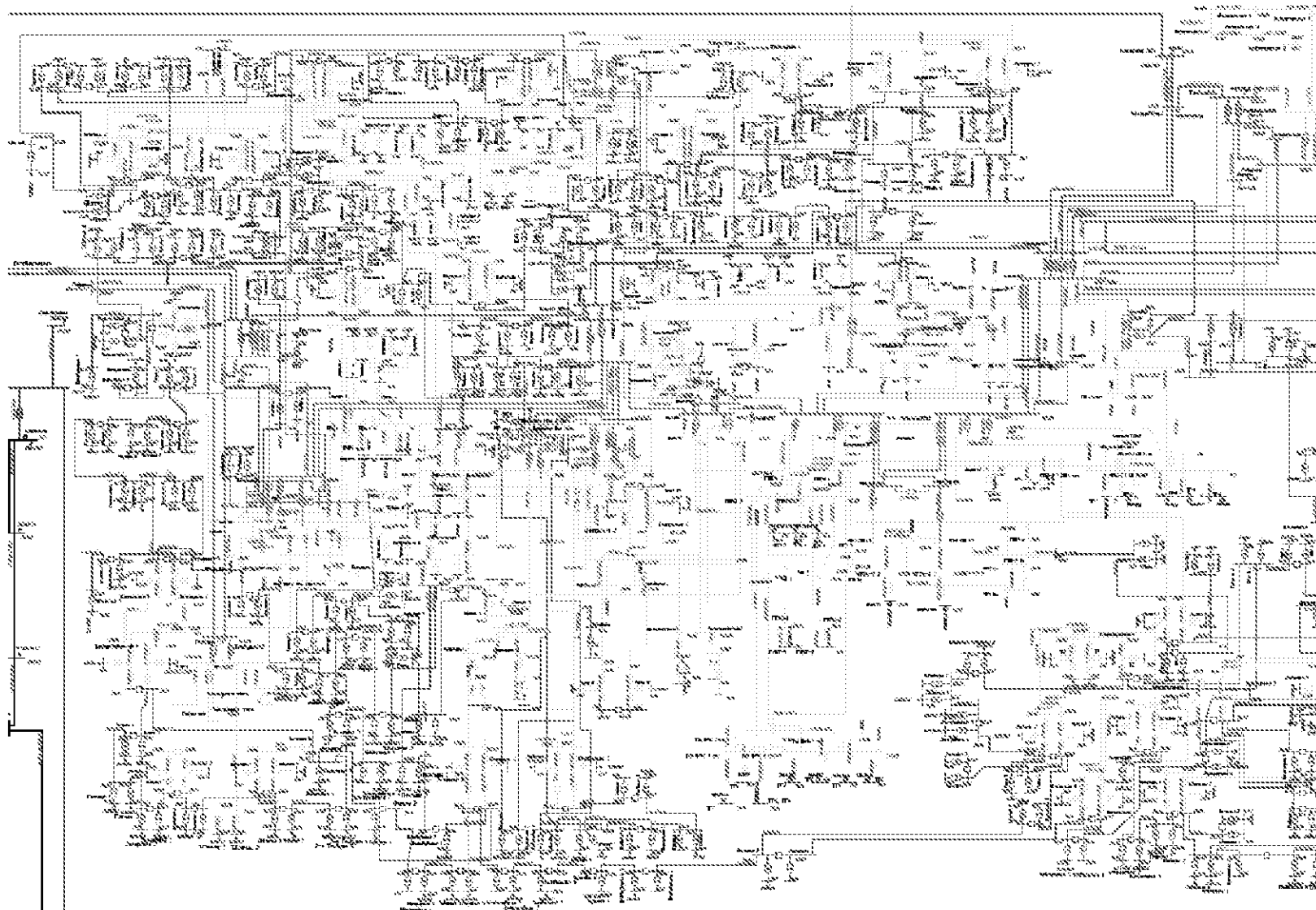


Рисунок 16 – Разрез теплого пола по плану 2025 года. Разметка ВЛ 110 и В Проволокостан Прямая (Левая), Прямые ДПП ВЛ 110 и В Проволокостан (Левая) Прямая. Прямые разрезание второй палки. Параметры разметки нанесены в области доступных значений.

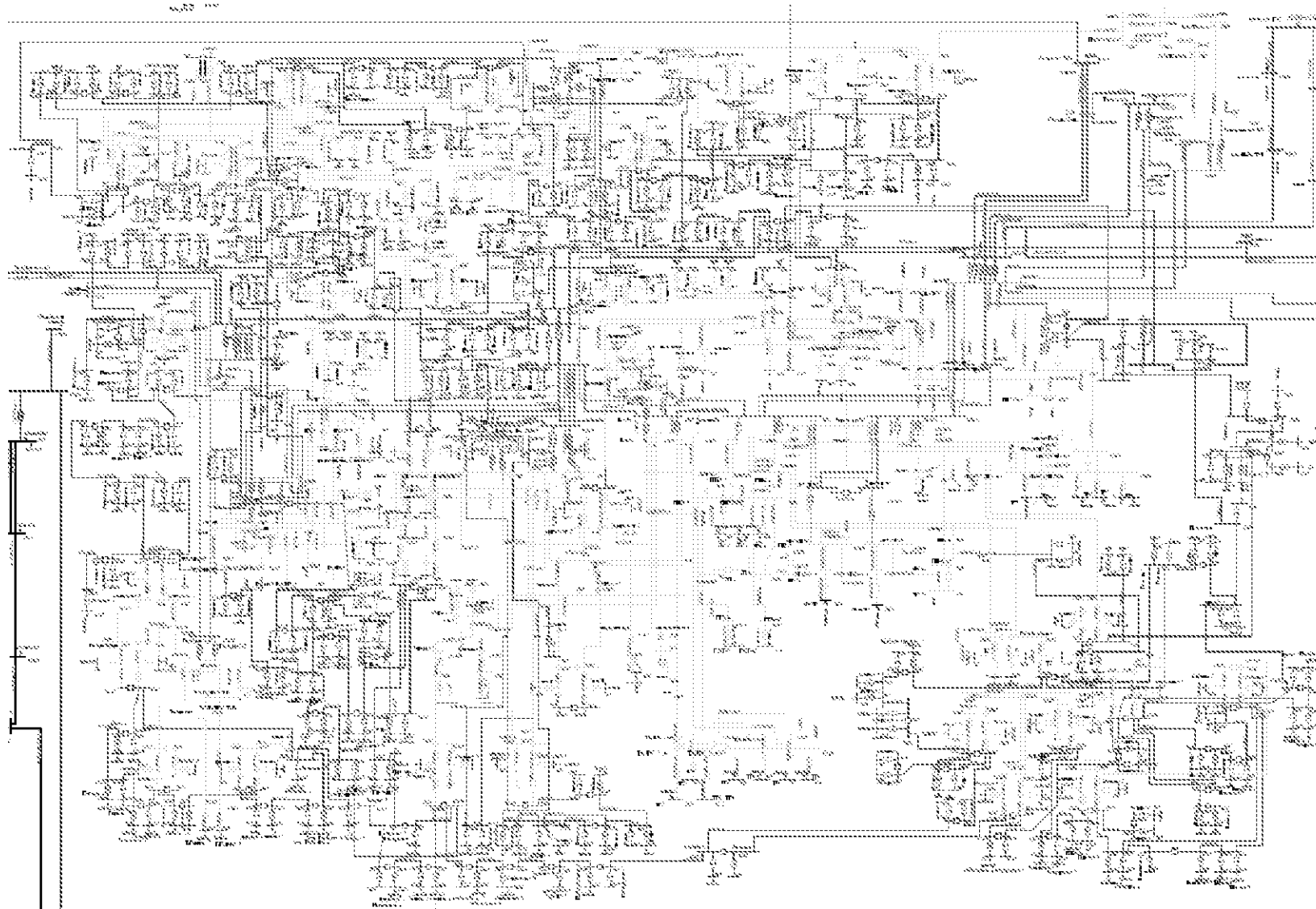


Рисунок 17 – Режим летнего максимума нагрузки 2025 года. Режим ВЛ 110 кВ Православная Провод (Левая) при минимальном потреблении РП-2. Препятствие ДЛТН ВЛ 110 кВ Православная (Левая) Провод

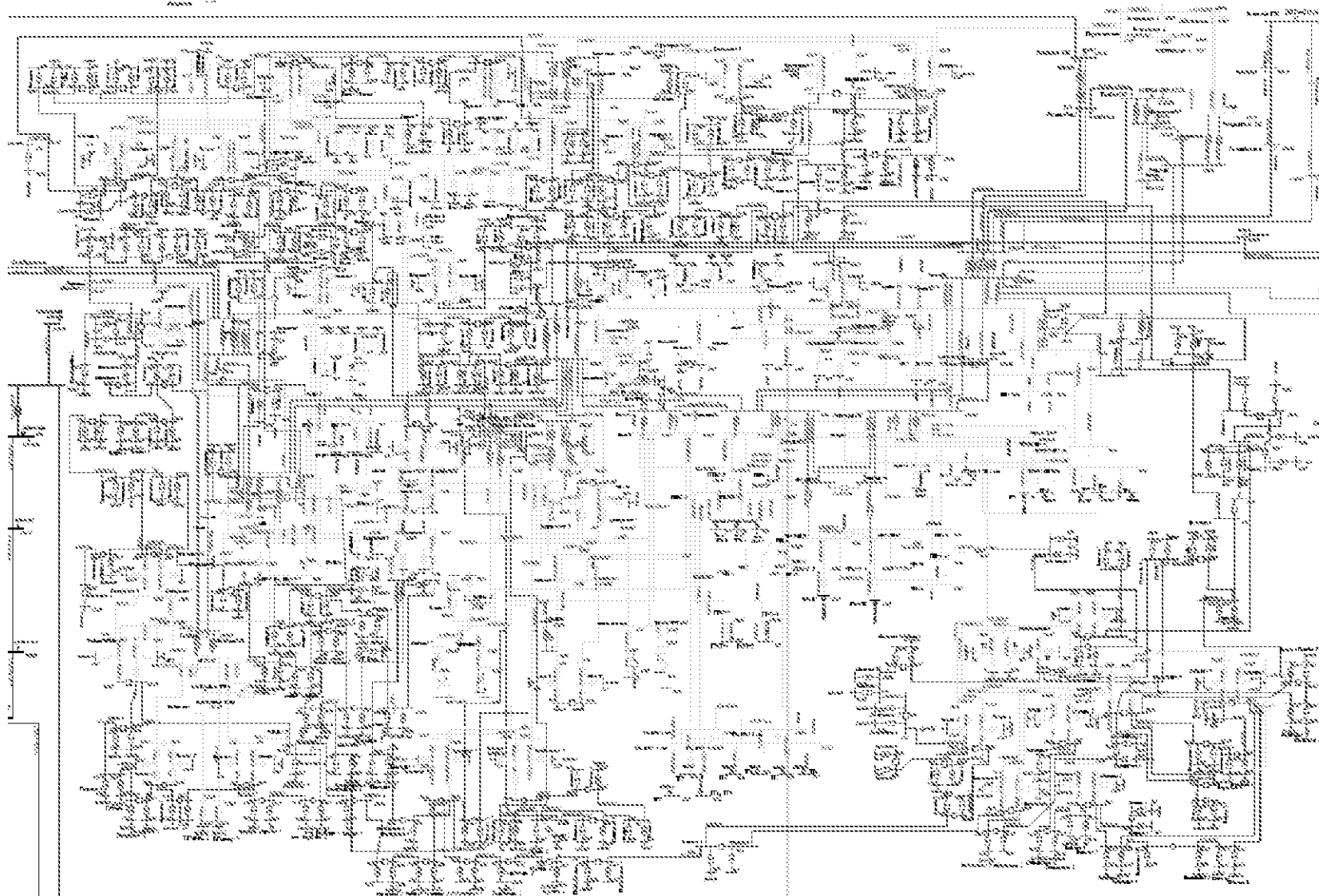


Рисунок 18. Режим летнего максимального нагрузки 2025 года. Режимы БЗ 110 аВ Приамурского Прованса (Левая) при максимальном потреблении РТУ-2. Превентивное обслуживание БЗ 110 аВ Приамурского Левая (Правая) со стороны ПС 110кВ Сигояма. Параметр режима задается в области доступных значений.

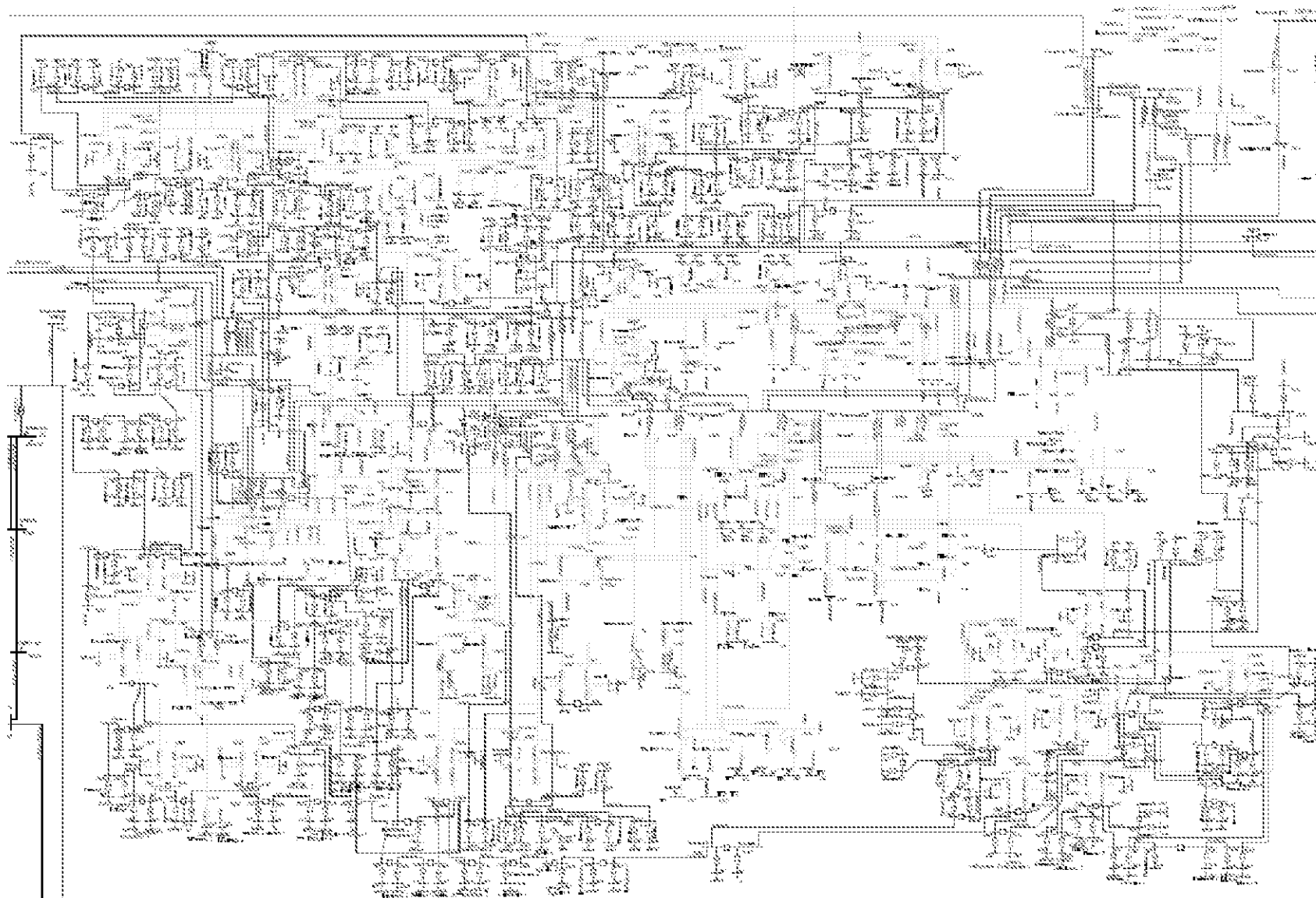


Рисунок 19 – Режимы значней максимальной нагрузки 2025 года. Режимы ВЛ 110 кВ Приволжская Провода (Псков). Параметры режимов показаны в области доступных значений.

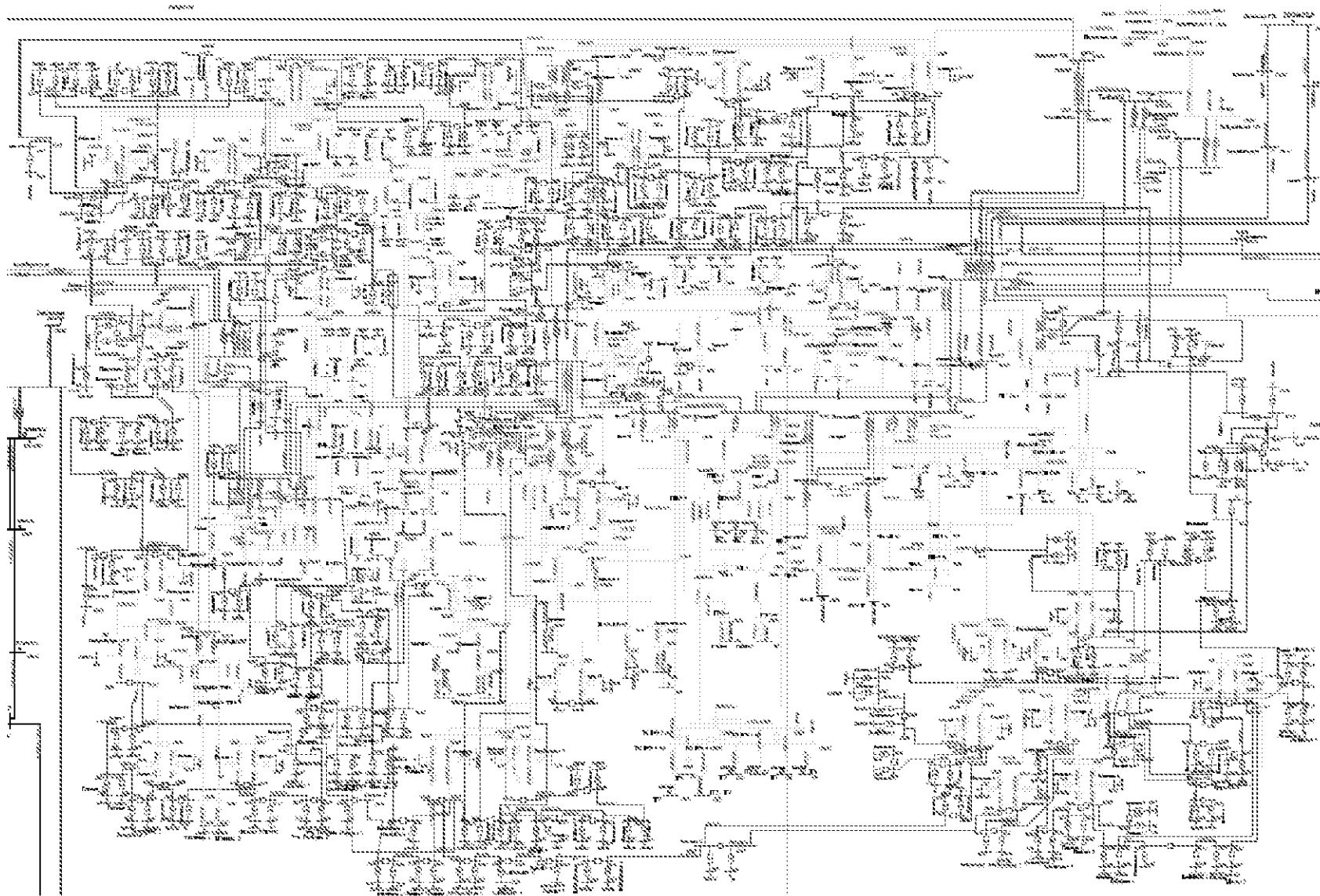


Рисунок 21 - Различия уровней максимальных нагрузок 1925 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Приказовская-Пуроза (Левая), при минимальном потреблении ПБ-2. Проектирование ДЛПН ВЛ 110 кВ Приказовская (Левая) Правая.

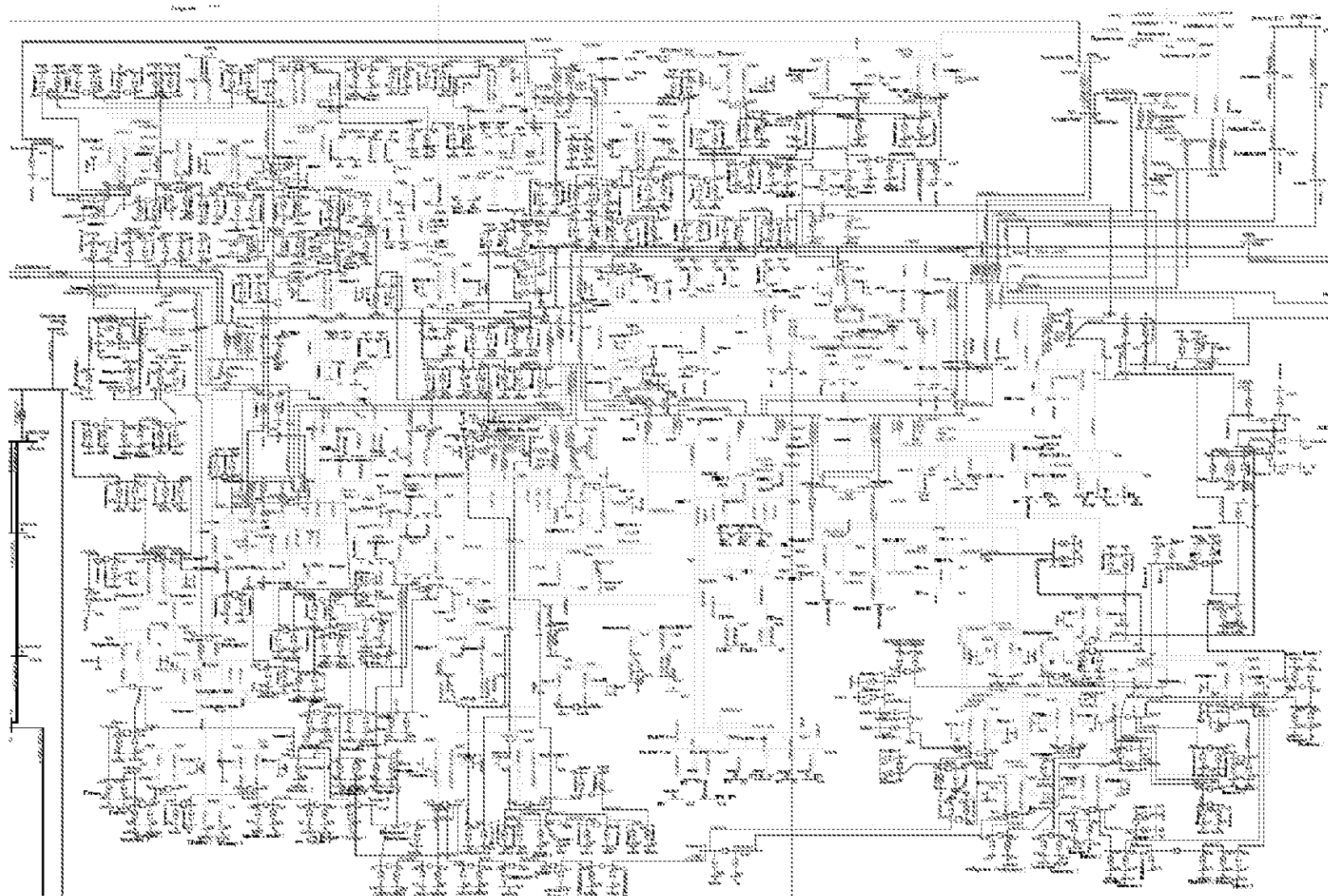


Рисунок 22 – Режимы работы электросети нагрузкой 2025 года. Режимы ВЛ 110 кВ Производственная Провода (Левая), Производственное управление ВЛ 110 кВ Пухово-Лоханка Левая (Правая) со стороны ПС 110кВ Сосновка. Параметры режимов вводятся в области доступных значений.

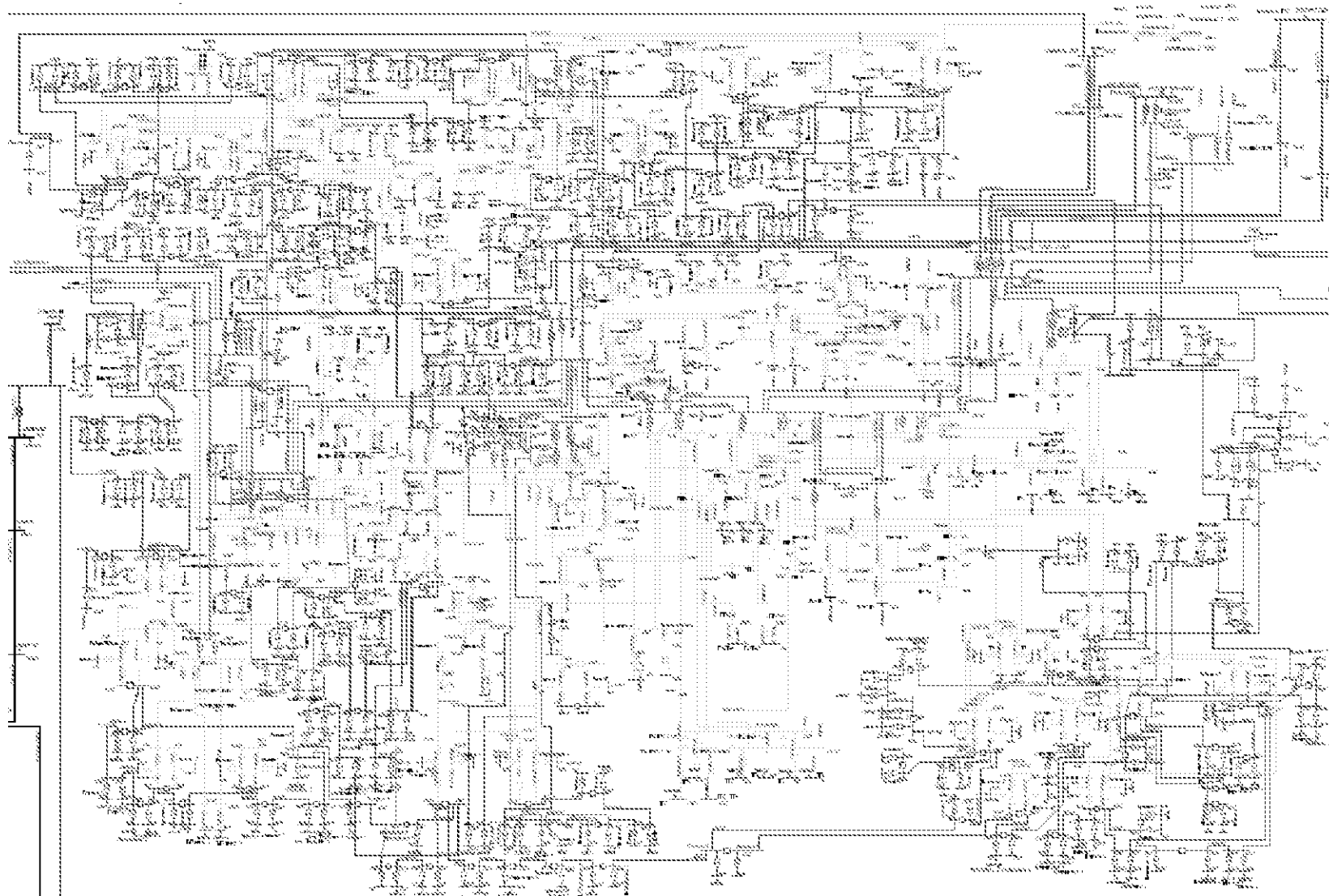


Рисунок 23 – Режим пикового максимума нагрузок 2025 года. Показательное потребление РП-2. Отключенные ВЛ 110 кВ ВЛ 110кВ Чугун Царовка в схеме резерва ВЛ 110 кВ ВЛ 110кВ Чугун Звезда. Показатель режима находится в области допустимых значений.

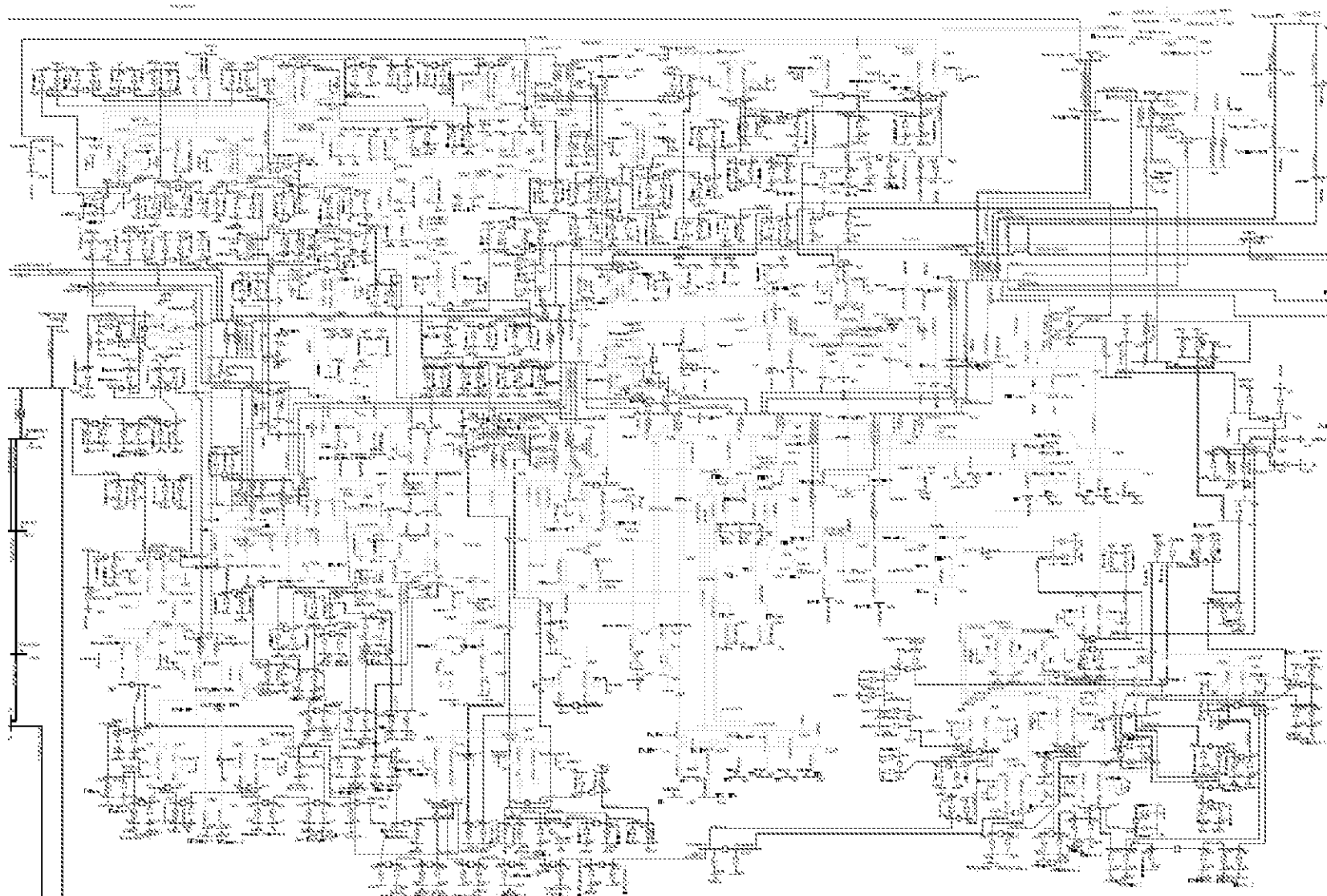


Рисунок 24 – Режим теплого максимального нагрузки 2025 года. Аварийные отключения БЛ 110 кВ Приволжская Лезва (БЛ 110 кВ Приволжская Бурава) в связи ремонта БЛ 110 кВ Чугун Лезва (БЛ 110 кВ Чугун Прония), Прямые ДЛН БЛ 110 кВ Приволжская Превая (Лезва).

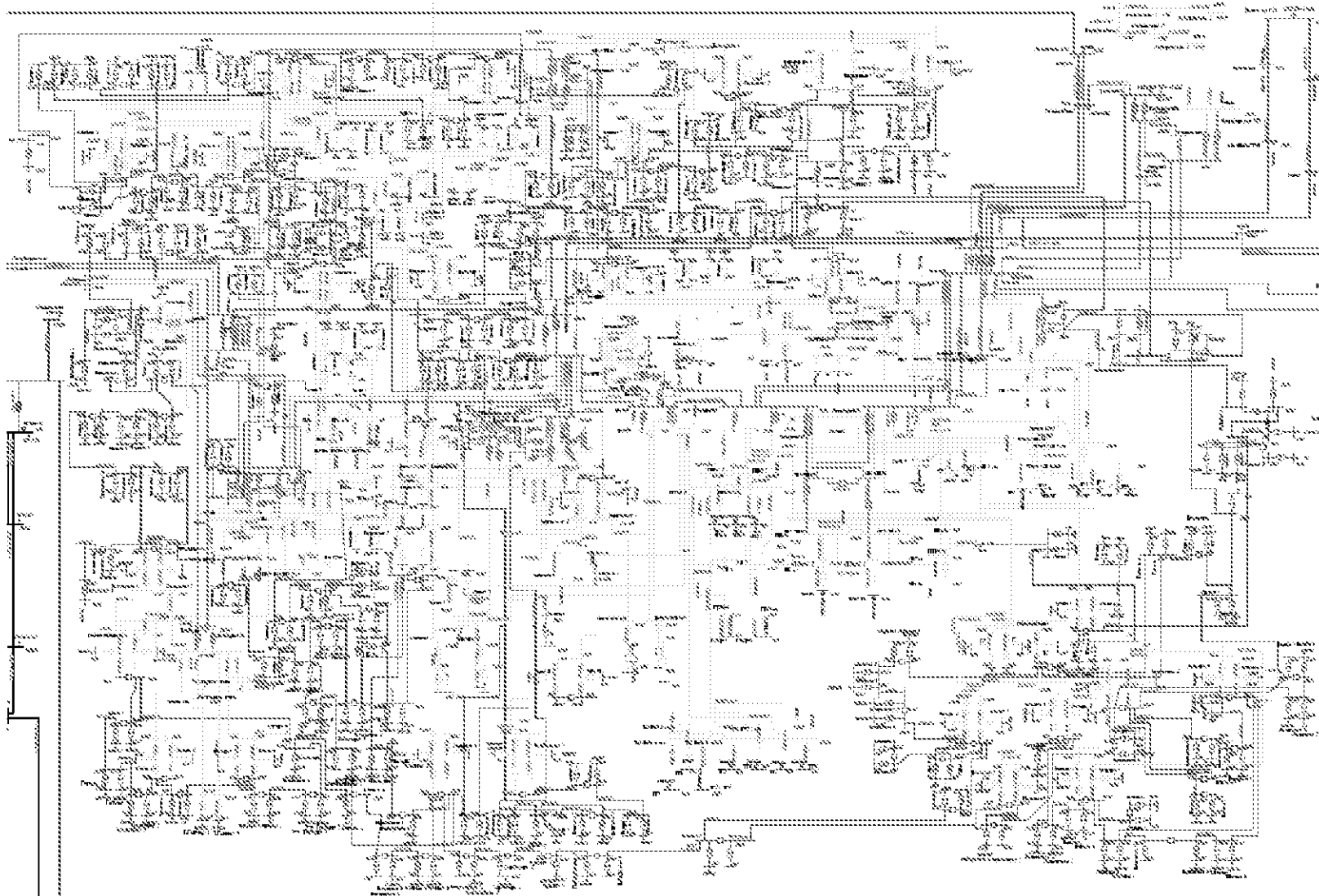


Рисунок 25 – Режим летнего максимума нагрузок 2015 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левад (ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левад (ВЛ 110 кВ Чугун Правая). Предельное отключение ВЛ 110кВ Привокзальная Правая (Левад) или работы рекомендуемой АОПВ ВЛ 110 кВ Привокзальная Левад (Правая) на отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левад (Правая) со стороны ПС 110кВ Сигма. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

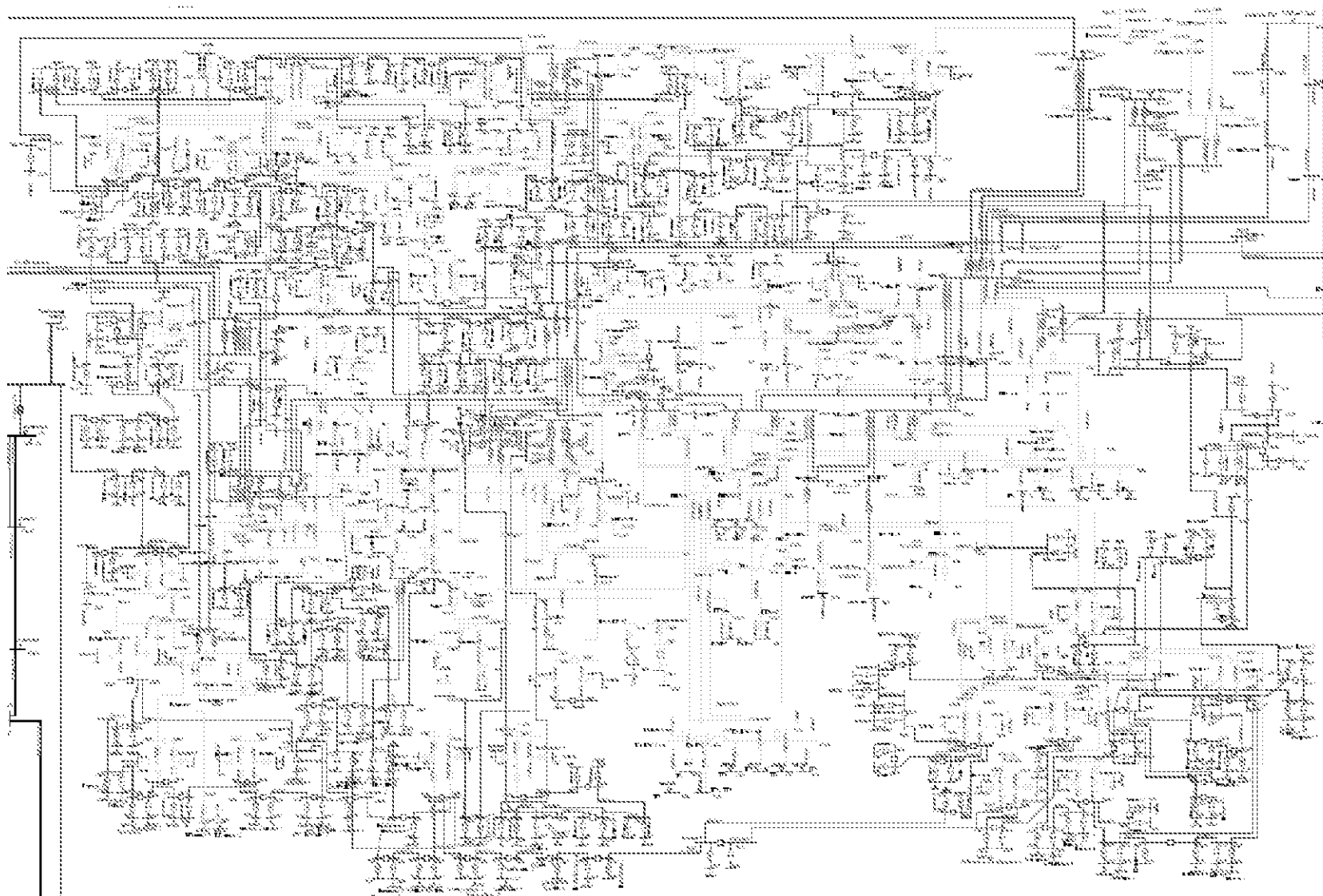


Рисунок 25 – Режим летнего максимального нагрузок 2015 года. Максимальное потребление ПС 110 кВ РП-1. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Пригородная Леза (ВЛ 110 кВ Пригородная Правая) в случае ремонта ВЛ 110 кВ Чурум Леза (ВЛ 110 кВ Чурум Правая). Промышленке ДДН ВЛ 110 кВ Пригородная Правая (Леза);

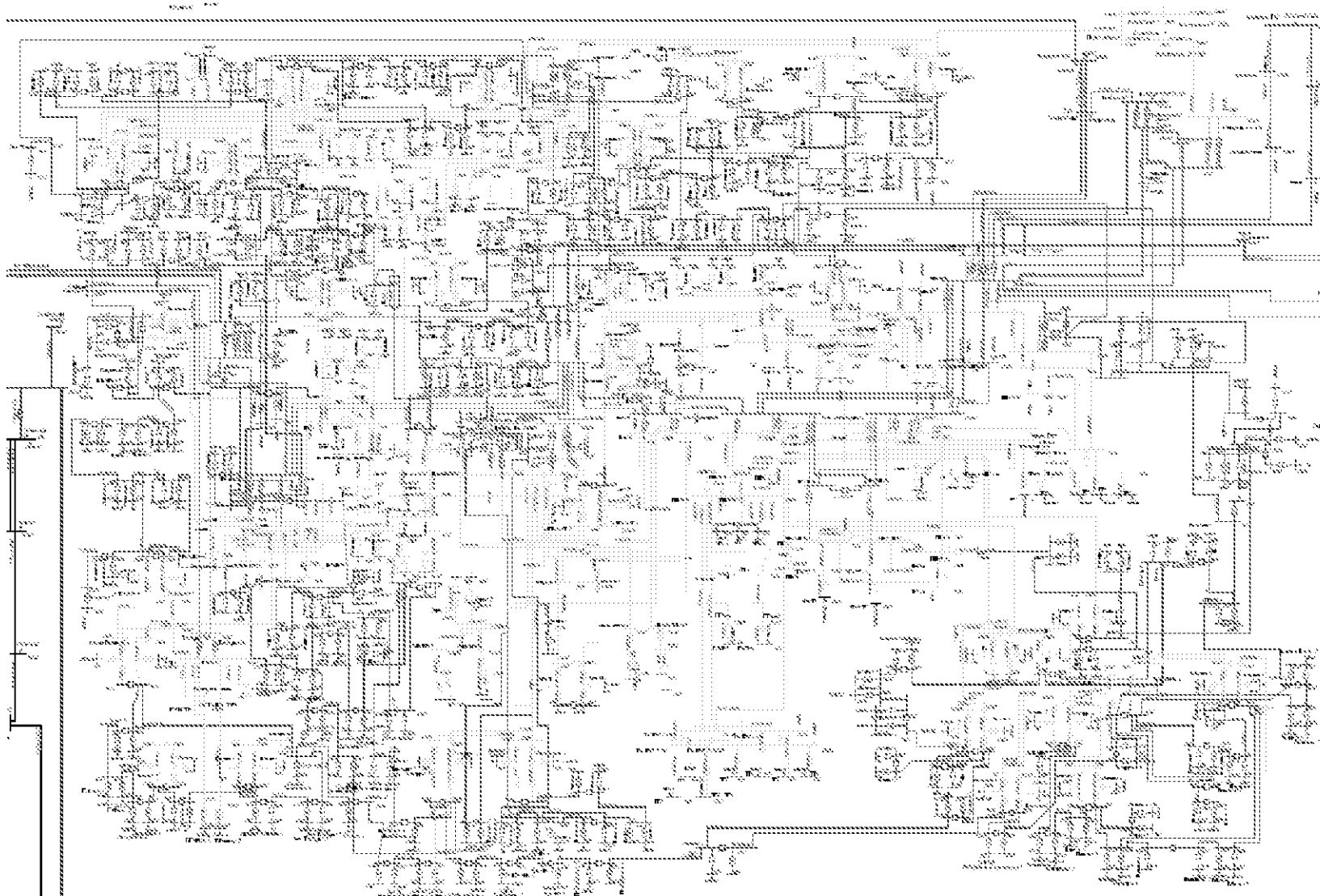


Рисунок 37 – Режим летнего максимума нагрузки 2025 года. Минимальное потребление ПС 110 кВ РЛ-1. Аварийные отключения ВЛ 110 кВ Пригольшанка Лязан (ВЛ 110 кВ Пригольшанка Прован), в случае ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Лязан (ВЛ 110 кВ Чугун Прован), Проектные отключения ВЛ 110кВ Пуршокшанка Прован (Лязан) или действия ремонтной бригады АО ПСО ВЛ 110 кВ Пригольшанка Лязан (Прован) из отключения ВЛ 110 кВ Пригольшанка Лязан (Прован) со стороны ПС 110кВ Сатояк. Параметры режима ждятся в области допустимых значений.

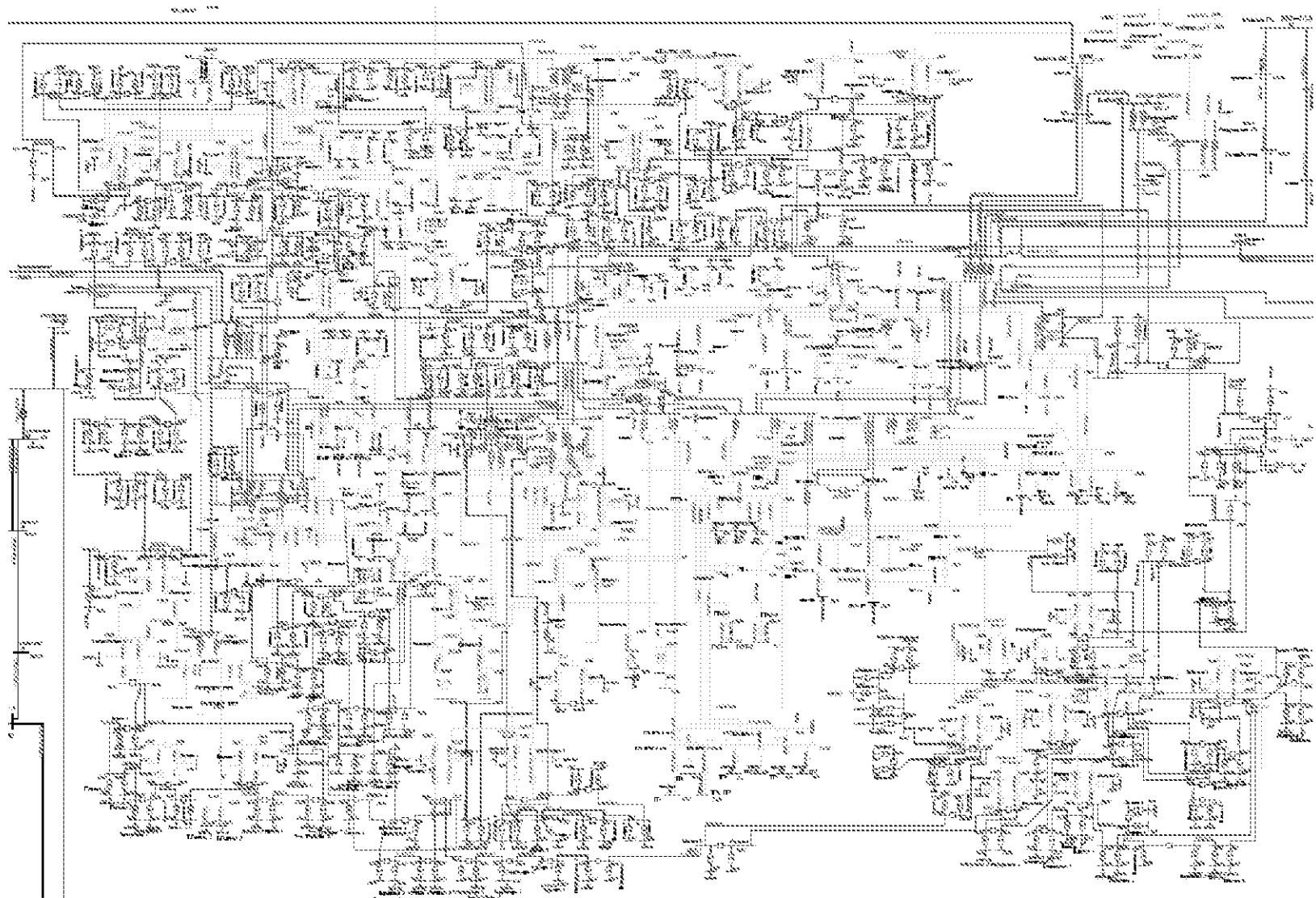


Рисунок 28 - Режим летнего максимума нагрузок 1925 года. Аварийные отключения дуговой ДЭВ ВЭ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-1 - Сетевая I сеть, ВЭ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-1 - Сетевая II сеть, в шортановой схеме. Пределометры ДЭТН ВЭ 110 кВ Чулуя Бранок (Белая)

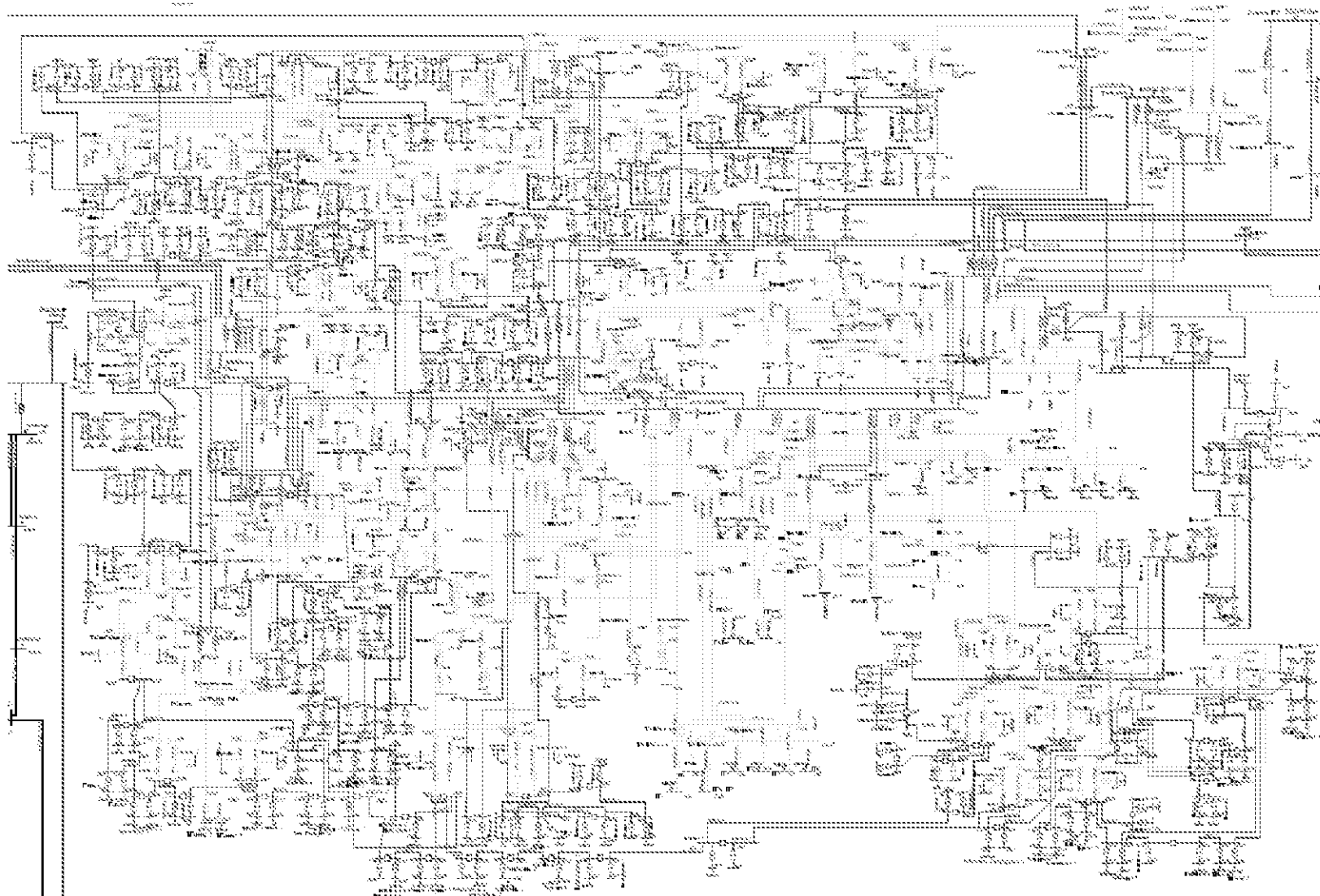


Рисунок 29 – Режим летнего межсезонья нагрузок 2025 года. Аварийное отключение двухконтурной ЛЭП ВЛ 110 кВ Елизавета ТРЭ-3 – Сетька I часть, ВЛ 110 кВ Елизавета ТРЭ-2 – Сетька II часть в нормальном режиме. Действие существующей АОРС ВЛ 110 кВ Чудов Лезаэ (Привал) на окружающую нагрузку ПС 110 кВ Цюментна, ПС 110 кВ Сатовак, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Приваложаньон, ПС 110 кВ ЕПЗ в объеме 53,37 МВт. Подземный режим находится в области допустимых значений

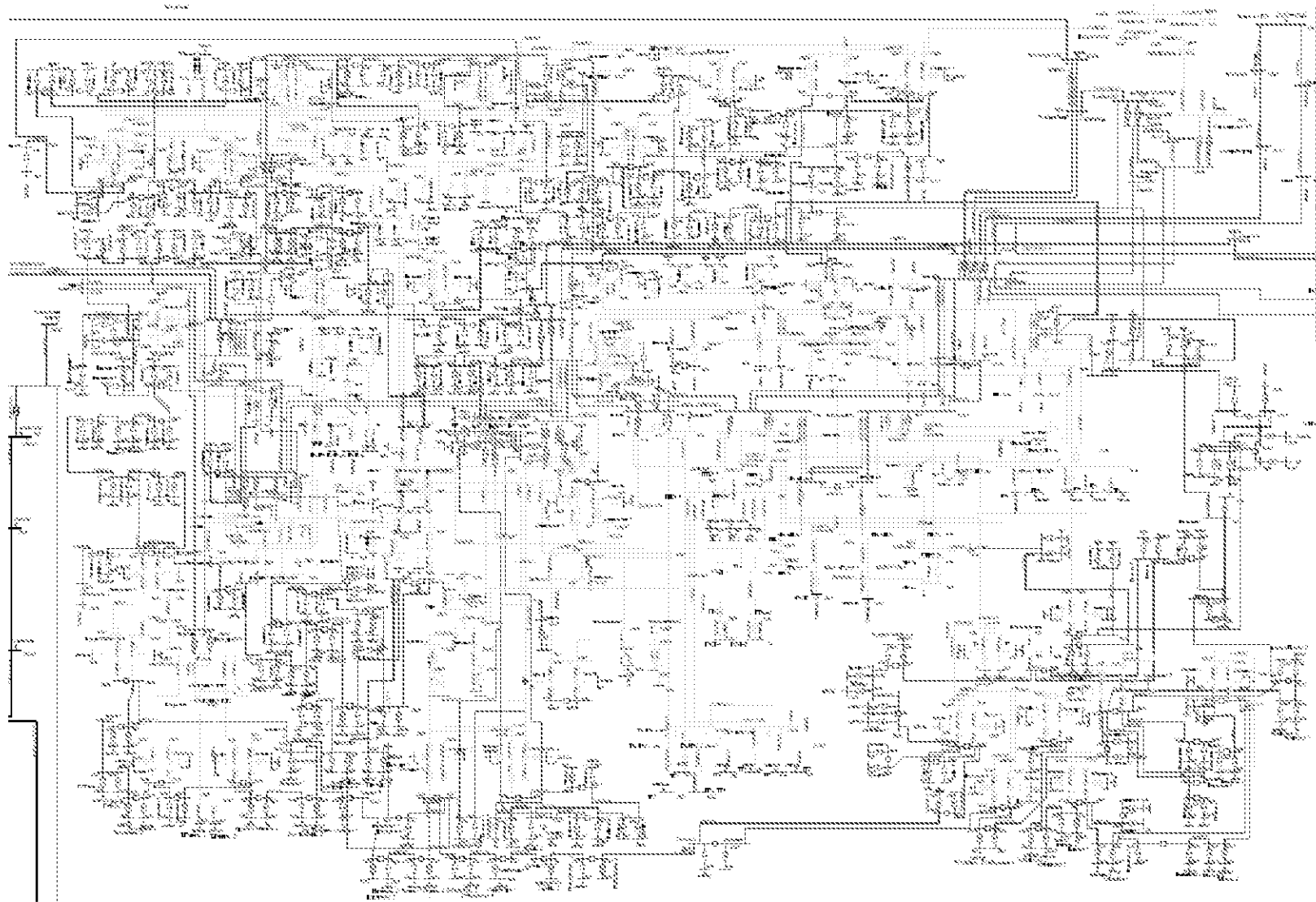


Рисунок 30 – Режим летнего максимума нагрузки 2023 года. Минимальное потребление ИС 110 кВт РИ-2. Аварийное отключение двухконтурной ДЭМ ВЛ 110 кВт Липецкая ТЭЦ-3 – Система I линия, ВЛ 110 кВт Липецкая ТЭЦ-2 – Система II линия в нормальной схеме. Пузырьковая ДЭМ ВЛ 110 кВт Чугун Пучах, Леска

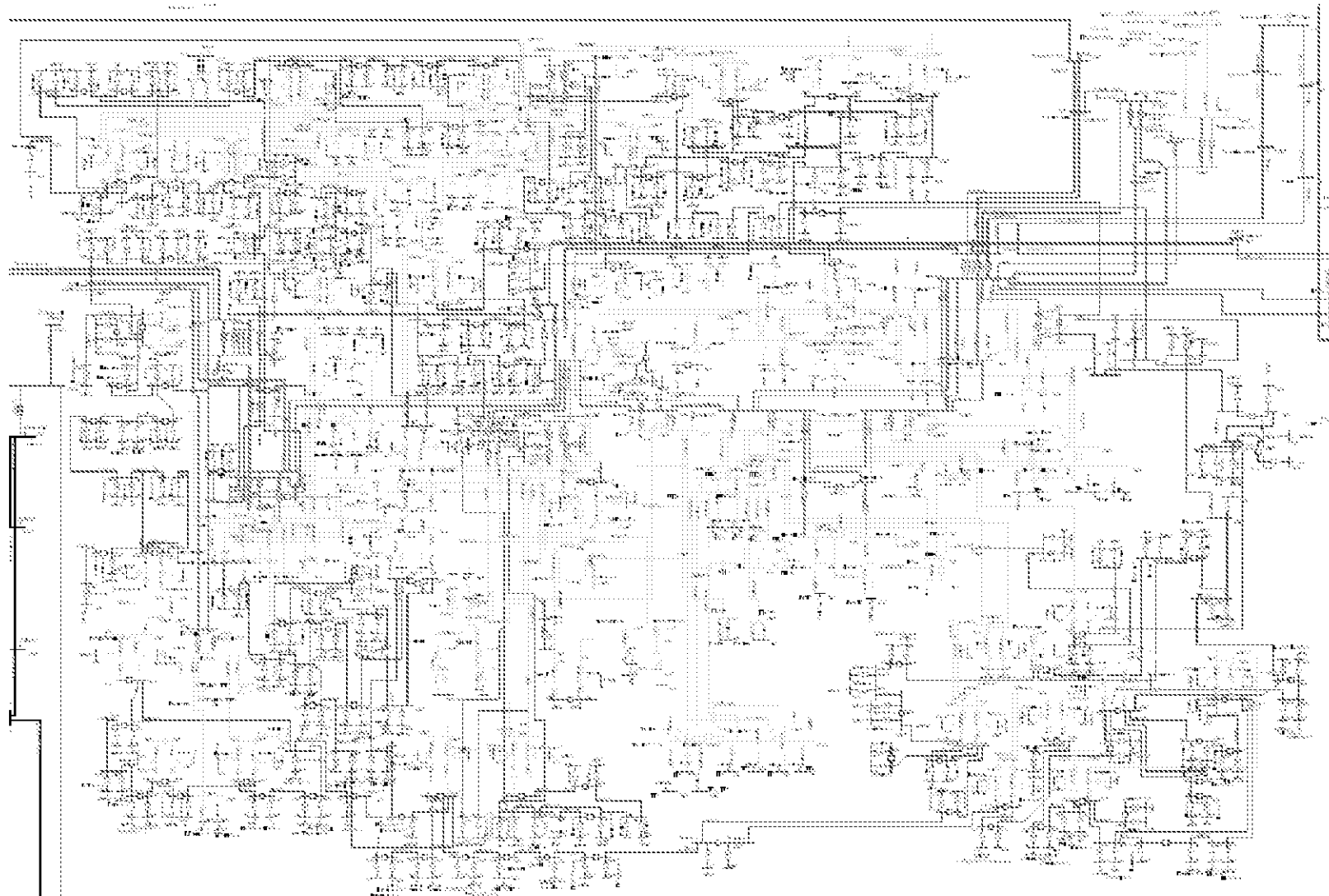


Рисунок 31 – Режим затиного максимума нагрузок 2025 года. Минимальное потребление ПК 110 кВ РП-2. Аварийное отключение двухфазной ЛЭП ВВ 110 кВ Липовка ТЭЦ-2 – Сиговка I цепь, ВВ 110 кВ Липовка ТЭЦ-2 – Сиговка II цепь в нормальной схеме. Действие существующего АОСН ВВ 110 кВ Чулки Левая (Права) на ограничение нагрузки ЛС 110 кВ Цеметинка, ЛС 110 кВ Сиговка, ЛС 110 кВ Доброс, ЛС 110 кВ Приказовская, ЛС 110 кВ КИД в объеме 53,37 МВт. Совокупное ограничение по ОГ Витинской ТЭЦ-2 в объеме до 119 МВт. Перегрузки режимов возможны в области допустимых значений.

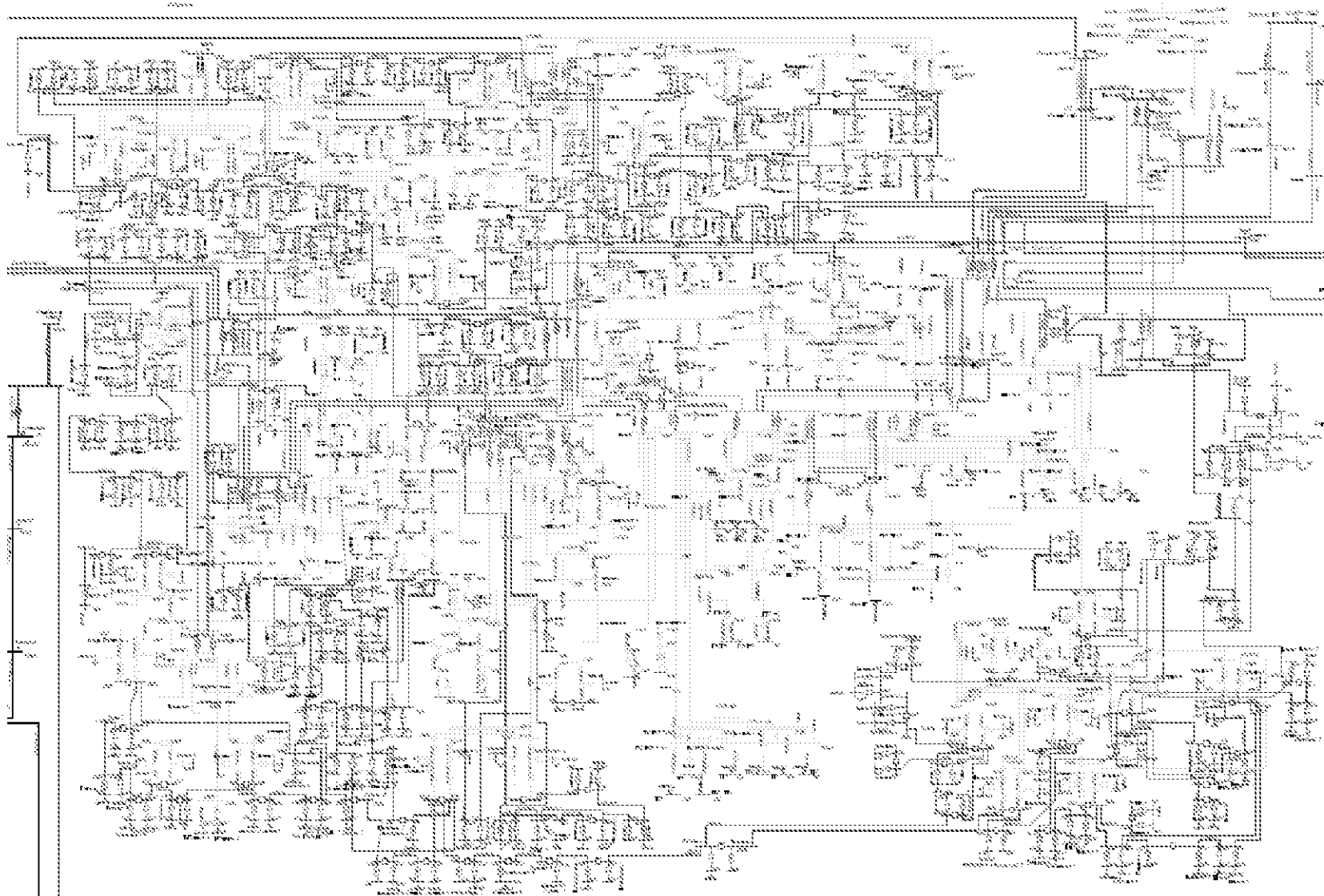


Рисунок 53 – Режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110кВ Московская, Левая (Правая) в схеме ремонта 1 СН 110кВ, ВС 220кВ Сорок. Параметры режима вводятся в области допустимых значений.

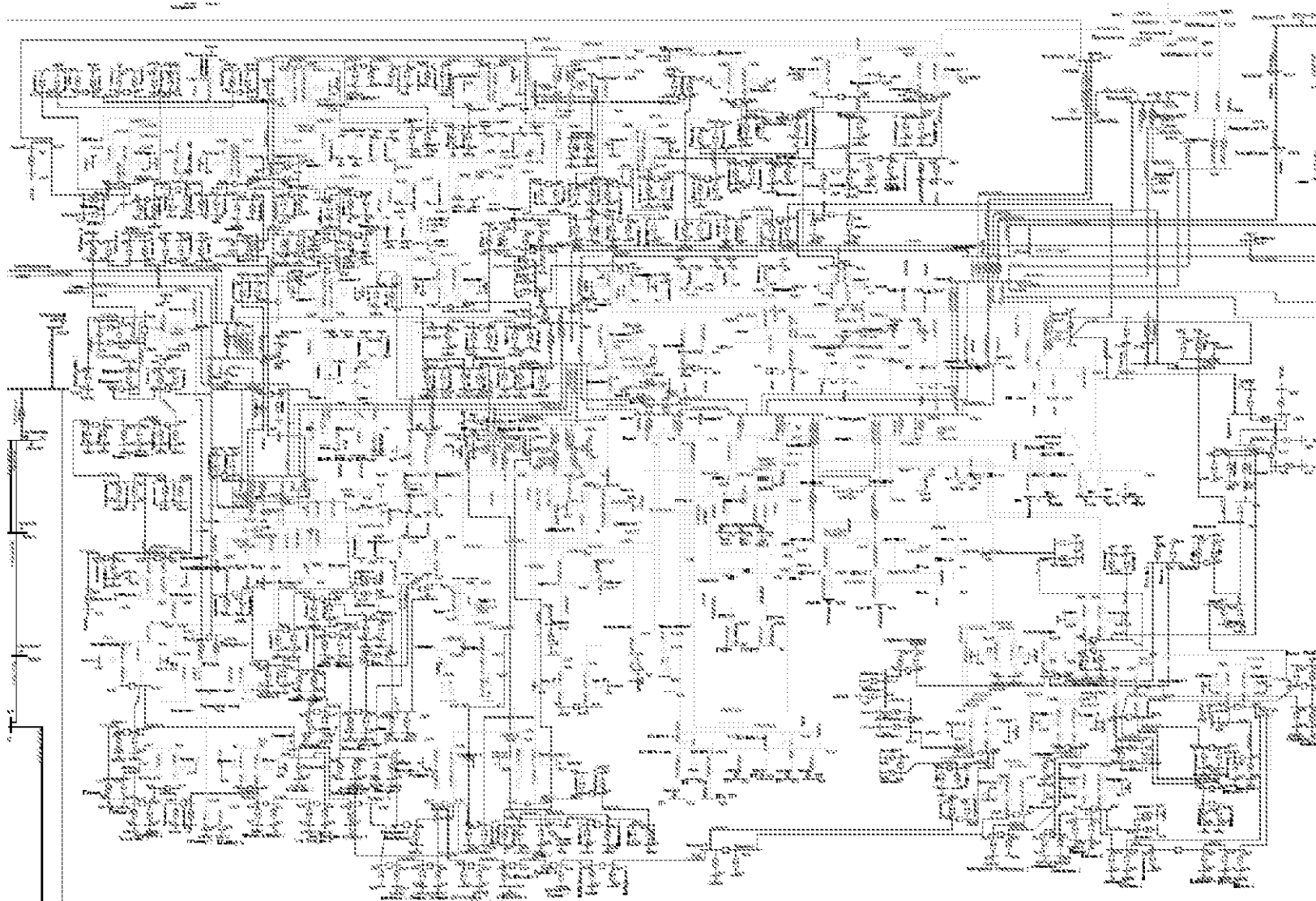


Рисунок 33. Режим летнего максимума нагрузки 2025 года. Отключение ВЛ 110кВ ТЭМ-3-Ситовка Гиня в схеме ремонта 2сек II СН 110кВ Липецкой ТЭЦ-1. Превышение ДПН ВЛ 110кВ Чугун Провод. Лева.

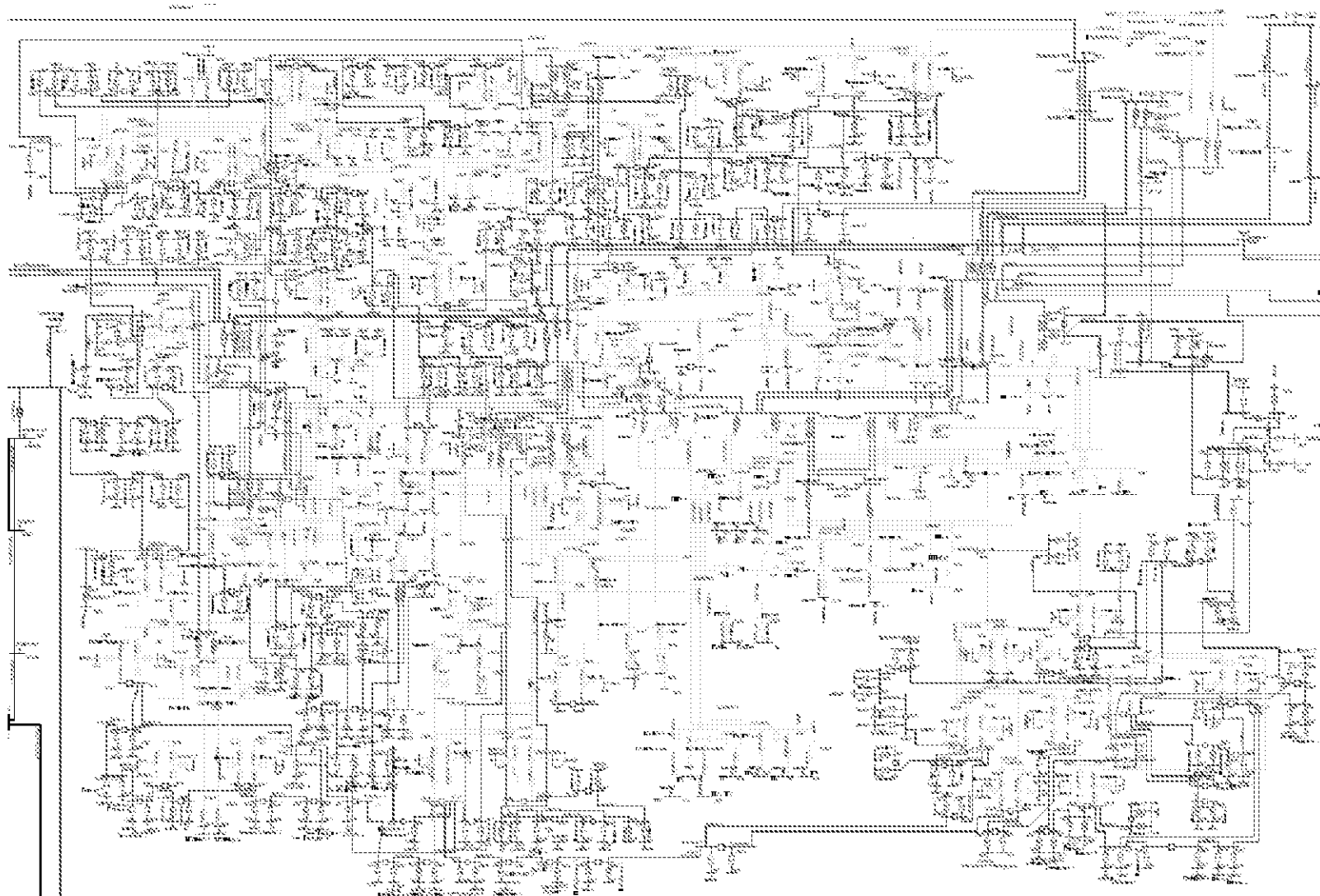


Рисунок 34 Режим летнего максимума нагрузки 2025 года. Отключение ВЛ 110кВ ГЭЦ-3-Ситовка I цепь в схеме режима Диск II СНВ 110кВ Липецкой ГЭЦ-2. Действие существующего АОБВ ВЛ 110кВ Чурум Ленга (Полово) от параллельных нагрузок ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Добрые, ПС 110 кВ Прохладный, ПС 110 кВ КИД в объеме 53,37 МВт. Максимальное процентное ограничение максимальной мощности Липецкой ГЭЦ-2 во 175МВт. Параллельный режим выходит в области допустимых значений.

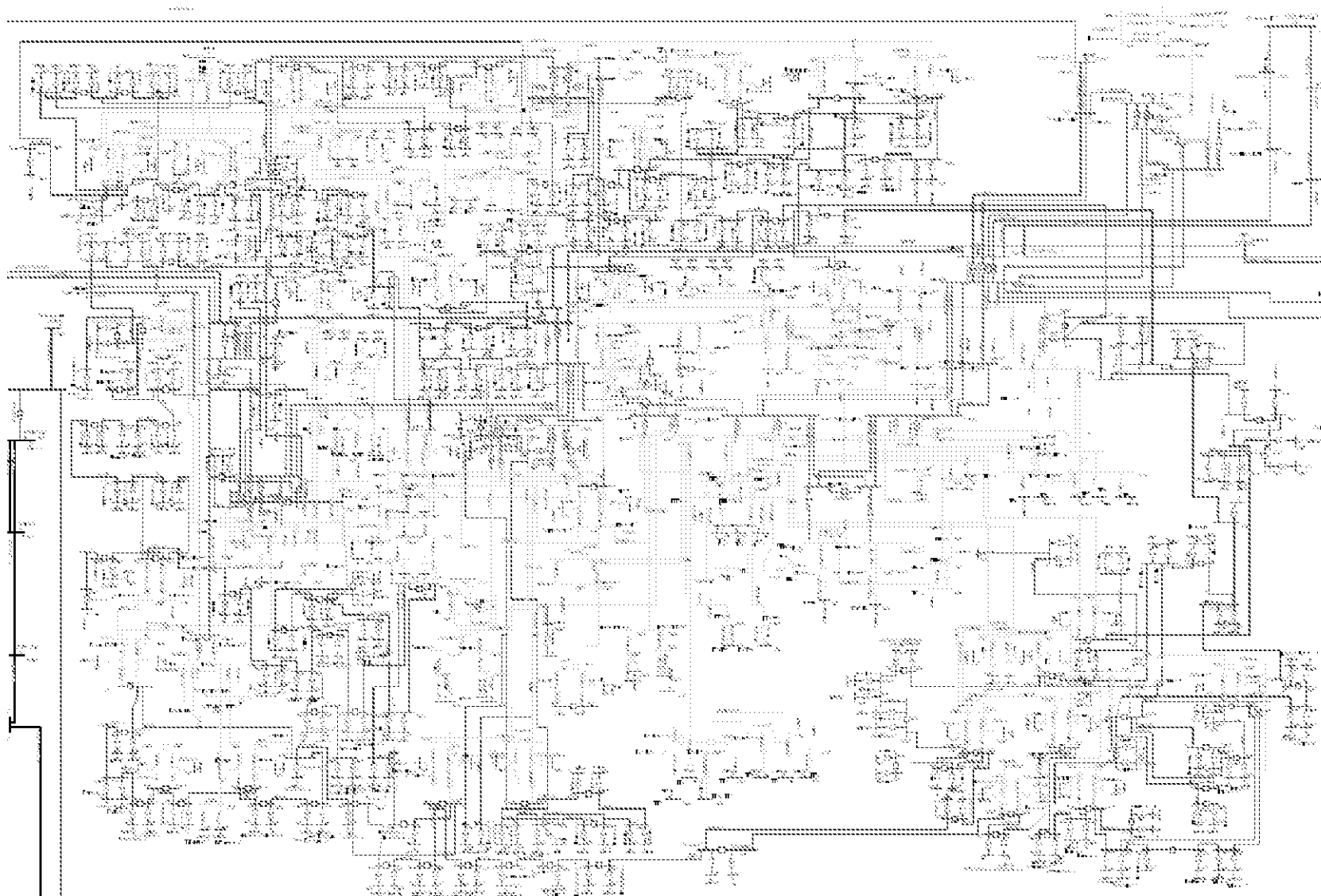


Рисунок 35 – Режим зимнего максимума нагрузок 2025 года. Отключенные ВЛ 110кВ ТЭЦ-3 Сиховки I цепь в схеме речеита 2ок II СМУ 110кВ Дзержинск ТЭЦ-2. Нагрузка ВЛ 110кВ Чулуя Правая

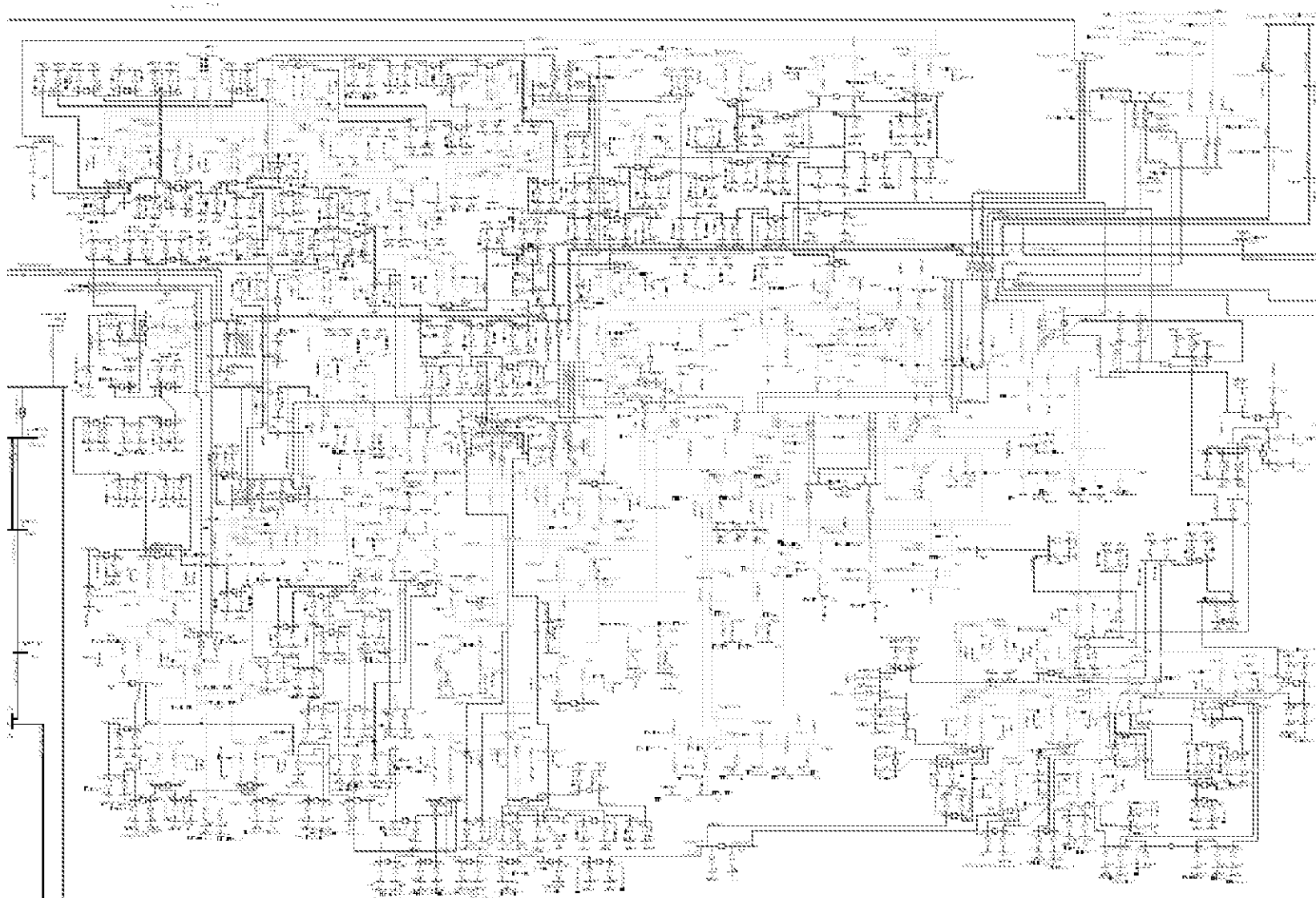


Рисунок 36 – Режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110кВ ТЭЦ-2-Ситовка I цепь в связи ремонта Локс II СНВ 110кВ Липецкой ТЭЦ-2. Действие существующего АОБОВБН 110 кВ Чугун Меза (Провод) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Шеметинка, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Даброе, ПС 110 кВ Прохотское, ПС 110 кВ КТД в объеме 59,37 МВт. Системно-режимные мероприятия по ОГ Липецкой ТЭЦ-2 в объеме 153 МВт. Параметры режима в узлах и объемах допускаемых изменений.

Приложение 13
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы



ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН ГОСУДАРСТВЕННОЙ ВЛАСТИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФОВ
ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

15 ноября 2019 года

г. Липецк

№ 37/1

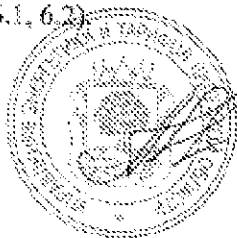
О внесении изменений в постановление управления энергетики и тарифов Липецкой области от 26 октября 2018 года № 41/2 «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области на 2019-2023 годы»

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 5 мая 2014 года № 410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике)», распоряжением администрации Липецкой области от 27 июля 2010 года № 280-р «Об утверждении Положения об управлении энергетики и тарифов Липецкой области», протоколом заседания коллегии управления энергетики и тарифов Липецкой области от 15 ноября 2019 года № 37/1 управление энергетики и тарифов Липецкой области постановляет:

Внести в постановление управления энергетики и тарифов Липецкой области от 26 октября 2018 года № 41/2 «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области на 2019-2023 годы» («Липецкая газета», 2018, 2 ноября) следующие изменения:

1. Приложения 1, 2, 3, 4, 5, 6.1, 6.2 изложить в следующей редакции (приложения 1, 2, 3, 4, 5, 6.1, 6.2):

Начальник управления



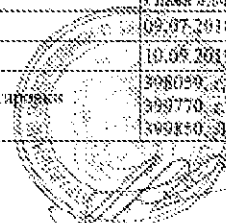
А. В. Соколовых

Приложение 1
к постановлению управления энергетики и тарифов Липецкой области
«О внесении изменений в постановление управления энергетики и тарифов
Липецкой области от 26 октября 2018 года № 41/2 «Об утверждении инвестиционной программы
ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области на 2019-2023 годы»

Паспорт инвестиционной программы в сфере теплоснабжения ПАО «Квадра» на территории Липецкой области

Наименование организации, в отношении которой разрабатывается инвестиционная программа в сфере теплоснабжения	Фирма ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
Местонахождение регулируемой организации	398600, г. Липецк, ул. Московская, д.8а
Сроки реализации инвестиционной программы	2019 - 2023 год
Лицо, ответственное за разработку инвестиционной программы	Начальник отдела техперевосоружения и реконструкции Козлов К. А.
Контактная информация лица, ответственного за разработку инвестиционной программы	Телефон: (4742) 36-67-16, e-mail: Kozlov_KA@irensk.quadra.ru
Наименование органа исполнительной власти субъекта РФ или органа местного самоуправления, утвердившего инвестиционную программу	Управление энергетикой и тарифов Липецкой области
Местонахождение органа, утвердившего инвестиционную программу	398061, г. Липецк, ул. Советская, 3
Должностное лицо, утвердившее инвестиционную программу	Начальник управления Соколов А.В.
Дата утверждения инвестиционной программы	26.10.2018
Дата корректировки инвестиционной программы	15.11.2019
Контактная информация лица, ответственного за утверждение инвестиционной программы	Начальник отдела тарифов в ЖКХ управления энергетики и тарифов Липецкой области Дельвак А. А., телефон (4742) 22-13-18
Наименование органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу	Администрация городского округа город Липецк Администрация городского округа город Елец Администрация городского округа город Данков
Местонахождение органа, согласовавшего инвестиционную программу	398019, г. Липецк, ул. Советская, 5 399776, г. Елец, ул. Октябрьская, 123 399850, Липецкая область, г. Данков, ул. Волгодарского, 32
Должностное лицо, согласовавшее инвестиционную программу	Глава администрации г. Липецка Иванова С.В. Глава администрации г. Ельца Намов С.А. Глава администрации г. Данкова Левина А.А.
Должностное лицо, согласовавшее корректировку инвестиционной программы	Председатель комитета ЖКХ администрации г. Липецка Кабанцов Ю.В. Глава администрации г. Ельца Борозовский Е.В. Глава администрации г. Данкова Левина А.А.
Дата согласования инвестиционной программы	09.07.2018
Дата согласования корректировки инвестиционной программы	10.09.2019
Контактная информация лица, ответственного за согласование корректировки инвестиционной программы	398059, г. Липецк, пл. Коммунальная, д. 8, тел./факс: (4742) 22-05-45/77-27-07 399770, г. Елец, ул. Октябрьская, 127, тел./факс: (47407) 2-33-68/2-83-62 399810, Липецкая область, г. Данков, ул. Волгодарского, 32, тел./факс: (47465) 6-62-78

Начальник управления



А.В. Соколов

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы финансирования (млн руб.)	Приложение	Средства федерального бюджета				Итого на реализацию мероприятий	Исполнение бюджетных ассигнований на реализацию мероприятий (млн руб.)								
				в 2019 г.		в 2020 г.			в 2019 г.	в 2020 г.	в 2021 г.	в 2022 г.	в 2023 г.	в 2024 г.	в 2025 г.	в 2026 г.	
				по плану	по факту	по плану	по факту										
1.10	Поддержка развития традиционных ремесел в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	Учредителем являются муниципальное предприятие «Ивановский районский центр ремесел». Проект реализуется в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	В рамках реализации данного мероприятия реализуется проект «Поддержка развития традиционных ремесел» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	1) Договор № 19/09/2019	11 000 21 290	11 272 21 290	2020	2020	7 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 000,0	0 000,0	0,0	0,0
1.11	Поддержка развития традиционных ремесел в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147)	Учредителем являются муниципальное предприятие «Ивановский районский центр ремесел». Проект реализуется в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147)	В рамках реализации данного мероприятия реализуется проект «Поддержка развития традиционных ремесел» (ФЦП № 147)	1) Договор № 19/09/2019	0,0	0,0	2020	2020	7 000,0	0,0	0,0	7 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.12	Поддержка развития традиционных ремесел в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	Учредителем являются муниципальное предприятие «Ивановский районский центр ремесел». Проект реализуется в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	В рамках реализации данного мероприятия реализуется проект «Поддержка развития традиционных ремесел» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	1) Договор № 19/09/2019	0 272 21 280	11 272 21 280	2019	2019	0 000,0	2 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.13	Поддержка развития традиционных ремесел в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	Учредителем являются муниципальное предприятие «Ивановский районский центр ремесел». Проект реализуется в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	В рамках реализации данного мероприятия реализуется проект «Поддержка развития традиционных ремесел» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	1) Договор № 19/09/2019	15 020 21 280	11 420 21 280	2019	2019	11 000,0	0 000,0	12 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.14	Поддержка развития традиционных ремесел в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	Учредителем являются муниципальное предприятие «Ивановский районский центр ремесел». Проект реализуется в рамках проекта «Демо-2020» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	В рамках реализации данного мероприятия реализуется проект «Поддержка развития традиционных ремесел» (ФЦП № 147, № 1774 по подпрограмме (ФЦП № 1774))	1) Договор № 19/09/2019	11 000 21 110	11 270 21 110	2020	2020	0 000,0	0,0	0,0	0 000,0	11 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование предприятия	Достоинства продукции (или результаты)	Примечание	Показатели качества продукции				Качество и безопасность продукции	ЕКО (наименование предприятия)	Показатели производственных затрат (в руб.)								Классификация по классу качества	
				Производительность	ТК	Себестоимость				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.				
						в руб.	в руб.												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
1.138	Белгородский парниковый завод г. Белгород, ул. П. Потоцкого Директор: Т.И. Шадрин Ф.И.О. Шадрин Т.И. Шадрин Т.И. Шадрин	Производство овощей (картофель, лук, морковь) в защищенной среде. Использование современных технологий выращивания. Собственная система контроля качества. Соблюдение стандартов безопасности. Наличие сертификатов качества.	Высокая производительность. Соблюдение сроков поставки. Соблюдение стандартов безопасности. Соблюдение стандартов качества.	11200000 2020	11800 21%	4 370 21,7%	11 420 2,37%	2021	2024	1180000	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
1.139	Белгородский парниковый завод г. Белгород, ул. П. Потоцкого Директор: Т.И. Шадрин Ф.И.О. Шадрин Т.И. Шадрин Т.И. Шадрин	Производство овощей (картофель, лук, морковь) в защищенной среде. Использование современных технологий выращивания. Собственная система контроля качества. Соблюдение стандартов безопасности. Наличие сертификатов качества.	Высокая производительность. Соблюдение сроков поставки. Соблюдение стандартов безопасности. Соблюдение стандартов качества.	11200000 2020	11800 21%	4 370 21,7%	11 420 2,37%	2021	2024	1180000	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
1.140	Белгородский парниковый завод г. Белгород, ул. П. Потоцкого Директор: Т.И. Шадрин Ф.И.О. Шадрин Т.И. Шадрин Т.И. Шадрин	Производство овощей (картофель, лук, морковь) в защищенной среде. Использование современных технологий выращивания. Собственная система контроля качества. Соблюдение стандартов безопасности. Наличие сертификатов качества.	Высокая производительность. Соблюдение сроков поставки. Соблюдение стандартов безопасности. Соблюдение стандартов качества.	11200000 2020	11800 21%	4 370 21,7%	11 420 2,37%	2021	2024	1180000	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
1.141	Белгородский парниковый завод г. Белгород, ул. П. Потоцкого Директор: Т.И. Шадрин Ф.И.О. Шадрин Т.И. Шадрин Т.И. Шадрин	Производство овощей (картофель, лук, морковь) в защищенной среде. Использование современных технологий выращивания. Собственная система контроля качества. Соблюдение стандартов безопасности. Наличие сертификатов качества.	Высокая производительность. Соблюдение сроков поставки. Соблюдение стандартов безопасности. Соблюдение стандартов качества.	11200000 2020	11800 21%	4 370 21,7%	11 420 2,37%	2021	2024	1180000	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
1.142	Белгородский парниковый завод г. Белгород, ул. П. Потоцкого Директор: Т.И. Шадрин Ф.И.О. Шадрин Т.И. Шадрин Т.И. Шадрин	Производство овощей (картофель, лук, морковь) в защищенной среде. Использование современных технологий выращивания. Собственная система контроля качества. Соблюдение стандартов безопасности. Наличие сертификатов качества.	Высокая производительность. Соблюдение сроков поставки. Соблюдение стандартов безопасности. Соблюдение стандартов качества.	11200000 2020	11800 21%	4 370 21,7%	11 420 2,37%	2021	2024	1180000	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемные показатели деятельности (наименование)	Приложение	Средства федерального бюджета				Итого на начало финансового года (включая перенесенные мероприятия)	Факт выполнения мероприятий	Расчетный финансовый результат мероприятий в соответствии с планом (в % от ЦРТ)										
				Планируемые		Фактически				Целевые показатели	Итого по 2012 г.	Целевые показатели 2013 г.	Факт по 2012 г.	Итого по 2013 г.	Факт по 2012 г.	Факт по 2013 г.				
				млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
3.2.4	Мероприятие «Внедрение инновационных технологий» (ИТ-142)	Целевые показатели мероприятия: количество разработанных программных продуктов, количество реализованных проектов, количество внедренных технологий, количество обученных специалистов, количество созданных рабочих мест.	Утвержденный план мероприятий по реализации мероприятия, утвержденный Министерством информационных технологий и связи Республики Татарстан.					2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
3.2.4	Мероприятие «Развитие инновационных технологий» (ИТ-143)	Целевые показатели мероприятия: количество разработанных программных продуктов, количество реализованных проектов, количество внедренных технологий, количество обученных специалистов, количество созданных рабочих мест.	Утвержденный план мероприятий по реализации мероприятия, утвержденный Министерством информационных технологий и связи Республики Татарстан.					2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
3.2.4	Мероприятие «Развитие инновационных технологий» (ИТ-144)	Целевые показатели мероприятия: количество разработанных программных продуктов, количество реализованных проектов, количество внедренных технологий, количество обученных специалистов, количество созданных рабочих мест.	Утвержденный план мероприятий по реализации мероприятия, утвержденный Министерством информационных технологий и связи Республики Татарстан.					2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
3.2.4	Мероприятие «Развитие инновационных технологий» (ИТ-145)	Целевые показатели мероприятия: количество разработанных программных продуктов, количество реализованных проектов, количество внедренных технологий, количество обученных специалистов, количество созданных рабочих мест.	Утвержденный план мероприятий по реализации мероприятия, утвержденный Министерством информационных технологий и связи Республики Татарстан.					2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемные показатели деятельности	Министерство	Исполнение государственного задания				Целевые показатели выполнения мероприятий	Год реализации мероприятия	Финансовый прогноз мероприятий по годам реализации, млн. руб. (без НДС)									
				Итого	Федеральный бюджет	Бюджетные ассигнования				Итого	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Итого по плану	Итого по факту		
						Федеральный бюджет	Федеральный бюджет											Федеральный бюджет	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
2.2.1*	Модернизация системы безопасности ИСО1:1 стандарт	Модернизация системы безопасности ИСО1:1 стандарт	Министерство промышленности и торговли					2019	2020	2 000,0	0,0	2 100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2.1*	Модернизация ИСО1:1 стандарт	Модернизация ИСО1:1 стандарт	Министерство промышленности и торговли					2019	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2.1*	Модернизация системы безопасности ИСО1:1 стандарт	Модернизация системы безопасности ИСО1:1 стандарт	Министерство промышленности и торговли					2019	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2.3	Модернизация системы безопасности ИСО1:1 стандарт	Модернизация системы безопасности ИСО1:1 стандарт	Министерство промышленности и торговли					2021	2022	0,0	0,0	0,0	0,0	1 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем планируемых расходов (по плану)	Примечание	Источники финансирования мероприятия				Код бюджетной классификации мероприятия	Год реализации мероприятия	Год исполнения мероприятия	Сроки исполнения мероприятия (по кварталам)												
				Федеральный бюджет		Региональный бюджет					Всего	Из них: федеральный бюджет	Из них: региональный бюджет	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	V кв.	VI кв.	VII кв.	VIII кв.	IX кв.	X кв.
				Федеральный бюджет	Региональный бюджет	Федеральный бюджет	Региональный бюджет																
1.1.11	Реализация 1189 (в том числе) мероприятий (ПФО)	Виды работ по ремонту и замене инженерных сетей, электроснабжения, водоснабжения и теплоснабжения в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах.	Выполнение работ по ремонту и замене инженерных сетей, электроснабжения, водоснабжения и теплоснабжения в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах.					2021	2022	1 000 000	0,0	0,0	0,0	1 000 000	1 000 000	0,0	0,0	0,0	0,0				
1.1.12	Реализация 1200 мероприятий (ПФО)	Выполнение работ по ремонту и замене инженерных сетей, электроснабжения, водоснабжения и теплоснабжения в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах.	Выполнение работ по ремонту и замене инженерных сетей, электроснабжения, водоснабжения и теплоснабжения в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах. Замена инженерных сетей в многоквартирных жилых домах.					2021	2022	1 000 000	0,0	0,0	0,0	1 000 000	1 000 000	0,0	0,0	0,0	0,0				
1.1.13	Амортизация имущества, в том числе: 1) зданий, сооружений, помещений, оборудования, транспортных средств, иного имущества, принадлежащего на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления федеральному органу исполнительной власти, являющемуся собственником, владельцем хозяйственного веден	Амортизация имущества, в том числе: 1) зданий, сооружений, помещений, оборудования, транспортных средств, иного имущества, принадлежащего на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления федеральному органу исполнительной власти, являющемуся собственником, владельцем хозяйственного веден	Амортизация имущества, в том числе: 1) зданий, сооружений, помещений, оборудования, транспортных средств, иного имущества, принадлежащего на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления федеральному органу исполнительной власти, являющемуся собственником, владельцем хозяйственного веден					2021	2022	20 000 000	0,0	0,0	0,0	6 666 667	13 333 333	20 000 000	0,0	0,0	0,0				
1.1.14	Реализация мероприятий по обеспечению безопасности населения (ПФО)	Реализация мероприятий по обеспечению безопасности населения (ПФО)	Реализация мероприятий по обеспечению безопасности населения (ПФО)					2018	2019	1 481 000		2 459 000											
1.1.15	Амортизация имущества, в том числе: 1) зданий, сооружений, помещений, оборудования, транспортных средств, иного имущества, принадлежащего на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления федеральному органу исполнительной власти, являющемуся собственником, владельцем хозяйственного веден	Амортизация имущества, в том числе: 1) зданий, сооружений, помещений, оборудования, транспортных средств, иного имущества, принадлежащего на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления федеральному органу исполнительной власти, являющемуся собственником, владельцем хозяйственного веден	Амортизация имущества, в том числе: 1) зданий, сооружений, помещений, оборудования, транспортных средств, иного имущества, принадлежащего на праве собственности, праве хозяйственного ведения или праве оперативного управления федеральному органу исполнительной власти, являющемуся собственником, владельцем хозяйственного веден					2021	2022	1 481 000	0,0	0,0	0,0	480 333	1 000 667	1 481 000	0,0	0,0	0,0				

№ п/п	Наименование организации	Финансовый результат (без процентов)	Процентное	Доходы от ценных бумаг и операций с ними				Ежегодный результат операций с ценными бумагами	Учет отложенных расходов по операциям с ценными бумагами	Распределение прибыли на дивиденды							Остаток прибыли на конец года	Уровень дивиденда к цене обыкновенных акций	
				Наличие акций		Изменение доли участия				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.				
				в тыс. руб.	в % к 100%	в тыс. руб.	в % к 100%												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
3.1.30	Образование организации, созданной путем реорганизации обособленного подразделения ООО «ЛУКОЙЛ» в соответствии с ФЗ от 08.08.2002 № 94-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», с целью осуществления деятельности в сфере (сферах) добычи, переработки, реализации и поставки газа (газовых ресурсов)	Финансовый результат от ценных бумаг от продажи активов ликвидности ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»	Процент от продажи ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»					2020	2020	1 070,0	0,0	0,0	1 070,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.71	Ликвидация организации, созданной путем реорганизации ООО «ЛУКОЙЛ»	Финансовый результат от продажи активов ликвидности ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»	Процент от продажи ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»	12,0	11,8	1 250	11,8%	2022	2024	21 380,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 250,0	10 000,0	10 000,0	0,0	0,0
3.1.22	Ликвидация организации, созданной путем реорганизации ООО «ЛУКОЙЛ»	Финансовый результат от продажи активов ликвидности ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»	Процент от продажи ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»					2010	2007	1 070,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 070,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.23	Ликвидация организации, созданной путем реорганизации ООО «ЛУКОЙЛ»	Финансовый результат от продажи активов ликвидности ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»	Процент от продажи ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»					2010	2014	1 070,0	0,0	1 490,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.24	Ликвидация организации, созданной путем реорганизации ООО «ЛУКОЙЛ»	Финансовый результат от продажи активов ликвидности ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»	Процент от продажи ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.», ликвидационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ» от 08.08.2022 № 144/2022 «С.О.»			3	12	2018	2021	10 700,0	1 000,0	0,0	1 000,0	11 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование мероприятий	Субъекты реализации этих мероприятий	Краткое описание	Прогноз социально-экономического положения Ростовской области на 2019-2023 гг.					Итого инвестиций в основной капитал	Итого инвестиций в основной капитал в % к уровню 2018 г.	Инвестиционный потенциал Ростовской области								
				2019	2020	2021	2022	2023			Всего	Финансовый потенциал в 2019 г.	Финансовый потенциал в 2020 г.	Финансовый потенциал в 2021 г.	Финансовый потенциал в 2022 г.	Финансовый потенциал в 2023 г.	Итого финансовый потенциал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
0.2.24	1.1.2.4. Создание высокотехнологичной инфраструктуры в сфере ИТ	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: правительство Ростовской области, Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: правительство Ростовской области, Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".					2019	2020	7 846,6	79	783,9	71 628,0	9,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0.2.25	Развитие карьерной службы работников в сфере ИТ	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".					2019	2021	3 300,0	3,9	0,0	7,0	808,0	9 974,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0.2.27	Создание центра для подготовки специалистов в сфере ИТ	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".					2019	2020	2 211,0	2,6	2 211,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0.2.28	Поддержка инновационных стартапов в сфере ИТ	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".					2021	2021	0 500,0	0,6	1,0	0,0	0,0	0,0	1 857,0	20 199,0	0,0	0,0
0.2.29	Создание центра для подготовки специалистов в сфере ИТ	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".					2019	2021	3 328,2	4,0	2011,1	6 071,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0.2.30	Создание центра для подготовки специалистов в сфере ИТ	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".	Инициаторами реализации этих мероприятий являются: Правительство РФ, ФГКУ "Фортис".					2019	2020	10 000,0	12,1	688,0	7 078,0	8 666,0	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0

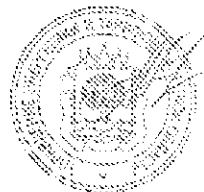
№ п/п	Наименование мероприятия	Объем планируемых расходов на реализацию	Примечание	Бюджетные ассигнования на реализацию				Итого ассигнований на реализацию	Процент выполнения бюджета ассигнований на реализацию	Распределение ассигнований на реализацию по годам (млн руб.)										
				Федеральный бюджет		Бюджеты субъектов Российской Федерации				Итого	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Итого по годам	Процент выполнения бюджета ассигнований	в том числе за счет бюджетов субъектов Российской Федерации	
				2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.													
12.14	Техническое обслуживание информационно-телекоммуникационной сети Интернет государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ)	2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	Краснодарский край - 2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	11 200,00	495,00	11 695,00	4 310 248,00	2019	2021	1 450,00	0,00	0,00	900,00	1 200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.53	Техническое обслуживание информационно-телекоммуникационной сети Интернет государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ)	2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	Краснодарский край - 2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	11 200,00	495,00	11 695,00	4 310 248,00	2019	2021	2 404,00	0,00	0,00	300,00	1 300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.77	Обеспечение КИМ в учреждениях государственной системы «Калининградская государственная информационная система «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» (КИМ)	2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	Краснодарский край - 2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	11 200,00	495,00	11 695,00	4 310 248,00	2020	2020	1 020,00	0,00	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.82	Техническое обслуживание информационно-телекоммуникационной сети Интернет государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ)	2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	Краснодарский край - 2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	11 200,00	495,00	11 695,00	4 310 248,00	2019	2019	0,00	0,00	250,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.10	Техническое обслуживание информационно-телекоммуникационной сети Интернет государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ)	2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	Краснодарский край - 2 800,00 руб. (в том числе субсидии на осуществление капитальных вложений в объекты недвижимого имущества государственного учреждения «Центр развития туризма Калининградской области» (ФКУ) - 495,00 руб.)	11 200,00	495,00	11 695,00	4 310 248,00	2020	2021	1 500,00	0,00	0,00	300,00	1 200,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемные показатели (целевые показатели)	Цели мероприятия	Детализация показателей по годам				Финансирование (млн руб.)	Итого (млн руб.)	Финансирование по годам (млн руб.)					Итого (млн руб.)	Финансирование по годам (млн руб.)	Итого (млн руб.)
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.				
														2019 г.			
4.1.20	Мероприятие по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии)	1. Проведение мероприятий по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии) на сумму 75 млн руб. в 2019 г., 200 млн руб. в 2020 г.	1. Проведение мероприятий по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии) на сумму 75 млн руб. в 2019 г., 200 млн руб. в 2020 г.	75	200	0	0	75	200	0	0	0	0	75	200	0	0
4.1.21	Мероприятие по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии)	1. Проведение мероприятий по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии) на сумму 75 млн руб. в 2019 г., 200 млн руб. в 2020 г.	1. Проведение мероприятий по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии) на сумму 75 млн руб. в 2019 г., 200 млн руб. в 2020 г.	75	200	0	0	75	200	0	0	0	0	75	200	0	0
4.1.22	Мероприятие по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии)	1. Проведение мероприятий по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии) на сумму 75 млн руб. в 2019 г., 200 млн руб. в 2020 г.	1. Проведение мероприятий по развитию культуры в сельских населенных пунктах (субсидии) на сумму 75 млн руб. в 2019 г., 200 млн руб. в 2020 г.	75	200	0	0	75	200	0	0	0	0	75	200	0	0

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемные показатели (млн. руб.)	Процент	Бюджетные ассигнования (млн. руб.)				Итого ассигнований на мероприятие	Его доля от ассигнований на мероприятия	Результаты реализации мероприятий в бюджетном году, тыс. руб.						Средняя фактическая нагрузка	Итого ассигнований на мероприятия	
				Федеральный бюджет		Региональный бюджет				Затрачено	Плано-факт отклонения к плану	Минус по 2019 г.	Плюс по 2020 г.	Минус по 2021 г.	Плюс по 2022 г.			
				2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
3.1.41	Технологические задачи в области информационного (ИТ) сектора	Модернизация систем информационного ИТ сектора (включая закупку оборудования и ИТ-ресурсов) в целях повышения безопасности работы системы, ее масштабируемости и эффективности.	100%					2019	2020	2 920,1	0,0	285,0	2 635,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.42	Разработка и реализация государственной информационной политики в области информационных технологий	Разработка результатов по государственной политике в области информационных технологий (до 31.12.18 включительно) (задача государственной политики в области информационных технологий).						2018	2019	2 080,0	100	2 080,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.43	Разработка и реализация государственной политики в области информационных технологий	Разработка государственной политики в области информационных технологий (до 31.12.18 включительно) (задача государственной политики в области информационных технологий).						2018	2020	601,8	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.44	Разработка и реализация государственной политики в области информационных технологий	Инициатива «Государство в цифровом формате» (до 31.12.18 включительно) (задача государственной политики в области информационных технологий).						2019	2020	630,0	0,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.45	Модернизация систем государственной информационной системы	Инициатива «Государство в цифровом формате» (до 31.12.18 включительно) (задача государственной политики в области информационных технологий).						2019	2020	48 001,8	880,0	20 000,0	6 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.46	Разработка и реализация государственной политики в области информационных технологий	Инициатива «Государство в цифровом формате» (до 31.12.18 включительно) (задача государственной политики в области информационных технологий).						2018	2019	21 200,1	0,0	0 201,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.47	Разработка и реализация государственной политики в области информационных технологий	Инициатива «Государство в цифровом формате» (до 31.12.18 включительно) (задача государственной политики в области информационных технологий).						2020	2020	24 500,0	0,0	0,0	14 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемные потребности (тонн, кубометры)	Периодичность	Адреса объектов размещения информации				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в соответствии с 152-ФЗ от 01.02.2012 г.							Итого	с учетом остатков на начало периода
				Исходный адрес размещения информации	Исх. адрес размещения информации	Исх. адрес размещения информации	Исх. адрес размещения информации			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.				
															11	12		
1.1.01	Профилактика распространения коронавируса (COVID-19)	без объема приобретения компьютерной информации в целях профилактики. Максимальное количество приобретаемых информационных ресурсов не превышает 200000 шт. в год, включая расходы на приобретение программного обеспечения.	ежегодно	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	2021	2021	21 700,0	0,0	0,0	0,0	21 700,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.1.02	Техническое обслуживание систем видеонаблюдения	Системное обслуживание 12 камер видеонаблюдения на территории управления ДК №1078 по адресу: Москва, Мясницкая ул. д.10/11 (г. Москва). Техническое обслуживание камер видеонаблюдения в соответствии с техническим заданием. Срок службы камер видеонаблюдения не превышает 3 лет. Замена камер видеонаблюдения по мере необходимости. В рамках проекта предусмотрено приобретение камер видеонаблюдения в соответствии с 152-ФЗ от 01.02.2012 г. в объеме 200000 шт. в год.	ежегодно	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	г. Москва, ул. Мясницкая, д. 10/11	2017	2019	3 177,7	1 000,0	1 084,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
									602 341,7	1 201,6	130 129,3	102 782,1	154 500,3	129 796,3	25 301,4	0,0	0,0	
Итого по разделу 1									602 341,7	1 201,6	130 129,3	102 782,1	154 500,3	129 796,3	25 301,4	0,0	0,0	
Итого по разделу 1 с учетом остатков на начало периода									1 198 888,8	582 597,8	487 164,3	497 458,6	479 291,3	448 291,3	442 778,3	320 897,0	579 681,0	

Начальник управления



А.В. Соколов

Приложение 3
к постановлению управления энергетики и тарифов Липецкой области
«О внесении изменений в постановление управления энергетики и тарифов Липецкой
области от 26 октября 2018 года № 60/2 «Об утверждении инвестиционной программы
ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области на 2019-2023 годы»

**Плановые значения показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации мероприятий
инвестиционной программы ПАО «Квадра» на территории Липецкой области
в сфере теплоснабжения на 2019-2023 годы**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	фактические значения (2018г.)	Утвержденный период	Плановые значения				
					2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя	кВт·ч/Гкал	12,67	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64
2	Удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии и (или) теплоносителя	г.у.д./Гкал	0,161	0,1532	0,1532	0,1532	0,1532	0,1532	0,1532
		г.у.д./м³	-	-	-	-	-	-	-
3	Объем присоединяемой тепловой нагрузки новых потребителей	Гкал/м	19,703	79,01	15,40	18,97	17,05	16,46	11,14
4	Накоп объектов системы теплоснабжения с выделением процента износа объектов, существующих на начало реализации Инвестиционной программы	%	71,0	65,28	65,28	65,28	65,28	65,28	65,28
5	Потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	Гкал в год	1 234 377	1 001 529	1 001 529	1 001 529	1 001 529	1 001 529	1 001 529
		% от полезного отпуска тепловой	26,8	28,6%	28,6%	28,6%	28,6%	28,6%	28,6%
6	Потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	тонн в год для воды **	4 944 879	2 581 360	2 581 360	2 581 360	2 581 360	2 581 360	2 581 360
		куб. м для пара ***	5 700	0	0	0	0	0	0
7	Показатели, характеризующие снижение негативного воздействия на окружающую среду, определяемые в соответствии с законодательством РФ об охране окружающей среды	в соответствии с законодательством РФ об охране окружающей среды	-	-	-	-	-	-	-
7.1			-	-	-	-	-	-	-
7.2			-	-	-	-	-	-	-

Начальник управления



А.В. Соловьев

Показатели надежности и энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения ПАО «Бвадра» на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование объекта	Надежность теплоснабжения														Показатели энергетической эффективности															
		Минимумы предельной нормы тепловой энергии, теплотворности в результате теплопотерь на территории тепловых сетей на 1 км тепловой сети							Количество аварийной подачи тепловой энергии, теплотворности в сети централизованной подачей на территории тепловой энергии на 1 километр установленной мощности							Удельный расход тепловой энергии на производство единицы тепловой энергии, потребляемой с использованием потенциала тепловой энергии, суточной					Отдельные категории объектов теплоснабжения: котельная, теплоэлектроцентрали и котельная теплоснабжения жилищно-коммунального назначения					Индикаторы энергетической эффективности при производстве тепловой энергии, теплотворности на территории тепловых сетей, тыс. Гкал					
		Тепловая мощность	Летнее межсезонье					Летнее межсезонье	Зимнее межсезонье					Тепловая мощность	Пиковые значения					Тепловая мощность	Пиковые значения					Тепловая мощность	Пиковые значения				
			2017	2018	2019	2020	2021		2018	2019	2020	2021	2022		2018	2019	2020	2021	2022		2018	2019	2020	2021	2022		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1	Индустриальный ЦОТ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1488	0,1428	0,1428	0,1428	0,1428	0,1428	0,1428	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Индустриальный ЦОТ (объект 1177)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1817	0,1747	0,1707	0,1707	0,1707	0,1707	0,1707	0,00139	0,00098	0,00098	0,00098	0,00098	0,00098	0,00098	0,00098	0,00098	0,00098
3	Котельная ЦОТ (И-17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1488	0,1428	0,1428	0,1428	0,1428	0,1428	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132	0,00132
4	Индустриальный ЦОТ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1777	0,1732	0,1723	0,1723	0,1723	0,1723	0,00124	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089	0,00089
6	Индустриальный ЦОТ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	0,00096	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077
7	Котельная г. Яснополя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1303	0,1375	0,1375	0,1375	0,1375	0,1375	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Котельная г. Добелово	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1891	0,1937	0,1937	0,1937	0,1937	0,1937	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Котельная г. Труба	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1948	0,1823	0,1823	0,1823	0,1823	0,1823	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Котельная г. Новопокровка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1872	0,1951	0,1951	0,1951	0,1951	0,1951	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Начальник управления



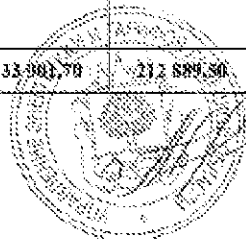
А. И. Соколов

Приложение 5
к проектно-сметному управлению энергетикой и тарифов Липецкой области
«О внесении изменений в проектно-сметное управление энергетикой и тарифов
Липецкой области от 20 октября 2018 года № 41/2 «Об утверждении
инвестиционной программы ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения
на территории Липецкой области на 2019-2023 годы»

Финансовый план ПАО «Квадра» на территории Липецкой области
в сфере теплоснабжения на 2019 - 2023 годы

№ п/п	Источники финансирования	Расходы на реализацию инвестиционной программы (тыс. руб. без НДС)									
		по видам деятельности				Всего	по годам реализации инвестпрограммы				
		указать вид деятельности					2019	2020	2021	2022	2023
		Всего	Реализация тепловой энергии	Реализация высокотемпературной тепловой энергии	Подключение отдельных объектов производства и систем теплоснабжения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Собственные средства	2 354 834,00				2 354 834,00	487 134,10	497 338,00	479 291,30	448 291,30	442 779,30
1.1	амортизационные отчисления	2 058 164,50	2 023 162,80	33 001,70		2 058 164,50	414 538,30	413 335,30	412 535,30	411 835,30	406 823,30
1.2	прибыль, израсходованная на инвестиции	83 780,00	83 780,00			83 780,00	16 756,00	16 756,00	16 756,00	16 756,00	16 756,00
1.3	средства, полученные за счет штрафов за недоплату	212 889,50			212 889,50	212 889,50	55 842,80	67 046,70	50 000,00	20 000,00	20 000,00
1.4	прочие собственные средства, в т.ч. средства от эмиссии ценных бумаг										
2	Привлеченные средства										
2.1	кредиты										
2.2	займы организаций										
2.3	прочие привлеченные средства										
3	Бюджетное финансирование										
4	Прочие источники финансирования, в т.ч. акции										
	ИТОГО по программе	2 354 834,00	2 108 942,80	33 001,70	212 889,50	2 354 834,00	487 134,10	497 338,00	479 291,30	448 291,30	442 779,30

Начальник управления



А.В. Соловьев

Приложение 6.1
к постановлению управленца энергетикой и газификации Липецкой области
«О внесении изменений в постановление управленца энергетикой и газификации
Липецкой области от 20 октября 2018 года № 41/2 «Об утверждении инвестиционной программы
ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области на 2019-2023 годы»

Отчет об исполнении инвестиционной программы ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области за 2018 год

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации		Год окончания реализации		Стоимость мероприятий		Примечание
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Группа I. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:								
1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей								
1.1.1	Строительство участков тепловых сетей для подключения новых объектов капитального строительства к системе теплоснабжения с тепловой нагрузкой до 1,5 Гкал/час.	2014	2014	2018	2018	10 160,4	9 352,9	Строительно-монтажные работы на всех объектах завершены: ж/д на ул. Калининна, 38; ж/д на бульваре Шубина; торг. комплекс Елецкий.
1.1.2	Строительство внутриквартальных тепловых сетей в микрорайоне Елецкий, 2037-426	2014	2014	2019		23 299,7	21 963,6	Работы запланированные в 2018 году выполнены в полном объеме.
1.1.3	Строительство тепловых сетей для теплоснабжения 30-31 микрорайона (1-3 этажи)	2016	2016	2021		18 882,3	17 011,4	Работы запланированные в 2018 году выполнены в полном объеме.
1.1.4	Строительство тепловой сети от армян на тепломагистрали 20630 по ул. Неделкина между ВУ 3-16 и ВУ 3-16а до точек подключения объектов капитального строительства в районе ул. Неделкина и Сорокодова	2014	2014	2019		772,3	66,5	Завершены работы по подключению дома (сет. № 1). Работы по подключению дома (сет. № 2) приостановлены из-за отсутствия объекта в кадастре.
1.1.5	Строительство тепловой сети от ТК 3-33-23 20150 км (L=33км) для теплоснабжения жилого дома по ул. Нижняя Богоява	2016	2016	2018	2018	1 516,0	1 637,6	Работы завершены.

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации		Год окончания реализации		Стоимость мероприятий		Примечание
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1.6	Строительство тепловых сетей для подключения коллективной жилой застройки со встроенными торговыми – административными помещениями по ул. Неделкина - Фрунзе в г. Дзержинске	2017	2017	2018	2018	4 185,00	51,8	Мероприятие выполнено в 2017 году. В 2018 году проводилось оформление документации по схеме объекта. Часть работ по оформлению документации по схеме объекта перенесена на 2019 год.
1.1.7	Строительство тепловой сети для теплоснабжения двух ж/д по ул. Неделкина – ул. Фрунзе (ЛТЭС)	2017	2017	2018	2018	7 626,6	14 359,5	Работы завершены.
1.1.8	Строительство тепловой сети на подключение областного электротеплового двигателя по ул. А.Макарова в г. Дзержинске	2017	2017	2018		7 264,3	83,9	Реализация проекта приостановлена в связи с уведомлением Заявителя о временной остановке строительства объекта подключения. В случае возобновления строительства, сроки реализации мероприятия будут скорректированы.
1.2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей								
1.2.1	Строительство насосной станции для ответвления в жилой район НТМК	2017	2017	2018		102 000,1	68 264,9	Поставка выполняется. Ведутся строительные-монтажные работы. Часть работ перенесена на 2019 год.
1.2.2	Строительство сетей внешнего электроснабжения насосной станции на ответвлении в жилой район НТМК	2018	2018	2018		30 028,4	12 319,4	Проектные работы выполнены. Поставка выполнена, выполнение работ перенесено на 2019 год (дальнейшее соблюдение проектной документации).
1.2.3	Строительство блочно-модульной котельной 20 MWt в с. Лебедин	2014	2014	2018	2018	242,4	242,4	Работы выполнены в полном объеме. Подписаны акты о подключении по договору теплоснабжения с ОАО "МРСК Центра" выполнены в январе 2018 года.
1.3. Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей								
1.3.1	Реконструкция тепловой сети от ТК 7-8 до ТК 7-5-1 по ул. Красникова с увеличением диаметра до 26 720 мм (ЛТЭС)	2018	2018	2019		693,8	519,8	Проектные работы выполнены
1.4. Увеличение мощности и производительности существующих объектов централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей								
1.4.1	Реконструкция Юго-Западной котельной в установочной 6-го класса	2015	2015	2018		7 788,6	0,0	Строительно-монтажные работы завершены. Выполняются нулево-монтажные работы. Мероприятие выполнено не полностью, в связи со срочным сроком выполнения работ подрядной организацией.
Итого по группе 1.						214 433,8	146 064,1	

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации		Год завершения реализации		Стоимость мероприятий		Примечание
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с увеличением числа потребителей, в том числе строительство новых								
2.1	Строительство переключен между ТК 2-20 по ул.	2017	2017	2018		117,1	47,5	Работы завершены. В 2018 году проведена оформление документации по сдаче объекта. Часть работ по оформлению документации на сдачу объекта перенесена на 2019 год.
Всего по группе 2.						117,10	47,50	
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников								
3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей								
3.1.1	Замена тепловой изоляции на трубопроводах тепломагистралей № 1 и № 2 Ду 325-820 мм L=1220 м (одноступен.) (1-2 этажи)	2017	2017	2018	2018	1 192,8	1 064,5	Работы запланированные в 2018 году выполнены в полном объеме.
3.1.2	Реконструкция тепловых сетей с восстановлением тепловой изоляции L = 11,43 км (1-3 этажи)	2017	2017	2019		27 459,5	18 569,6	Работы запланированные в 2018 году выполнены в полном объеме.
3.1.3	Реконструкция теплотрассы по ул. 6-ой Гвардейской дивизии от ТК 2-13 до ТК 2-26, Ø426 мм, L=530 м.	2018	2018	2018	2018	38 736,9	38 373,5	Строительно-монтажные работы завершены, объект введен в эксплуатацию.
3.1.4	Реконструкция теплотрассы по ул. Октябрьской, ул. Пушкима, пер. Мельничной и ул. Елены. Ø 408-530 мм, L= 1500м. (1-2 этажи)	2017	2017	2021		30 258,6	30 346,9	Работы запланированные в 2018 году выполнены в полном объеме, объект введен в эксплуатацию
3.1.5	Реконструкция теплотрассы по ул. Жуковского от ТК 4-5 до ТК 4-24, 2Ø 273, L= 138 м	2018	2018	2019		281,7	281,7	Проектные работы выполнены
3.1.6	Реконструкция участка теплотрассы от ТК 26 до ТК 31, 2Ø 325-88 мм, L= 612,7 м, с выводом на эксплуатацию участка 2Ø 219, L= 306 м (1-2 этажи) в г. Давыдов	2017	2017	2018	2018	14 600,6	14 543,8	Строительно-монтажные работы по 2-му этапу завершены, объект введен в эксплуатацию.
3.1.7	Реконструкция участка теплотрассы на микрорайон №4 по УТ1-7 ул. Мичуринская до УТ1-15 пер.Спортивный 2Ø380-323мм, L=6.519 км (ТС ИТМ) (1-3 этажи)	2018	2018	2021		3 816,8	3 265,8	Проектные работы выполнены. Строительно-монтажные работы по 1-му этапу завершены, объект введен в эксплуатацию.

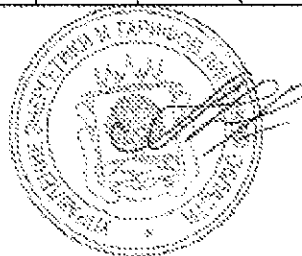
№ п/п	Наименование мероприятия	Год начала реализации		Год окончания реализации		Стоимость мероприятий		Примечание
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.1.8	Реконструкция тепломатрицы по ул. 9 Мая от ст. 2-28 до ст. 2-28-3 20426мм, L=200 м в городе Липецке.	2018	2018	2019		595,3	595,3	Проектные работы выполнены
3.1.9	Техническое перевооружение теплосети по проезду Колхозный от ТК 4-62 до ТК 4-56а, Ø 530 мм, L=231,5 м	2018	2018	2018	2018	26 978,0	26 715,3	Работы завершены, объект введен в эксплуатацию.
3.1.10	Техническое перевооружение теплосети по ул. Водопольная от ТК 4-41 до ТК 4-43, Ø 530 мм, L=188,4 м	2018	2018	2018	2018	28 768,7	25 641,0	Работы завершены, объект введен в эксплуатацию.
3.1.11	Тех. перевооружение теплосети по ул. Масловская от ТК 4-3 до ТК 4-22а, Ø 630 мм, L=530 м.	2018	2018	2018	2018	44 985,9	44 693,5	Работы завершены, объект введен в эксплуатацию.
3.1.12	Ремонт участка тепловой сети 36 57 км от тепловой камеры ТК 3-26а-8 до ТК 3-26а-9	2018	2018	2020		1 000,0	740,0	Проектные работы выполнены
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей								
Всего по группе 3.						217 757,6	201 824,9	
Группа 4. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения								
4.1.1	Реконструкция схемы подпитки теплосети в установкой подпитывающей котельной воды на Липецкой ТЭЦ-2	2018	2018	2019		490,0	490,0	Проектные работы выполнены.
4.1.2	Переключение тепловых нагрузок потребителей котельной на ул. Толстого на Липецкую ТЭЦ-2 в г. Липецке (замена оборудования котельной, строительство тепловой магистралью) 1 этап.	2017	2017	2018	2018	8 896,5	7 764,3	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.3	Реконструкция ГСЭ паровой турбины ТП-ВН160 ст. №3 в части замены системы отвода заводской смеси ЛТЭЦ-2	2018	2018	2018	2018	10 980,5	10 941,8	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.4	Автоматический контроль выбросов вредных загрязняющих веществ ЛТЭЦ-2, с передачей данных в единую систему государственного экологического мониторинга.	2017	2017	2018	2018	10 371,3	10 692,4	Работы выполнены в полном объеме.

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации		Год окончания реализации		Стоимость мероприятий		Примечание
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.1.5	Контроль обратной мощности на турбогенераторах ТГЭД-2 ст. № 1-3 для реализации схемы связи обратной мощности (РОМ)	2018	2018	2019		340,0	340,0	Проектные работы выполнены.
4.1.6	Автоматический контроль сбрасываемых загрязняющих веществ ЛПДБ-3 в Матырское водохранилище, с передачей данных в единую систему государственного экологического мониторинга	2018	2018	2021		841,0	841,0	Проектные работы выполнены.
4.1.7	Замена деревянных подставок на железобетон на приемно-связной эстакаде, длина эстакады 360м (двухпутная, рельсы Р-50 -120 м и Р-65 -180 м)	2018	2018	2019		611,1	611,1	Проектные работы завершены.
4.1.8	Техническое перевооружение оборудования ГРУ (3-ей линии регулирования) БГЭЦ	2017	2017	2018	2018	325,4	325,3	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.9	Реконструкция здания воздушной тепловой в части монтажа вакуумной деаэрационной установки БГЭЦ	2018	2018	2019		9 179,4	1 601,3	Проектные работы выполнены. Выполнена поставка части оборудования. Завершение работ по мероприятию перенесено на 2019 год (мероприятие не выполнено полностью в 2018 году в связи со сложным графиком выполнения проектных работ подрядчиком)
4.1.10	Реконструкция котлов-утилизаторов ст. №1 и №2 типа П-130 в части установки станции консервации азотным газом БГЭЦ	2018	2018	2018	2018	2 135,4	2 040,2	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.11	Техническое перевооружение здания воздушной тепловой в заменой трансформаторов СН 64У, 65У, БГЭЦ	2018	2018	2018	2018	1 651,1	1 320,7	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.12	Реконструкция оборудования ГРУ-6 мВ в установкой оборудования для компенсации емкостных токов	2018	2018	2018	2018	257,0	257,0	Проектные работы выполнены.
4.1.13	Реконструкция ТГ-3 в части системы регулирования реактивной мощности с установкой обновленного программного обеспечения (БГЭЦ)	2018	2018	2018	2018	200,0	200,0	Работы выполнены в полном объеме.

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации		Год окончания реализации		Стоимость мероприятий		Примечания
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.1.14	Реконструкция насосной установки с центробежными насосами с монтажом водоводяного пластинчатого теплообменника (ВТЭЦ)	2018	2018	2018	2018	2 463,5	1 766,1	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.15	Техническое перевооружение водовода артезианской воды с установкой теплообменника (ДТЭЦ)	2018	2018	2018	2018	1 160,0	799,4	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.16	Реконструкция ГРП №858,78 на котельной СЗК	2017	2017	2018	2018	904,1	902,2	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.17	Техническое перевооружение узлов регулирования давления газа с установкой регулирующих заслонок на газопроводах в ГРП котельных ЮЗК, ЦК.	2018	2018	2021		360,0	360,0	Проектные работы выполнены.
4.1.18	Реконструкция систем анализа содержания кислорода в окисляющих газах котлов ЦК, СЗК, ЮЗК (20 шт.).	2018	2018	2018	2018	5 810,8	5 321,5	Проектные работы выполнены. Работы завершены.
4.1.19	Реконструкция трубопровода сетевой воды внутри ЦК с заменой задвижек клапанов DN 2 с Ду400-2шт на Ду 500мм и увеличением d трубы с 400мм на 500мм L=32м	2018	2018	2019		283,1	283,1	Проектные работы выполнены.
4.1.20	Реконструкция котла ТВГ-8М на 10 Ткал в котельной Угловая	2018	2018	2021		1 249,5	1 249,5	Проектные работы выполнены.
4.1.21	Техническое перевооружение узла учета питьевой воды на ЮЗК.	2018	2018	2019		280,0	280,0	Проектные работы выполнены.
4.1.22	Проектирование и установка автоматической пожарной сигнализации и систем оповещения о пожаре на Северо-Западной, Юго-Западной котельных (ЛТС)	2018	2018	2018	2018	2 389,8	2 680,0	Проектные работы выполнены. Работы завершены.
4.1.23	Реконструкция Юго-Западной котельной с установкой конденсационного economizera	2018		2018		3 000,0	0,0	Мероприятие не выполняло, в связи со срывом сроков выполнения проектных работ подрядчиком.
4.1.24	Оборудование системы автоматической охраны здания ЦН ЛТС	2018	2018	2018	2018	92,4	92,4	Работы выполнены в полном объеме.

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации		Год окончания реализации		Стоимость мероприятий,		Примечание
		план	факт	план	факт	план	факт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.1.25	Оборудование поста охраны на насосной станции по ул. Неделкина	2018	2018	2018	2018	169,0	87,7	Работы выполнены в полном объеме.
4.1.26	Модернизация СУМЭС (система телемеханики и связи) филиала	2018		2018		17 993,7	0,0	Подготовлен пакет документов на поставку оборудования и выполнение работ для проведения конкурсных процедур. Позднее согласование проектной документации системным оператором АО "СО ЕЭС". Работы перенесены на 2019 год.
4.1.27	Оборудование ИТ	2018	2018	2018	2018	739,3	1 833,4	Поставка выполнена
4.1.28	Приобретение тепловых сетей	2018	2018	2018	2018	2,1	2,1	Документы на приобретение сетей заключены.
4.1.29	Оборудование, не входящее в сметы строек	2018	2018	2018	2018	22 261,8	22 303,8	Поставка оборудования и электромонтаж выполнены.
Всего по группе 4.						195 884,1	74 119,3	
Группа 5. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов системы централизованного теплоснабжения								
5.1. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж тепловых сетей								
5.2. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей								
Всего по группе 5.						0,00	0,00	
ИТОГО по программе						338 191,6	421 995,8	

Начальник управления



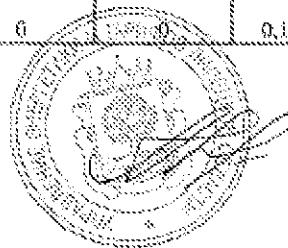
А.В. Соколов

Приложение 6.2
к постановлению управления энергетикой и тарифов Липецкой области и
«О внесении изменений в постановление управления энергетикой и тарифов
Липецкой области от 13 декабря 2015 года № 53/28 «Об утверждении инвестиционной программы
ПАО «Квадра» в сфере теплоснабжения на территории Липецкой области на 2016-2018 годы»

**Отчет о достижении плановых показателей надежности и энергетической эффективности объектов
системы централизованного теплоснабжения ПАО «Квадра» на территории Липецкой области
за 2018 год**

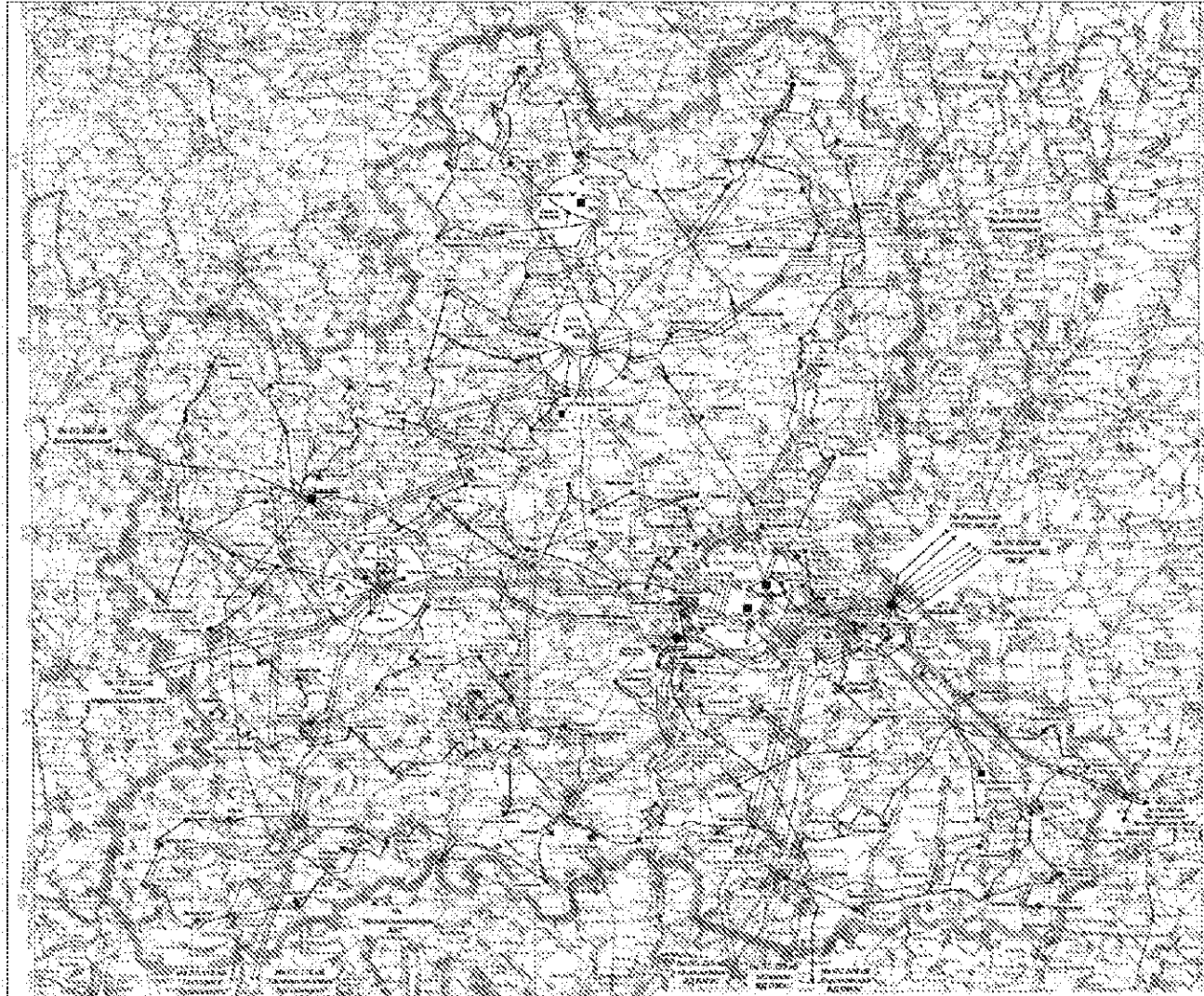
№ п/п	Наименование объекта	Показатели надежности				Показатели энергетической эффективности					
		Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей		Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности		Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпущаемой с коллекторов источников тепловой энергии, т.у.т./Гкал		Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, тыс. Гкал/м ²		Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, тыс. Гкал	
		план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Липецкая ТЭЦ-2	0	0	0	0	0,14250	0,14885	-	-	-	-
2	Елецкая ТЭЦ (без ПГУ)	0	0	0	0	0,19320	0,18166	0,000672	0,001590	17,151	56,083
3	Елецкая ТЭЦ (ПГУ)	0	0	0	0	0,14640	0,18080	0,000362	0,000535	33,755	18,868
4	Данковский ТЭЦ	0	0	0	0	0,17320	0,17775	0,004283	0,004544	40,986	52,330
5	Липецкие тепловые сети	0	0	0	0	-	-	0,003698	0,002801	823,546	821,115
6	Кутузовский г. Липецка	0	0	0	0	0,16080	0,15925	-	-	-	-

Начальник управления

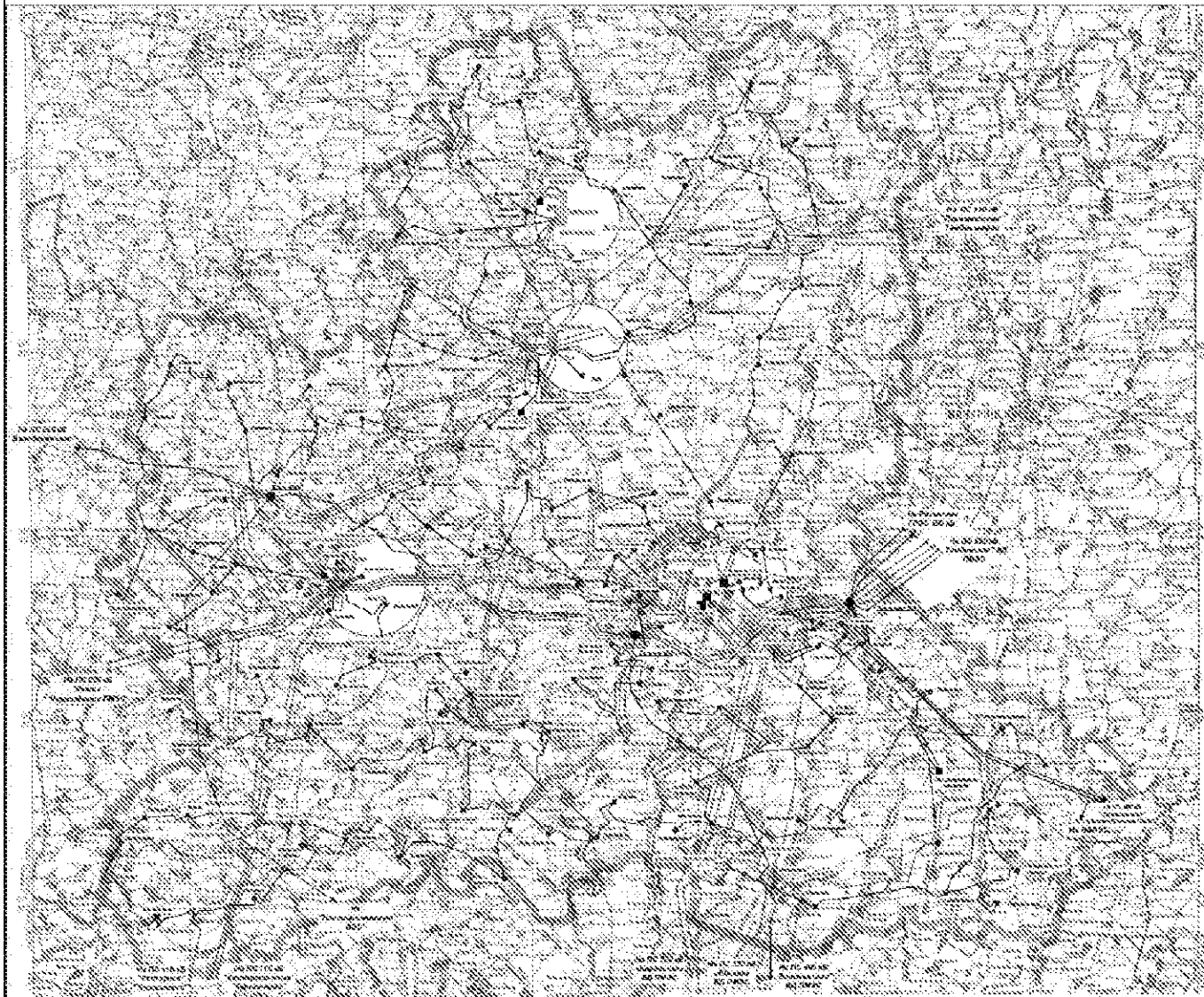


А.В. Соколовых

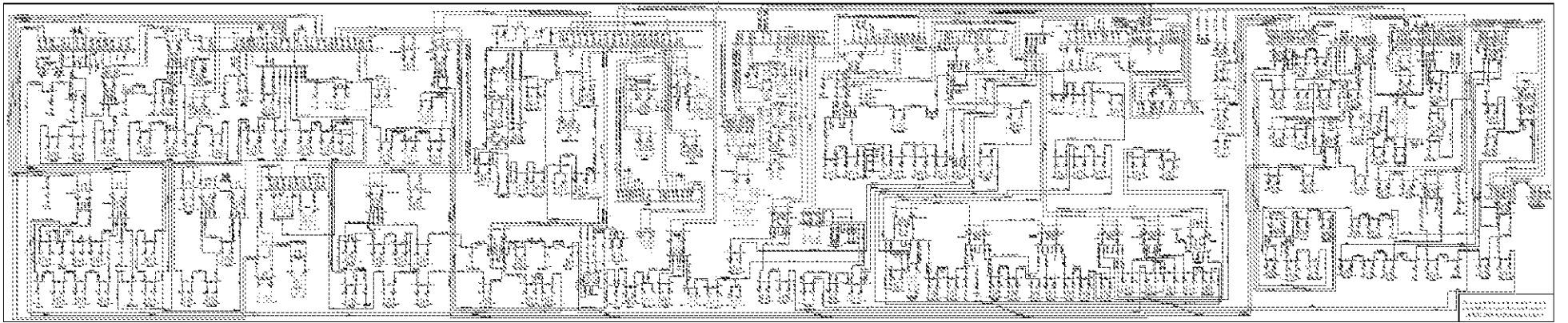
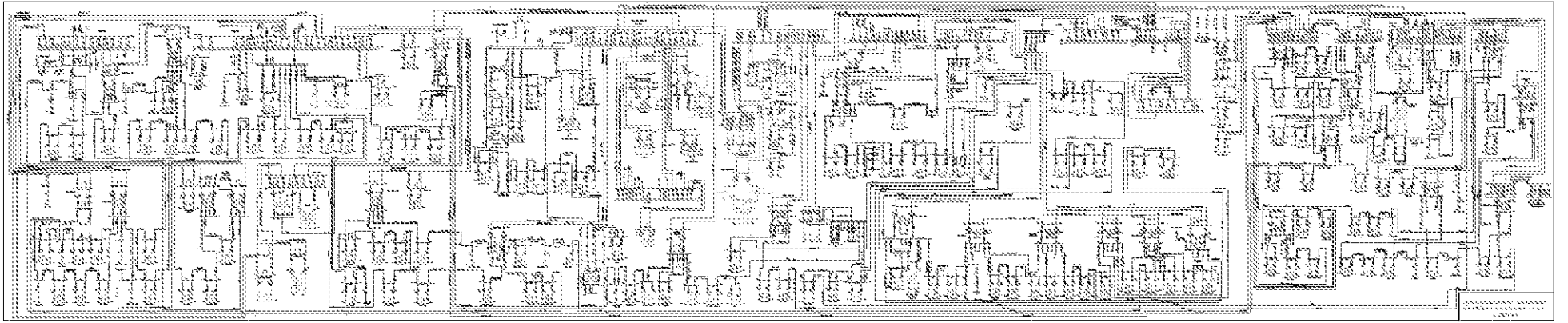
Приложение 14
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы



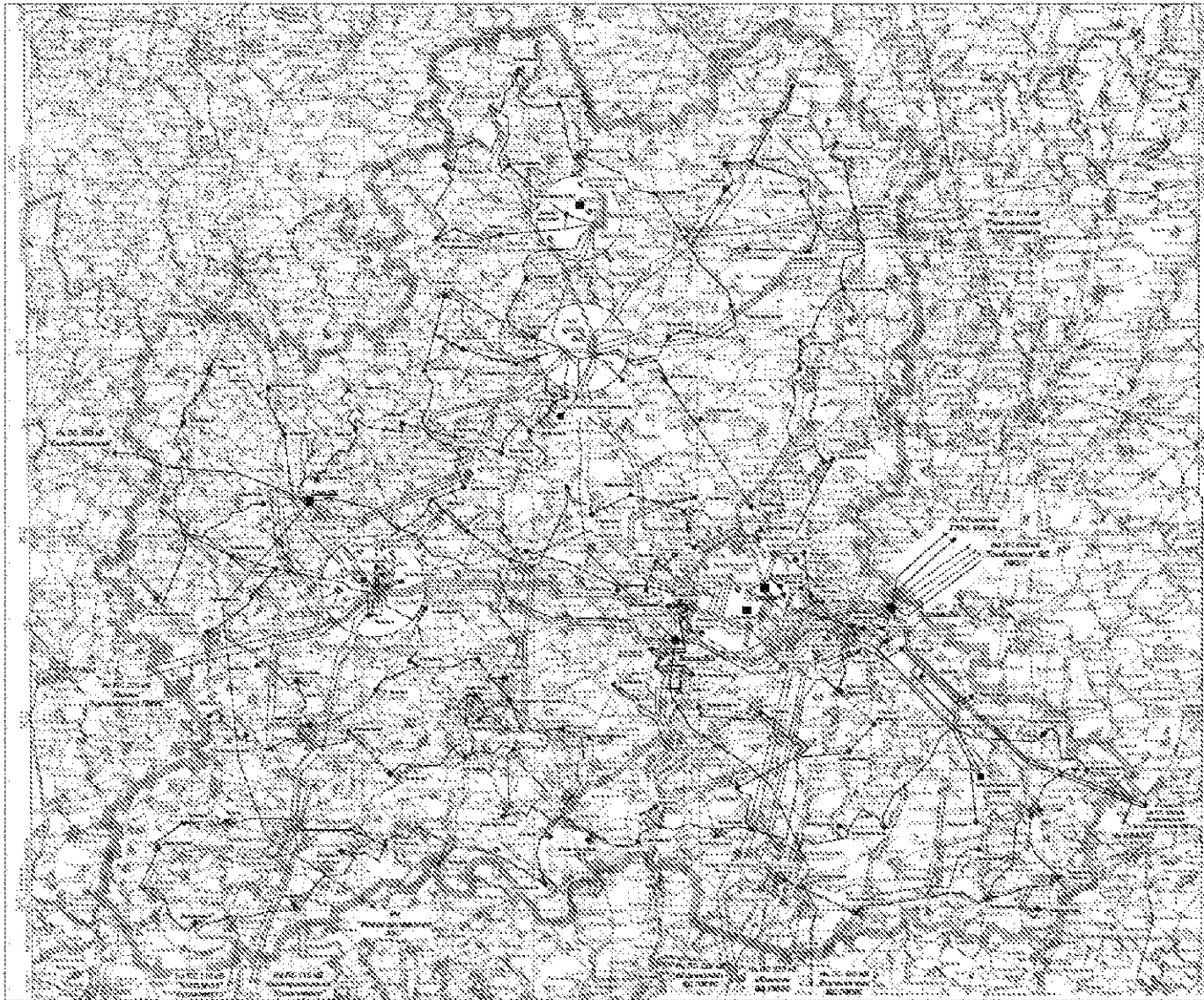
Карта-схема электрических сетей
35кВ и выше Липецкой
энергосистемы на 2020г



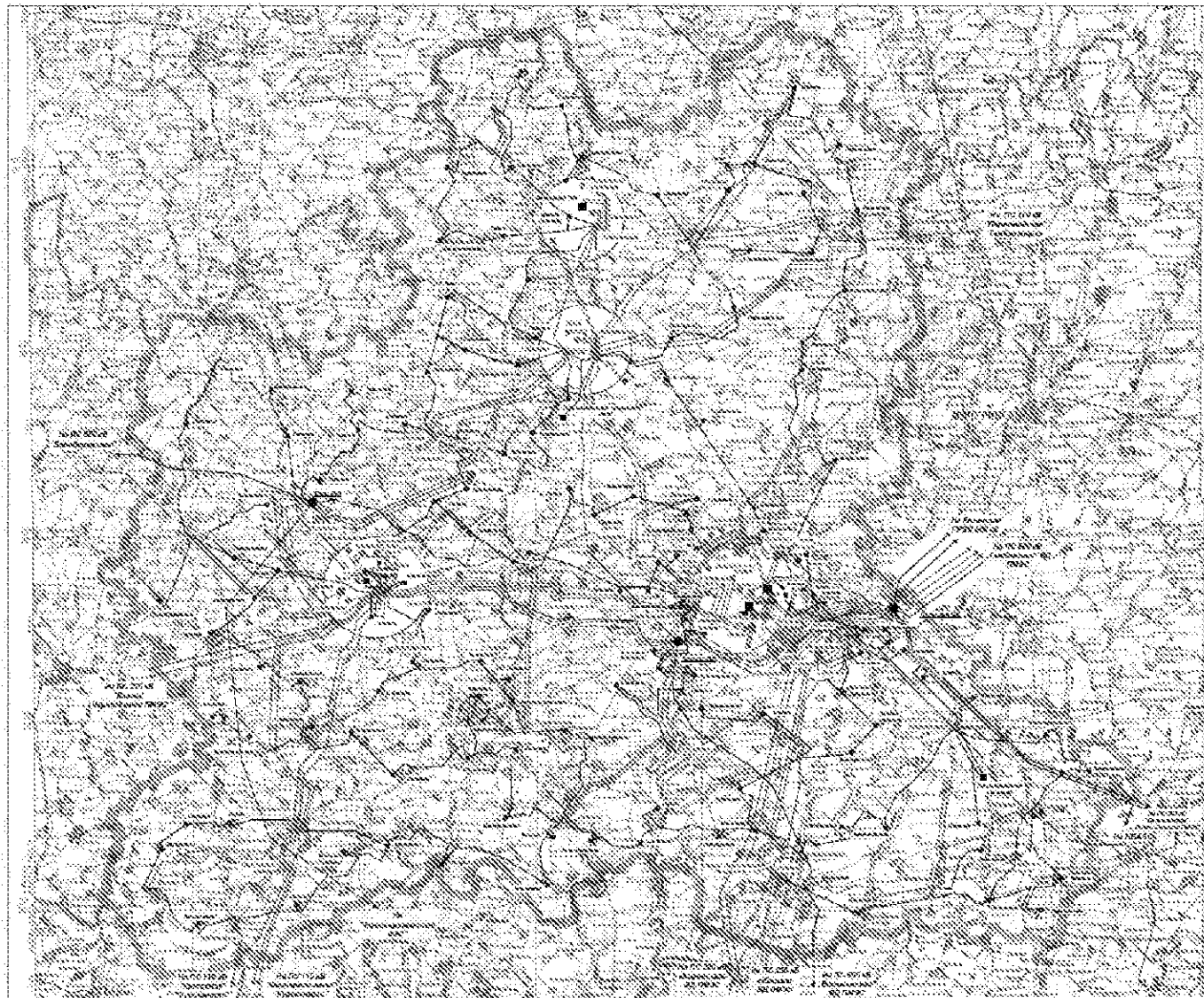
Карта-схема электрических сетей
35кВ и выше Лилецкой
энергосистемы на 2021- 2025 гг
(базовый вариант)



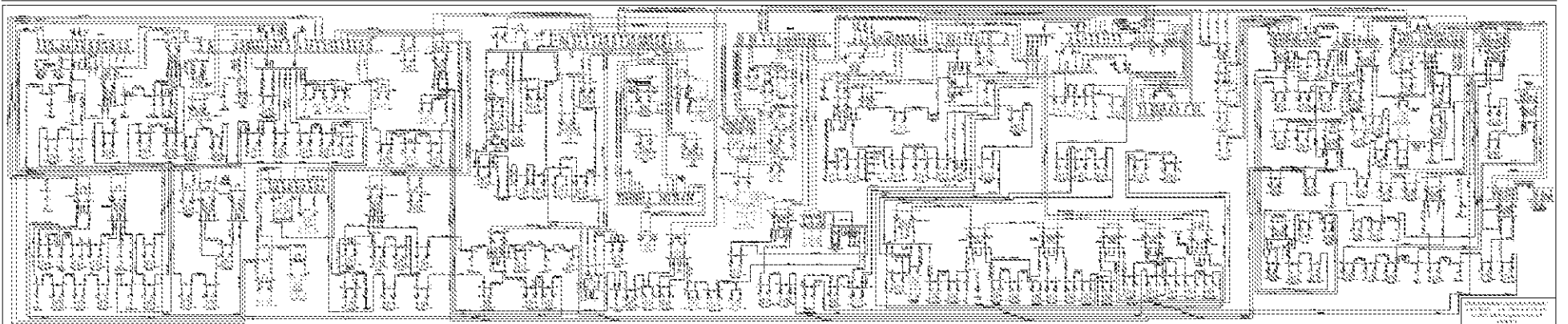
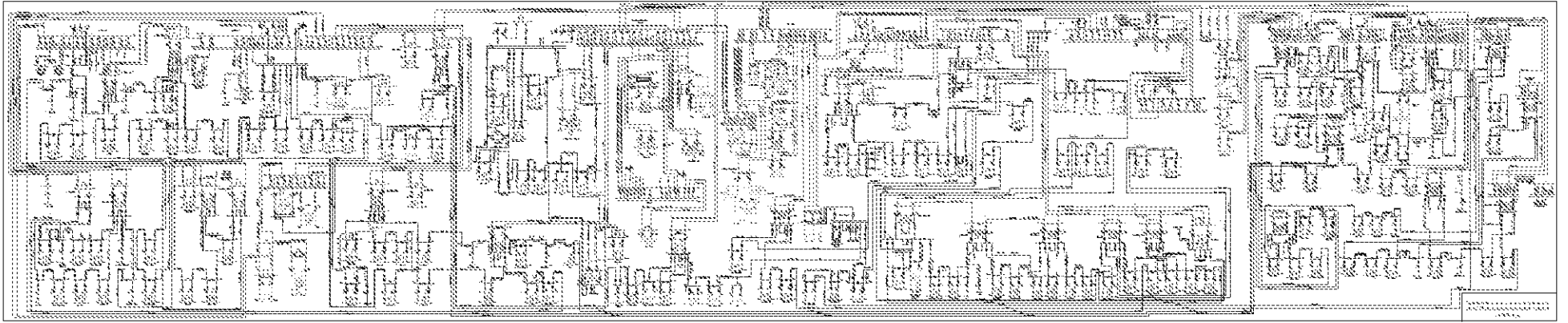
Приложение 15
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы



Карта-схема электрических сетей
35кВ и выше Липецкой
энергосистемы на 2020г



Карта-схема электрических сетей
35кВ и выше Липецкой
энергосистемы на 2021- 2025 гг
(региональный вариант)



Приложение 16
к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2021-2025 годы

**Технико-экономическое обоснование строительства ПС 35 кВ Восход
(региональный вариант)**

Таблица 1
Ориентировочная стоимость реконструкции ПС 110 кВ Химическая

тыс. руб. без НДС

СМР	178 366,166
Оборудование	204 493,301
ПНР	34 540,190
ПИР	13 185,788
Прочие	30 738,201
Экспертиза проектной документации	1 156,394
ВСЕГО	462 480,040

Таблица 2
Укрупненный расчет стоимости на СМР ПС 110 кВ Химическая

тыс. руб. без НДС

№ п/п	Составляющие затраты	Показатели стоимости ПС 110/35/10 кВ (тыс. руб. без НДС)		
		ОАО "ХОЛДИНГ МРСК" ПРИКАЗ №488 от 20.09.2012	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб
1	ПС 110/35/10 кВ 2*25 МВА	Таблица 1; 15	97592*0,86	83 929,120
	Итого в базисных ценах			83 929,120
	Итого в ценах 2000 г, в том числе:			83 929,120
	Стоимость Оборудования	Укрупненные показатели стоимости ПС по Сборнику УП стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО "Холдинг МРСК" , приложение №5	83 929,120 x 0,550	46 161,016
	Стоимость ПНР		83 929,120 x 0,038	3 189,307
	Стоимость СМР		83 929,120 x 0,330	27 696,610
	Стоимость ПИР		83 929,120 x 0,040	3 357,165
	Стоимость Прочие		83 929,120 x 0,042	3 525,023
	Итого СМР в текущих ценах на 1 квартал 2018 г.	Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09		
	Оборудование		46 161,016 x 4,43	204 493,301
	ПНР		3 189,307 x 10,83	34 540,190
	СМР		27 696,610 x 6,44	178 366,166
	ПИР		3 357,165 x 3,83	12 857,941
	Прочие		3 525,023 x 8,72	30 738,201
	Всего в текущих ценах			460 995,799
	Всего в текущих ценах без ПИР			448 137,858

Таблица 3
Укрупненный расчет стоимости на ПИР ПС 110 кВ Химическая

тыс. руб. без НДС

таблица	Примечания	Расчет Государственный сметный норматив "Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве "Объекты энергетики. Электросетевые объекты" Приложение №3 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунальному хозяйству РФ №30 от 27.01.2016	ПИР в базовых ценах	ПИР в ценах на 1 кв. 2018 г. (Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09 К=3,83
№1	74800*0,0436=3261,280 80780*0,0427=3449,306	3449,306-(3449,306-3261,280)/(80780-74800)*(80780-80571,955)	3 442,765	13 185,788
Всего ПИР+СМР в ценах на 1 кв. 2018 г.				461 323,646

Таблица 4
Ориентировочная стоимость строительства ПС 35 кВ Восход и ВЛ-35 кВ
 тыс. руб. без НДС

СМР	40 484,269
Оборудование	25 281,368
ПНР	4 270,180
ПИР	4 433,925
Прочие	9 940,714
Экспертиза проектной документации	562,665
ВСЕГО	84 973,121

Таблица 5

Укрупненный расчет стоимости на СМР ПС 35 кВ Восход

тыс. руб. без НДС

№ п/п	Составляющие затраты	Показатели стоимости ПС 35/10 кВ (тыс.руб. без НДС)		
		ОАО "ХОЛДИНГ МРСК" ПРИКАЗ №488 от 20.09.2012	Расчет затрат	Величина затрат, тыс.руб
1	ПС 35/10 кВ 1*4 МВА	Таблица 15	15250*0,5	7 625,000
	Итого в базисных ценах			7 625,000
	п. 4.7-5%-подготовительные работы; 4%-благоустройство; 3,9%-временные здания и сооружения; 8,5%-ПИР и авторский надзор; 3,18%-содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль; 8,5%-прочие работы и затраты (производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты связанные с командованием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов); 3%-непредвиденные затраты		7 625,000 x 1,3608	10 376,100
	Итого в ценах 2000 г, в том числе:			10 376,100
	Стоимость Оборудования		10 376,100 x 0,550	5 706,855
	Стоимость ПНР	Укрупненные показатели стоимости ПС по Сборнику УП стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО "Холдинг МРСК" , приложение №5	10 376,100 x 0,038	394,292
	Стоимость СМР		10 376,100 x 0,330	3 424,113
	Стоимость ПИР		10 376,100 x 0,040	415,044
	Стоимость Прочие		10 376,100 x 0,042	435,796
	Итого СМР в текущих ценах на 1 квартал 2018 г.			
	Оборудование	Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09	5 706,855 x 4,43	25 281,368
	ПНР		394,292 x 10,83	4 270,180
	СМР		3 424,113 x 6,44	22 051,288
	ПИР		415,044 x 3,83	1 589,619
	Прочие		435,796 x 8,72	3 800,143
	Всего в текущих ценах			56 992,597
	Всего в текущих ценах без ПИР			55 402,978

Таблица 6

Укрупненный расчет стоимости на ПИР ПС 35 кВ Восход

тыс. руб. без НДС

таблица	Примечания	Расчет Государственный сметный норматив "Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве "Объекты энергетики. Электросетевые объекты" Приложение №3 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунальному хозяйству РФ №30 от 27.01.2016	ПИР в базовых ценах	ПИР в ценах на 1 кв. 2018 г. (Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09 К=3,83
№1	8970*0,097=870,090 11970*0,092=1101,240	1101,240-(1101,240-870,090)/(11970-8970)*(11970-9961,056)	946,451	3 624,907
Всего ПИР+СМР в ценах на 1 кв. 2018 г.				59 027,885

Таблица 7

Укрупненный расчет стоимости на СМР ВЛ 35 кВ

тыс. руб. без НДС

№ п/п	Составляющие затраты	Показатели стоимости ВЛ 35 кВ (тыс.руб. без НДС)		
		ОАО "ХОЛДИНГ МРСК" ПРИКАЗ №488 от 20.09.2012	Расчет затрат	Величина затрат, тыс.руб
1	ВЛ 35 кВ 9 км	Таблица 2	$((635,1*0,2)+(452,6*0,8))*9$	4 401,900
	Итого в базисных ценах			4 401,900
	п. 2.7-1,5%-благоустройство; 3,3%-временные здания и сооружения; 9%-ПИР и авторский надзор; 3,18%-содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль; 8%-прочие работы и затраты (производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты связанные с командованием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов); 3%-непредвиденные затраты		4 401,900 x 1,2798	5 633,552
	Итого в ценах 2000 г, в том числе:			5 633,552
	Стоимость Оборудования		5 633,552 x 0,000	0,000
	Стоимость ПИР	Укрупненные показатели стоимости ПС по Сборнику УП стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО "Холдинг МРСК", приложение №5	5 633,552 x 0,000	0,000
	Стоимость СМР		5 633,552 x 0,800	4 506,841
	Стоимость ПИР		5 633,552 x 0,075	422,516
	Стоимость Прочие		5 633,552 x 0,125	704,194
	Итого СМР в текущих ценах на 1 квартал 2018 г.			
	Оборудование	Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09	0,000 x 4,43	0,000
	ПИР		0,000 x 10,83	0,000
	СМР		4 506,841 x 4,09	18 432,981
	ПИР		422,516 x 3,83	1 618,238
	Прочие		704,194 x 8,72	6 140,571
	Всего в текущих ценах			26 191,790
	Всего в текущих ценах без ПИР			24 573,552

Таблица 8

Укрупненный расчет стоимости на ПИР ВЛ 35 кВ

тыс. руб. без НДС

таблица	Примечания	Расчет Государственный сметный норматив "Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве "Объекты энергетики. Электросетевые объекты" Приложение №3 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунальному хозяйству РФ №30 от 27.01.2016	ПИР в базовых ценах	ПИР в ценах на 1 кв. 2018 г. (Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09 К=3,83)
№1	4488*0,0427=191,638 5984*0,0388=232,179	$232,179-(232,179-191,638)/(5984-4488)*(5984-5211,035)$	211,232	809,018
Всего ПИР+СМР в ценах на 1 кв. 2018 г.				25 382,571