



ГУБЕРНАТОР КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

30.04.2019

№ 57

г. Киров

Об утверждении Программы развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить Программу развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы (далее – Программа) согласно приложению.
2. Рекомендовать распределительным сетевым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Кировской области, разрабатывать инвестиционные программы на основе Программы.
3. Признать утратившим силу Указ Губернатора Кировской области от 28.04.2018 № 67 «О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы».
4. Настоящий Указ вступает в силу с 01.01.2020.

И.о. Губернатора
Кировской области А.А. Чурин

Приложение

УТВЕРЖДЕНА

Указом Губернатора
Кировской области
от 30.04.2019 № 57

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Кировской области
на 2020 – 2024 годы

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общая характеристика региона	6
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Кировской области за прошедший пятилетний период.....	7
2.1. Характеристика энергосистемы Кировской области	7
2.1.1. Генерирующие компании.....	8
2.1.2. Сетевые компании.....	8
2.1.3. Энергосбытовые организации оптового рынка электрической энергии и мощности.....	9
2.2. Отчетная динамика потребления электрической энергии в Кировской области за 2014 – 2018 годы.....	10
2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии	11
2.4. Динамика максимума нагрузки по энергорайонам энергосистемы Кировской области.....	14
2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Кировской области	15
2.6. Состав оборудования существующих электростанций на территории Кировской области	16
2.7. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций.....	17
2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние пять лет (2014 – 2018 годы)	18
2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Кировской области	19
2.9.1. Подстанции	19
2.9.2. Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на подстанциях энергосистемы Кировской области по состоянию на 01.01.2019	19
2.9.3. Линии электропередачи.....	19
2.9.4. Средства компенсации реактивной мощности	20
2.10. Основные внешние связи энергосистемы Кировской области.....	20
2.10.1. Связи с энергосистемами ОЭС Урала.....	20
2.10.2. Связи с энергосистемами ОЭС Центра.....	20
2.10.3. Связи с энергосистемами ОЭС Северо-Запада	21
2.10.4. Связи с энергосистемами ОЭС Средней Волги	21
2.11. Описание энергорайонов энергосистемы Кировской области	22
2.11.1. Центральный энергорайон энергосистемы Кировской области	23
2.11.2. Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка энергосистемы Кировской области.....	23

2.11.3. Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи энергосистемы Кировской области.....	24
2.11.4. Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 энергосистемы Кировской области	25
2.11.5. Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 энергосистемы Кировской области	25
2.11.6. Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк энергосистемы Кировской области.....	26
2.11.7. Мурашинский (Северный) энергорайон энергосистемы Кировской области.....	26
2.11.8. Южный энергорайон энергосистемы Кировской области.....	27
2.11.9. Кирсинско-Омутнинский энергорайон энергосистемы Кировской области.....	27
2.11.10. Фаленско-Омутнинский энергорайон энергосистемы Кировской области.....	28
2.11.11. Котельничский энергорайон энергосистемы Кировской области	28
2.11.12. Вятско-Полянский энергорайон энергосистемы Кировской области	29
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Кировской области.....	29
4. Основные направления развития электроэнергетики Кировской области.....	44
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Кировской области.....	44
4.2. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.....	44
4.3. Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности на пятилетний период (2020 – 2024 годы)	46
4.4. Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области.....	47
4.5. Перспективный баланс производства и потребления (спроса) электрической энергии и мощности.....	49
4.5.1. Структура перспективных балансов электрической энергии и мощности	49
4.5.2. Генерирующие объекты на основе возобновляемых источников энергии по итогам конкурсного отбора проектов генерирующих объектов по производству электрической энергии (мощности) с использованием возобновляемых источников энергии	50
4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше.....	51
4.6.1. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск).....	52

4.6.2. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант).....	56
4.6.3. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная (замена трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА) со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 километра).....	59
4.6.4. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница.....	67
4.6.5. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево.....	72
4.7. Расчет и анализ электрических режимов в сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в нормальной схеме, схемах при нормативных возмущениях в нормальной схеме и ремонтных схемах в 2020 – 2024 годах.....	75
4.7.1. Анализ уровней напряжения.....	76
4.7.2. Анализ токовых перегрузок.....	76
4.7.3. Анализ токовых перегрузок и уровней напряжения при эксплуатации планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Кировской области	78
4.7.3.1. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск)	78
4.7.3.2. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)	80
4.7.3.3. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ на ПС 110 кВ Заречная (замена трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА) со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 километра).....	80
4.7.3.4. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница.....	81
4.7.3.5. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево.....	81
4.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области на период 2020 – 2024 годов.....	81
4.8.1. Общие положения	81
4.8.2. Анализ баланса реактивной мощности.....	86
5. Ожидаемые результаты реализации Программы.....	88
Приложение № 1. Схема развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы.....	91

Приложение № 2. Перечень действующих технических условий на технологическое присоединение	92
Приложение № 3. Схемы нормальных режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в 2020 – 2024 годах	98
Приложение № 4. Графические схемы послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области	118
Приложение № 5. Результаты расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Трехречье)	134
Приложение № 6. Результаты расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Мурыгино)	148

1. Общая характеристика региона

Кировская область – одна из крупнейших областей в Нечерноземной зоне России, расположена на северо-востоке европейской части страны.

Площадь – 120,4 тыс. кв. километров.

В Кировской области проживает 1272,2 тыс. человек.

Административный центр – город Киров расположен в 900 километрах к востоку от города Москвы.

В городах и поселках городского типа проживает 77% населения региона, в сельской местности – 23%.

Наиболее крупными городами Кировской области являются:

Киров (757,04 кв. километра, 533,2 тыс. человек);

Кирово-Чепецк (53,36 кв. километра, 72,0 тыс. человек);

Слободской (49,05 кв. километра, 33,2 тыс. человек);

Вятские Поляны (28,34 кв. километра, 32,5 тыс. человек);

Котельнич (29,24 кв. километра, 23,6 тыс. человек).

Область входит в состав Приволжского федерального округа, граничит на севере с Архангельской областью и Республикой Коми, на востоке – с Пермским краем и Удмуртской Республикой, на юге – с Республикой Татарстан и Республикой Марий Эл, на западе – с Нижегородской, Костромской и Вологодской областями.

Протяженность железных дорог – 2,2 тыс. километров.

Протяженность автомобильных дорог – 24,1 тыс. километров.

Протяженность водных путей – 1,8 тыс. километров.

Время по Гринвичскому меридиану составляет +03:00 (московское время).

Климат континентальный с продолжительной холодной многоснежной зимой и умеренно теплым летом. Средняя температура января от -12 до -15 °С, июля от +17 до +19 °С. Среднегодовое количество осадков составляет от 505 миллиметров на юго-востоке до 665 миллиметров на северо-западе.

Основу природно-ресурсного потенциала Кировской области составляют лес, животный мир, земельные и водные ресурсы, полезные ископаемые, 63% территории региона покрыто лесами с богатым растительным и животным миром. В основном это леса хвойных пород.

Общий запас древесины в Кировской области составляет 1,2 млрд. куб. метров (19-е место в России по запасам), фосфоритов – 2 млрд. тонн (45% всех запасов России), торфа – 378,3 млн. тонн (484 промышленно значимых месторождения площадью более 10 гектаров).

Сырье для стройиндустрии представлено стекольными песками, песчано-гравийными смесями, глиной, камнем строительным, цементным сырьем.

Основные направления развития Кировской области определены Стратегией социально-экономического развития Кировской области на период до 2020 года, принятой постановлением Правительства Кировской области от 12.08.2008 № 142/319 «О принятии Стратегии социально-экономического развития Кировской области на период до 2020 года», к которым относятся развитие химического производства, сельского хозяйства, строительства, производства пищевых продуктов, металлургического производства и производства готовых металлических изделий, машиностроения, инженерной инфраструктуры, в том числе энергетики.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Кировской области за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы Кировской области

Энергосистема Кировской области охватывает всю территорию региона, работает в составе ОЭС Урала и ЕЭС России и имеет связи с энергосистемами Пермского края, Костромской области, Нижегородской области, Архангельской области, Вологодской области, Республики

Татарстан, Республики Марий Эл, Республики Коми и Удмуртской Республики.

2.1.1. Генерирующие компании

Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» входит в состав группы «Т Плюс» и осуществляет производство тепловой и электрической энергии на 3 тепловых электрических станциях: Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5. АО «Кировская ТЭЦ-1» принадлежит Кировская ТЭЦ-1.

Суммарная установленная мощность электростанций в энергосистеме Кировской области составляет 971,3 МВт и 2928,2 Гкал/ч.

2.1.2. Сетевые компании

На территории Кировской области имеется в эксплуатации около 45 тыс. километров ЛЭП напряжением 0,4 – 500 кВ, около 12 тыс. трансформаторных подстанций. Основной объем электрооборудования и электрических линий находится на балансе 4 специализированных электросетевых организаций.

Кировский район Пермского предприятия магистральных электрических сетей (входит в состав ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы») эксплуатирует на территории Кировской области электрические сети 220 – 500 кВ, относящиеся к Единой национальной (общероссийской) электрической сети. В зону эксплуатационной ответственности вышеуказанной организации –входят 9 подстанций напряжением 220 кВ и 1 подстанция напряжением 500 кВ.

Филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», являющийся самой крупной сетевой организацией на территории Кировской области, осуществляет деятельность по транспортировке и передаче электрической энергии. В состав филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» входят 5 производственных отделений (Северные, Южные, Западные, Яранские, Вятско-Полянские электрические сети),

объединяющих 41 район электрических сетей, которые обслуживают 39,425 тыс. километров электрических сетей напряжением 0,4 – 6 – 10 – 35 – 110 кВ и 9209 подстанций напряжением 35 – 110/6 – 10 кВ и 6 – 10/0,4 кВ.

АО «Горэлектросеть» осуществляет деятельность по транспортировке и передаче электрической энергии в областном центре по сетям 0,4 – 10 кВ.

ОАО «Коммунэнерго» осуществляет два основных вида деятельности: передачу и распределение электрической энергии по электрическим сетям в городах и поселках Кировской области;

выработку тепловой энергии на котельных и ее реализацию потребителям в 5 районах Кировской области.

Всего на территории региона осуществляют деятельность по передаче электрической энергии 2 гарантирующих поставщика и 30 территориальных сетевых организаций.

2.1.3. Энергосбытовые организации оптового рынка электрической энергии и мощности

На территории Кировской области действуют следующие энергосбытовые организации, являющиеся участниками оптового рынка электрической энергии и мощности:

Кировский филиал ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (основной поставщик электрической энергии на территории Кировской области, имеющий статус гарантирующего поставщика);

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (поставщик электрической энергии для ОАО «Российские железные дороги» и потребителей Кировской области, присоединенных к электрическим сетям ОАО «Российские железные дороги», имеющий статус гарантирующего поставщика);

ООО «Русэнергоресурс» (поставщик электрической энергии для группы компаний ПАО «Транснефть»: АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»);

ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» (поставщик электрической энергии для ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» и филиала «Кирово-Чепецкий

химический комбинат» АО «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецк);

ЗАО «Энергопромышленная компания» (поставщик электрической энергии для ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»);

ПАО «Мосэнергосбыт» (поставщик электрической энергии для ООО «Метро Кэш энд Керри» (торговый центр));

ООО «Энергопрогноз» (поставщик электрической энергии для АО «Кировские коммунальные системы»);

ООО «МагнитЭнерго» (поставщик электрической энергии для АО «Тандер» (магазины торговой сети «Магнит»));

ООО «ЕЭС Гарант» (поставщик электрической энергии для АО «Кировский шинный завод» и ООО ПК «Киров-Тайр»).

2.2. Отчетная динамика потребления электрической энергии в Кировской области за 2014 – 2018 годы

Потребление электроэнергии на территории энергосистемы Кировской области в 2014 – 2018 годах представлено в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Электропотребление, млн. кВт·ч	7507,9	7374,8	7311,7	7325,4	7300,5
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	+105,5	-133,1	-63,1	+13,7	-24,9
Среднегодовые темпы прироста, %	+1,4	-1,8	-0,9	+0,2	-0,3

За истекшие 5 лет электропотребление на территории Кировской области снизилось на 2,8%.

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

На территории энергосистемы Кировской области находятся следующие крупные потребители электрической энергии (мощностью более 10 МВт):

ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», филиал «Кирово-Чепецкий химический комбинат» АО «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецк;

ОАО «Российские железные дороги»;

Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (СН Кировских ТЭЦ);

АО «Транснефть – Верхняя Волга»;

АО «Транснефть – Прикамье»;

АО «Омутнинский металлургический завод»;

ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»;

АО «Кировский шинный завод»;

АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»;

АО «ЛЕПСЕ».

Потребление электрической мощности основными потребителями Кировской области в 2014 – 2018 годах представлено в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование основных потребителей электрической мощности	Потребление электрической мощности, МВт				
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» (ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», филиал «Кирово-Чепецкий химический комбинат» АО «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецк)	157	158	164	164	165
2	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Российские железные дороги»)	133	134	134	132	137

№ п/п	Наименование основных потребителей электрической мощности	Потребление электрической мощности, МВт				
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (СН Кировских ТЭЦ)	104	103	95	95	95
4	ООО «Русэнергоресурс» (АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»)	38	38	35	38	36
5	АО «Омутнинский металлургический завод»	16	20	19	22	23
6	АО «Кировский шинный завод» и ООО ПК «Киров-Тайр»	12	14	14	12	12
7	ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	15	16	16	14	14
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	12	12	13	10	13
9	АО «ЛЕПСЕ»	12	12	10	13	11

Потребление мощности основными промышленными потребителями Кировской области в 2014 – 2018 годах носит стабильный характер.

Потребление электрической энергии основными потребителями Кировской области в 2014 – 2018 годах представлено в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Наименование потребителя	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч					Доля в потреблении энергосистемы в 2018 году, %
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	
1	ООО «Энергоснабжающая организация Кирово- Чепецкого химического комбината» (ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», филиал «Кирово- Чепецкий химический комбинат» АО «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецк)	1209,4	1192,6	1204,3	1270,5	1303,5	17,9

№ п/п	Наименование потребителя	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч					Доля в потреблении энергосистемы в 2018 году, %
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	
2	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Российские железные дороги»)	743,5	750,6	733,4	742,3	740,2	10,1
3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (СН Кировских ТЭЦ)	634,7	557,2	527,6	525,7	492,7	6,7
4	ООО «Русэнергоресурс» (АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»)	219,0	220,7	202,9	202,2	170,8	2,3
5	АО «Омутнинский металлургический завод»	74,2	84,5	89,3	93,2	94,9	1,2
6	АО «Кировский шинный завод» и ООО ПК «Киров-Тайр»	82,1	85,6	89,4	79,1	79,8	1,1
7	ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	74,5	71,0	75,6	75,4	70,4	1,0
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	36,4	37,4	35,3	33,6	34,5	0,4
9	АО «ЛЕПСЕ»	51,7	51,5	32,6	29,4	27,2	0,4

За истекший пятилетний период основные промышленные потребители Кировской области в целом характеризуются устойчивым электропотреблением.

2.4. Динамика максимума нагрузки по энергорайонам энергосистемы Кировской области

Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам энергосистемы региона представлена в таблице 4.

Таблица 4

№ п/п	Энергорайон	Показатель	Значение показателя				
			30.01.2014	26.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	25.12.2018
1	Центральный энергорайон	дата	30.01.2014	26.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	25.12.2018
		время	10:00	11:00	09:00	16:00	10:00
		максимум, МВт	1141	1127	1113	1145	1076
		прирост, %	-0,4	-1,2	-1,2	+2,9	-6,0
2	Энергорайон СП 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	дата	24.01.2014	22.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	25.12.2018
		время	09:00	10:00	09:00	11:00	10:00
		максимум, МВт	1038	1034	1025	1001	946
		прирост, %	+0,9	-0,4	-0,9	-2,3	-5,5
3	Энергорайон Киров – ТЭЦ- 4 – Оричи	дата	29.01.2014	23.01.2015	20.12.2016	19.01.2017	30.01.2018
		время	10:00	14:00	15:00	17:00	09:00
		максимум, МВт	457	416	435	443	408
		прирост, %	+4,6	-8,1	+4,6	+1,8	-7,9
4	Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	дата	29.01.2014	23.01.2015	20.12.2016	09.01.2017	21.12.2018
		время	10:00	11:00	10:00	13:00	13:00
		максимум, МВт	263	254	252	254	234
		прирост, %	+3,1	-3,4	-0,8	+0,8	-7,9
5	Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	дата	09.12.2014	20.01.2015	21.12.2016	27.01.2017	02.03.2018
		время	09:00	10:00	09:00	10:00	07:00
		максимум, МВт	191	206	199	197	207
		прирост, %	+1,6	+7,9	-3,4	-1,0	+5,1
6	Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк	дата	01.12.2014	10.11.2015	02.12.2016	17.11.2017	02.03.2018
		время	17:00	11:00	09:00	09:00	07:00
		максимум, МВт	288	259	257	248	255
		прирост, %	-0,7	-10,1	-0,1	-3,5	+2,8
7	Кирсинско- Омутнинский энергорайон	дата	07.02.2014	20.01.2015	23.12.2016	26.12.2017	22.02.2018
		время	10:00	11:00	09:00	17:00	09:00
		максимум, МВт	79	78	78	79	76
		прирост, %	-3,7	-1,3	0	+1,3	-3,8
8	Фаленско- Омутнинский	дата	08.01.2014	18.12.2015	23.12.2016	30.01.2017	20.01.2018
		время	17:00	09:00	09:00	11:00	13:00

№ п/п	Энергорайон	Показатель	Значение показателя				
	энергорайон	максимум, МВт	137	136	136	142	146
		прирост, %	+0,7	-0,7	0	+4,4	+2,8
9	Котельнич- ский энерго- район	дата	03.03.2014	16.12.2015	16.12.2016	28.11.2017	25.01.2018
		время	17:00	09:00	18:00	17:00	17:00
		максимум, МВт	99	100	104	98	104
		прирост, %	-13,97	+1,0	+4,0	-0,6	+6,1
10	Мурашин- ский (Север- ный) энерго- район	дата	20.01.2014	27.01.2015	22.12.2016	10.01.2017	24.12.2018
		время	09:00	10:00	09:00	12:00	11:00
		максимум, МВт	63	65	65	59	68
		прирост, %	0	+3,2	0	-9,2	+15,3
11	Южный энергорайон	дата	27.01.2014	17.02.2015	26.01.2016	09.01.2017	25.12.2018
		время	09:00	10:00	19:00	17:00	09:00
		максимум, МВт	112	108	106	120	105
		прирост, %	+9,2	-3,4	-1,7	+12,4	-12,2
12	Вятско- Полянский энергорайон	дата	20.01.2014	24.11.2015	27.12.2016	13.02.2017	15.11.2018
		время	11:00	12:00	16:00	18:00	18:00
		максимум, МВт	87	84	87	87	78
		прирост, %	+2,4	-3,4	+3,6	0	-10,3

2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Кировской области

Структура установленной электрической мощности на территории Кировской области представлена в таблице 5.

Таблица 5
(МВт)

№ п/п	Наименование электрической станции	Установлен- ная мощ- ность на 01.01.2019	Ввод генери- рующего оборудова- ния с 01.01.2018 по 01.01.2019	Перемаркиров- ка генерирую- щего оборудо- вания с 01.01.2018 по 01.01.2019	Демонтаж гене- рирующего обо- рудования с 01.01.2018 по 01.01.2019
1	АО «Кировская ТЭЦ-1»	10,3	—	—	—
2	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-3)	258	—	—	—
3	Филиал «Кировский»	243	—	—	—

№ п/п	Наименование электрической станции	Установлен- ная мощ- ность на 01.01.2019	Ввод генери- рующего оборудова- ния с 01.01.2018 по 01.01.2019	Перемаркиров- ка генерирую- щего оборудо- вания с 01.01.2018 по 01.01.2019	Демонтаж гене- рирующего обо- рудования с 01.01.2018 по 01.01.2019
	ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4)				
4	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-5)	450	—	—	—
5	ТЭЦ АО «Омутнинский металлургический завод»	10	10	—	—
	Всего по ТЭС	971,3			

2.6. Состав оборудования существующих электростанций на территории Кировской области

Состав оборудования существующих электростанций на территории Кировской области представлен в таблице 6.

Таблица 6

№ п/п	Наименование электрической станции	Установленная мощность			Состав оборудования					
		Электриче- ская, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Энергетические котлы		Паровые и газо- вые турбины		Пиковые водогрейные котлы	
			всего	турбин	Ст. №	Маркировка	Ст. №	Тип агре- гата		
1	Киров- ская ТЭЦ-1	10,3	90,2	90,2	К-5	Е-45	ТГ-2	ПР-5- 3,4/1,7/1,0		
					К-6	Е-45	ТГ-3	Р-5,3-32/3		
					К-8	БКЗ-75-39 ГМА				
					К-9	БКЗ-75-39 ГМА				
2	Киров- ская ТЭЦ-3	258	606	206	К-8	ТП-170-1	ТГ-3	ПТ-22- 90/10	КВГМ-100	
					К-10	ПК-14-2			КВГМ-100	
					К-11	ПК-14-2			КВГМ-100	
					блок 1	Е-236/40,2- 9,15/1,5-515/298- 19,3вв	блок 1	Т-63/76- 8,8	КВГМ-100	
								ГТЭ-160		
3	Киров- ская ТЭЦ-4	243	1142	422	К-3	БКЗ-210-140ф	ТГ-2	Тп-65/75- 12,8	ПТВМ-180	
					К-4	БКЗ-210-140ф	ТГ-3	Т-50-130	ПТВМ-180	
					К-5	БКЗ-210-140ф	ТГ-6	Т- 120/130- 130-8МО	ПТВМ-180 (консерва- ция)	
					К-6	БКЗ-210-140ф			ПТВМ-180	
					К-7	БКЗ-210-140ф				
					К-8	БКЗ-210-140ф				

№ п/п	Наименование электрической станции	Установленная мощность			Состав оборудования					
		Электриче- ская, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Энергетические котлы		Паровые и газо- вые турбины		Пиковые водогрейные котлы	
			всего	турбин	Ст. №	Маркировка	Ст. №	Тип агре- гата		
4	Киров- ская ТЭЦ-5	450	1090	730	К-9	БКЗ-210-140ф			ПТВМ-180	
					К-10	БКЗ-210-140ф				
					1	ТПЕ-430	1ТГ	ПТ- 80/100- 130/13		
					блок 2	ТПЕ-429	блок 2	Т- 185/220- 130		
						ТПЕ-429				
					блок 3	ТПЕ-429	блок 3	Т- 185/220- 130	ПТВМ-180 (законсер- вирован)	
ТПЕ-429										
5	ТЭЦ АО «Омут- нинский метал- лургиче- ский за- вод»	10	29,4	29,4	1	Е-35-40ГМ	1	ПР 6-35- 10-5М		
					2	Е-35-40ГМ	2	АП-4		
					3	ТП-35				

2.7. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций

Структура выработки электрической энергии по типам электростанций представлена в таблице 7.

Таблица 7

№ п/п	Наименование электрической станции	Выработка электрической энергии за 2018 год, (млн. кВт·ч)	Изменение выработки к предыдущему году, %
1	АО «Кировская ТЭЦ-1»	35,9	6,7
2	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-3)	1622,6	-3,4
3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4)	1163,4	-0,6
4	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-5)	1507,9	-1,3
-	Всего по ТЭС	- 4329,8	-1,9

Электрические станции энергосистемы Кировской области в 2018 году снизили выработку электрической энергии по сравнению с 2017 годом на 1,9%.

2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние пять лет (2014 – 2018 годы)

Баланс электрической энергии представлен в таблице 8.

Таблица 8
(млн. кВт·ч)

№ п/п	Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	Потребление электрической энергии	7507,9	7374,8	7311,7	7325,4	7300,5
2	Выработка электрической энергии	4765,9	4798,2	4516,1	4411,5	4329,8
3	Сальдо перетоков	2742,0	2576,6	2795,6	2913,9	2970,7

Баланс мощности представлен в таблице 9.

Таблица 9

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя				
1	Дата	27.01.2014	23.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	19.12.2018
2	Время	11:00	09:00	09:00	11:00	09:00
3	Собственный максимум потребления, МВт	1244	1215	1224	1240	1159
4	Установленная мощность Кировских ТЭЦ, МВт	819,3	1198,3	1071,3	961,3	971,3
5	Располагаемая мощность Кировских ТЭЦ, МВт	818,6	1191,8	1066,8	953,7	957,1
6	Нагрузка Кировских ТЭЦ, МВт	770	899	776	841	793
7	Сальдо перетоков, МВт	474	316	448	399	366

В связи со снижением собственного максимума потребления электроэнергии и вводом новых генерирующих мощностей на Кировской

ТЭЦ-3 и Кировской ТЭЦ-4 в энергосистеме Кировской области снизился дефицит мощности с 474 МВт в 2014 году до 366 МВт в 2018 году.

2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Кировской области

2.9.1. Подстанции

В энергосистеме Кировской области имеется следующее количество подстанций напряжением 110 – 500 кВ:

1 подстанция напряжением 500 кВ;

13 подстанций напряжением 220 кВ;

144 подстанции напряжением 110 кВ.

2.9.2. Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на подстанциях энергосистемы Кировской области по состоянию на 01.01.2019

Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на подстанциях энергосистемы Кировской области представлена в таблице 10.

Таблица 10

Оборудование подстанций в энергосистеме	Класс напряжения		
	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Энергосистема – всего, МВА	4518,6	2318,0	1002
в том числе			
оборудование генерирующих и сетевых компаний	2800,0	1935,0	1002
оборудование потребительских подстанций	1718,6	383,0	–

2.9.3. Линии электропередачи

Протяженность линий электропередачи энергосистемы Кировской области по состоянию на 01.01.2019 составляет (по цепям):

382,2 километра напряжением 500 кВ;
937,47 километра напряжением 220 кВ;
4017,55 километра напряжением 110 кВ.

2.9.4. Средства компенсации реактивной мощности

Количество средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме Кировской области – 1601 БСК суммарной установленной мощностью 516,09 Мвар, в том числе:

16 БСК на энергообъектах сетевых компаний суммарной установленной мощностью 177,7 Мвар;

1585 потребительских БСК суммарной установленной мощностью 338,39 Мвар.

2.10. Основные внешние связи энергосистемы Кировской области

Энергосистема Кировской области охватывает всю территорию региона, входит в ОЭС Урала.

2.10.1. Связи с энергосистемами ОЭС Урала

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Удмуртской Республики по следующим ЛЭП:

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль;

ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны;

ВЛ 35 кВ Орловская – Вихарево.

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Пермского края по ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка.

2.10.2. Связи с энергосистемами ОЭС Центра

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Костромской области по следующим ЛЭП:

ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка;

ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево;

ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча.

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Вологодской области по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Сусоловка – Луза;

ВЛ 35 кВ Луза – Палема;

ПС 110 кВ Сусоловка фидер 10 кВ Христофорово.

2.10.3. Связи с энергосистемами ОЭС Северо-Запада

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Архангельской области транзитом по ВЛ 110 кВ Луза – Сусоловка – Савватия – Заовражье.

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Республики Коми по ВЛ 110 кВ Летка – Мураши (№ 199).

2.10.4. Связи с энергосистемами ОЭС Средней Волги

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Нижегородской области по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Иготино – Шахунья с отпайками;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Буреполом;

Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Иготино;

отпайка ВЛ 110 кВ Иготино – Шахунья на ПС 110 кВ Отворское;

ВЛ 10 кВ Сява – Дружба.

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Республики Марий Эл по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Дубники – Лазарево 1 I цепь;

ВЛ 110 кВ Дубники – Лазарево 1 II цепь с отпайкой на ПС Косолапово;

ВЛ 110 кВ Пижма – Санчурск;

ВЛ 110 кВ Прудки – Новый Торъял;
ВЛ 110 кВ Табашино – Прудки;
ПС 110 кВ Санчурск фидер 10 кВ № 6;
ПС 35 кВ Вотчина фидер 10 кВ № 5;
ПС 35 кВ Кичма фидер 10 кВ № 0.

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемой Республики Татарстан по следующим ЛЭП:

ВЛ 220 кВ Кутлу-Букаш – Вятские Поляны;
ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Каенсар;
ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками (отпайка на ПС Кукмор);
ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками (отпайка на ПС Сардек).

2.11. Описание энергорайонов энергосистемы Кировской области

В энергосистеме Кировской области выделены следующие энергорайоны:

Центральный;
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;
Киров – ТЭЦ-4 – Оричи;
Кировской ТЭЦ-4;
Кировской ТЭЦ-3;
Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк;
Кирсинско-Омутнинский;
Фаленско-Омутнинский;
Котельничский;
Мурашинский (Северный);
Южный;
Вятско-Полянский.

2.11.1. Центральный энергорайон энергосистемы Кировской области

Центральный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 500 кВ Вятка, ПС 220 кВ Киров, ПС 220 кВ Чепецк, ПС 220 кВ Омутнинск, ПС 220 кВ Мураши, ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 220 кВ Марадыково, ПС 220 кВ Зуевка, ПС 220 кВ Бумкомбинат, ПС 220 кВ Рехино, РП 220 кВ Фаленки и подстанции 110 кВ.

В Центральном энергорайоне расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки.

2.11.2. Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка энергосистемы Кировской области

Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 500 кВ Вятка, ПС 220 кВ Киров, ПС 220 кВ Чепецк, ПС 220 кВ Мураши, ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 220 кВ Марадыково и подстанции 110 кВ.

В энергорайоне СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

АТГ1 ПС 500 кВ Вятка, замер на стороне 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;

АТГ2 ПС 500 кВ Вятка, замер на стороне 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Бумкомбинат, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Зуевка с отпайкой на ПС Рехино, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.3. Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи энергосистемы Кировской области

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи включает в себя следующие основные энергообъекты: СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров, ПС 110 кВ Оричи, ПС 110 кВ Лыжная, ПС 110 кВ Механическая и другие ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от Кировской ТЭЦ-4 и СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров.

В энергорайоне расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5 (ТГ1 и блок 2).

Элементы сети, ограничивающие энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи:

АТ1 и АТ2 ПС 220 кВ Киров, замер на стороне 110 кВ ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1, № 2 с отпайками, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, замер на Кировской ТЭЦ-4;

ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень, замер на ПС 110 кВ Оричи.

В энергорайоне Киров – ТЭЦ-4 – Оричи расположен город Киров, являющийся областным центром, в нем сосредоточена большая часть промышленного производства Кировской области.

2.11.4. Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 энергосистемы Кировской области

Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 110 кВ Бытприбор, ПС 110 кВ Сельмаш и другие ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от Кировской ТЭЦ-4.

В энергорайоне расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-4.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон Кировской ТЭЦ-4:

ВЛ 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 I цепь, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 II цепь, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Киров – Сельмаш с отпайкой на ПС Шкляевская, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Киров – Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, замер на Кировской ТЭЦ-4;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Бахта с отпайками, замер на Кировской ТЭЦ-4.

2.11.5. Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 энергосистемы Кировской области

Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 110 кВ Коминтерн, ПС 110 кВ Беляево, ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Слободская, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Азот и другие ПС 110 кВ.

В энергорайоне Кировской ТЭЦ-3 расположена Кировская ТЭЦ-3.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – ТЭЦ-3, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 1, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 2, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Чепецк с отпайкой на ПС Кристалл, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.6. Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк энергосистемы Кировской области

Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Чепецк, ПС 110 кВ Коминтерн, ПС 110 кВ Беляево, ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Слободская, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Азот и другие ПС 110 кВ.

В энергорайоне Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк расположена Кировская ТЭЦ-3.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк:

ВЛ 220 кВ Вятка – Чепецк № 1, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Чепецк № 2, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – ТЭЦ-3, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – Чепецк, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.7. Мурашинский (Северный) энергорайон энергосистемы Кировской области

Мурашинский (Северный) энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Мураши, ПС 110 кВ Красный Курсант, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, замер на Кировской ТЭЦ-4.

2.11.8. Южный энергорайон энергосистемы Кировской области

Южный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 110 кВ Арбаж, ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ РМЗ, ПС 110 кВ Первомайск, ПС 110 кВ Матвинур, ПС 110 кВ Тужа, ПС 110 кВ Опытное поле, ПС 110 кВ Советск, ПС 110 кВ Прогресс, ПС 110 кВ Павлово, ПС 110 кВ Пижанка, ПС 110 кВ Кырчаны, ПС 110 кВ Нолинск, ПС 110 кВ Швариха, ПС 110 кВ Уржум, ПС 110 кВ Петровское, ПС 110 кВ Суна, ПС 110 кВ Верхошижемье, ПС 110 кВ Нижнеивкино, ПС 110 кВ Кумены, ПС 110 кВ Богородск, ПС 110 кВ Уни, ПС 110 кВ Талица, ПС 110 кВ Селезениха, ПС 110 кВ Филиппово, ПС 110 кВ Полом, ПС 110 кВ Просница.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены с отпайками, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень, замер на ПС 110 кВ Оричи;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная, замер на ПС 220 кВ Котельнич.

2.11.9. Кирсинско-Омутнинский энергорайон энергосистемы Кировской области

Кирсинско-Омутнинский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Омутнинск, ПС 110 кВ Кирс, ПС 110 кВ Иванцево, ПС 110 кВ Белая Холуница, ПС 110 кВ Ильинская.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.10. Фаленско-Омутнинский энергорайон энергосистемы Кировской области

Фаленско-Омутнинский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: РП 220 кВ Фаленки, ПС 220 кВ Зуевка, ПС 220 кВ Бумкомбинат, ПС 220 кВ Рехино, ПС 220 кВ Омутнинск, ПС 110 кВ Кирс, ПС 110 кВ Иванцево, ПС 110 кВ Белая Холуница, ПС 110 кВ Ильинская и другие ПС 110 кВ.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Вятка – Бумкомбинат, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Зуевка с отпайкой на ПС Рехино, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.11. Котельничский энергорайон энергосистемы Кировской области

Котельничский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Марадыково, ПС 110 кВ Ацвеж, ПС 110 кВ Шабалино, ПС 110 кВ Юбилейная, ПС 110 кВ Юрьево, ПС 110 кВ Игодино, ПС 110 кВ Буреполом.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная, замер на ПС 220 кВ Котельнич.

2.11.12. Вятско-Полянский энергорайон энергосистемы Кировской области

Вятско-Полянский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Вятские Поляны, ПС 110 кВ Малмыж, ПС 110 кВ Слудка, ПС 110 кВ Лазарево 1, ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от ПС 220 кВ Вятские Поляны.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Кутлу Букаш – Вятские Поляны, замер на ПС 220 кВ Вятские Поляны;

ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны, замер на ПС 220 кВ Вятские Поляны;

ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Каенсар, замер на ПС 220 кВ Вятские Поляны;

ШСВ 110 кВ ПС 110 кВ Лазарево 1.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Кировской области

Ввод новых мощностей в электроэнергетике Кировской области существенно отстает от роста объема физически изношенного (выработавшего нормативный ресурс) и морально устаревшего оборудования. Объем ремонтных работ, а также мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции основных фондов, проводимых электросетевыми компаниями, недостаточен для существенного улучшения состояния электросетевых активов. В связи с этим технический износ основных фондов имеет тенденцию к росту. Степень износа оборудования трансформаторных подстанций напряжением 35 – 110 кВ по состоянию на 01.01.2019 составила 68,4%.

Перечень расположенных на территории Кировской области подстанций ПАО «ФСК ЕЭС», срок службы которых превысил 50 лет, представлен в таблице 11.

Таблица 11

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01.01.2019, лет
1	Город Киров	ПС 220 кВ Киров	220/110/35/6	1962	56
2	Котельничский район	ПС 220 кВ Котельнич	220/110/10	1964	54
3	Омутнинский район	ПС 220 кВ Омутнинск	220/110/10	1968	50

Перечень подстанций класса 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» с указанием срока их службы представлен в таблице 12.

Таблица 12

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2019, лет
1	ПС 110 кВ Альмеж	110/10	1968	10+10	51
2	ПС 110 кВ Арбаж	110/35/10	1983	6,3+6,3	36
3	ПС 110 кВ Афанасьев	110/35/10	1987	6,3+4	32
4	ПС 110 кВ Бахта	110/35/10	1982	16+16	37
5	ПС 110 кВ Безбожник	110/10	1979	6,3	40
6	ПС 110 кВ Белая Холуница	110/35/10	1962	16+10	57
7	ПС 110 кВ Беляево	110/10	1977	10+10	42
8	ПС 110 кВ Бисерово	110/35/10	1972	6,3	47
9	ПС 110 кВ Богородск	110/35/10	1979	6,3+10	40
10	ПС 110 кВ Бурмакино	110/10	1962	6,3	57
11	ПС 110 кВ Бытприбор	110/10	1978	25+25	41
12	ПС 110 кВ Вахруши	110/10	1982	10+10	37
13	ПС 110 кВ Верхошижемье	110/35/10	1980	10+10	39
14	ПС 110 кВ Ветошкино	110/10	1990	6,3+6,3	29
15	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	1958	25+25	61

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напря- жения, кВ	Год ввода в экс- плуа- тацию	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2019, лет
16	ПС 110 кВ Восточная	110/10	1992	15+10	27
17	ПС 110 кВ Гарь	110/6	1985	6,3	34
18	ПС 110 кВ Городская	110/10	1989	10+10	30
19	ПС 110 кВ Гостовская	110/10	1979	2,5+2,5	40
20	ПС 110 кВ Даровское	110/35/10	1980	10+6,3	39
21	ПС 110 кВ Демьяново	110/35/10/6	1979	4x10	40
22	ПС 110 кВ Дубровка	110/10	1991	6,3	28
23	ПС 110 кВ Дымное	110/10	1972	6,3	47
24	ПС 110 кВ Заводская	110/6	2007	16+16	12
25	ПС 110 кВ Залазна	110/10	1969	6,3	50
26	ПС 110 кВ Западная	110/6	1969	16+15	50
27	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	1962	10+6,3	57
28	ПС 110 кВ Иванцево	110/35/10	1965	10+6,3	54
29	ПС 110 кВ Ильинская	110/10	1978	2,5+2,5	41
30	ПС 110 кВ Искра	110/10	1975	6,3+10	44
31	ПС 110 кВ Кикнур	110/35/10	1984	10+10	35
32	ПС 110 кВ Кирс	110/6	1961	16+16	58
33	ПС 110 кВ Коминтерн	110/35/10	1981	16+16	38
34	ПС 110 кВ Коммунальная	110/10	1970	25+25	49
35	ПС 110 кВ Красная Поляна	110/6	1976	10+10	43
36	ПС 110 кВ Красногорская	110/10	1979	10+10	40
37	ПС 110 кВ Краснооктябрьская	110/10	1988	2,5	31
38	ПС 110 кВ Красный Курсант	110/35/6	1961	10+10+10	58
39	ПС 110 кВ Красный Якорь	110/6	1987	10+10	32
40	ПС 110 кВ Кремешки	110/10	1985	6,3	34
41	ПС 110 кВ Круглыжи	110/35/10	1979	6,3+6,3	40
42	ПС 110 кВ Кстинино	110/10	1976	6,3+10	43
43	ПС 110 кВ Кузнецы	110/35/10	1979	10+10	40
44	ПС 110 кВ Кумены	110/35/10	1962	10+16	57
45	ПС 110 кВ Кырчаны	110/10	1972	6,3+6,3	47
46	ПС 110 кВ Лазарево 1	110/10	1981	25+25	38
47	ПС 110 кВ Лазарево 2	110/10	1986	40+40	33
48	ПС 110 кВ Лебяжье	110/35/10	1977	10	42
49	ПС 110 кВ Луговая	110/10	1990	6,3+6,3	29
50	ПС-110 кВ Луза	110/35/10/6	1967	- 10+10	52

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напря- жения, кВ	Год ввода в экс- плуа- тацию	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2019, лет
51	ПС 110 кВ Лыжная	110/35/6	1975	25+25	44
52	ПС 110 кВ Макарье	110/35/10	1972	10+10	47
53	ПС 110 кВ Малмыж	110/35/10	1966	10+10	53
54	ПС 110 кВ Матвинур	110/10	1991	2,5	28
55	ПС 110 кВ Маяк	110/6	1986	25+25	33
56	ПС 110 кВ Маяк	110/35/10	1991	10	28
57	ПС 110 кВ Митюши	110/10	1987	2,5	32
58	ПС 110 кВ Мураши	110/35/10	1961	6,3	58
59	ПС 110 кВ Муша	110/35/10	1986	6,3+10	33
60	ПС 110 кВ Нижнеивкино	110/10	1985	6,3+10	34
61	ПС 110 кВ Нолинск	110/35/10	1971	10+16	48
62	ПС 110 кВ Октябрьская	110/6	1969	16+16	50
63	ПС 110 кВ Опарино	110/35/10	1974	10+6,3	45
64	ПС 110 кВ Опытное Поле	110/10	1998	2,5	21
65	ПС 110 кВ Оричи	110/35/10	1965	16+10	54
66	ПС 110 кВ Отворское	110/10	1967	6,3	52
67	ПС 110 кВ Павлово	110/10	1978	2,5+6,3	41
68	ПС 110 кВ Пасегово	110/10	1980	6,3+6,3	39
69	ПС 110 кВ Первомайск	110/10	1989	2,5	30
70	ПС 110 кВ Первомайская	110/6	1963	20+20	56
71	ПС 110 кВ Перекоп	110/10	1974	6,3	45
72	ПС 110 кВ Песковка	110/10	1979	32+32	40
73	ПС 110 кВ Петровское	110/10	1977	6,3	42
74	ПС 110 кВ Пижанка	110/35/10	1979	6,3+10	40
75	ПС 110 кВ Пиксур	110/10	1987	3,2	32
76	ПС 110 кВ Пинюг	110/10	1967	10+10	52
77	ПС 110 кВ Подрезчиха	110/10	1972	2,5	47
78	ПС 110 кВ Полом	110/10	1991	6,3+6,3	28
79	ПС 110 кВ Прогресс	110/35/10	1992	10	27
80	ПС 110 кВ Просница	110/35/10	1982	10+16	37
81	ПС 110 кВ Прудки	110/10	1979	16+16	40
82	ПС 110 кВ Птицефабрика	110/10	1976	10+10	43
83	ПС 110 кВ РМЗ	110/10	1975	10	44
84	ПС 110 кВ Рожки	110/10	1988	6,3+6,3	31
85	ПС 110 кВ Рудничная	110/35/10/6	1961	16+25	58

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2019, лет
86	ПС 110 кВ Савали	110/10	1990	6,3	29
87	ПС 110 кВ Садовая	110/10/6	1955	10+10	64
88	ПС 110 кВ Санчурск	110/35/10	1973	6,3+16	46
89	ПС 110 кВ Свеча	110/10	1972	6,3+6,3	47
90	ПС 110 кВ Северная	110/35/6	1952	40+31,5	67
91	ПС 110 кВ Селезениха	110/10	1989	6,3+6,3	30
92	ПС 110 кВ Скопино	110/6	1977	6,3+6,3	42
93	ПС 110 кВ Слободская	110/35/10/6	1971	16+16	48
94	ПС 110 кВ Слудка	110/10	1990	6,3	29
95	ПС 110 кВ Советск	110/35/10	1963	16+16	56
96	ПС 110 кВ Сосновка	110/35/6	1966	10+16	53
97	ПС 110 кВ ССК	110/35/10	2013	16+16	6
98	ПС 110 кВ Суна	110/35/10	1965	10+10	54
99	ПС 110 кВ Талица	110/35/10	1985	6,3+6,3	34
100	ПС 110 кВ Тужа	110/35/10	1982	6,3+6,3	37
101	ПС 110 кВ Тюмень	110/10	1988	6,3+6,3	31
102	ПС 110 кВ Уни	110/35/10	1965	10+16	54
103	ПС 110 кВ Уржум	110/35/10	1981	16+10	38
104	ПС 110 кВ Утиная	110/10	1983	6,3+6,3	36
105	ПС 110 кВ Филиппово	110/35/10	1978	6,3+10	41
106	ПС 110 кВ Черная Холуница	110/10	1977	6,3	42
107	ПС 110 кВ Чижи	110/35/10	2006	40+40	13
108	ПС 110 кВ Шараница	110/10	1981	3,2	38
109	ПС 110 кВ Швариха	110/10	1985	6,3	34
110	ПС 110 кВ Шевели	110/6	1988	40+40	31
111	ПС 110 кВ Шестаки	110/35/10	1983	6,3+6,3	36
112	ПС 110 кВ Шурма	110/10	1990	2,5+2,5	29
113	ПС 110 кВ Юбилейная	110/10	1981	2,5+2,5	38
114	ПС 110 кВ Юрьево	110/10	1983	6,3+6,3	36
115	ПС 110 кВ Юрья	110/35/10/6	1961	16+16	58
116	ПС 110 кВ Яранск	110/35/10	1984	16+16	35

1319,67 километра линий электропередачи напряжением 220 – 500 кВ принадлежит Кировскому району Пермского предприятия магистральных электрических сетей, из которых более 70% имеют срок службы 40 лет и

более. В пограничной зоне и в числе достигших критического срока службы находятся системообразующие линии электропередачи, от надежности работы которых зависит жизнеобеспечение целых административных районов Кировской области.

3953,16 километра линий электропередачи напряжением 35 – 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», что составляет 56% от общей протяженности ЛЭП данного класса напряжения, имеют срок службы от 35 до 54 лет. Срок службы ЛЭП 35 – 110 кВ протяженностью 1215,88 километра (17% от общей протяженности ЛЭП 35 – 110 кВ) составляет более 55 лет. В целом степень износа ЛЭП напряжением 35 – 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по состоянию на 01.01.2019 достигла 69,1%.

В числе достигших критического срока службы и в пограничной зоне находятся системообразующие ЛЭП и высоковольтные подстанции напряжением 35 – 110 кВ.

Перечень ЛЭП класса 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» с указанием срока их службы представлен в таблице 13.

Таблица 13

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
1	ВЛ 110 кВ Арбаж – Павлово	1978	21,64	АС70; АС150	41
2	ВЛ 110 кВ Арбаж – Советск	1964	42,33	АС95	55
3	ВЛ 110 кВ Арбаж – Тужа	1982	28,20	АС150; АС185	37
4	ВЛ 110 кВ Адвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча	1968	88,72	АС120; АС150	51
5	ВЛ 110 кВ Бахта – Луговая	1980	23,51	АЖ120	39
6	ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево	1962	35,95	АС120; АС185	57
7	ВЛ 110 кВ Беляево – Вахруши	1977	16,99	АС120	42

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Протя- женность по це- пям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
8	ВЛ 110 кВ Богородск – Уни	1980	54,72	АС95	39
9	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Бытприбор	1969	6,94	АС185	50
10	ВЛ 110 кВ Ветошкино – Петровское	1976	18,04	АС120	43
11	ВЛ 110 кВ Вятка – Азот	1977	12,61	АС400	42
12	ВЛ 110 кВ Вятка – Бурмакино с отпайками	1976	34,11	АС120; АС150	43
13	ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП I цепь	1973	7,23	АС120	46
14	ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП II цепь	1973	7,24	АС120	46
15	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками	1960	25,41	АС120	59
16	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 2 с отпайками	1961	24,44	АС120	58
17	ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн	1979	27,34	АС120	40
18	ВЛ 110 кВ Вятка – Кристалл	1951	10,63	АС120	68
19	ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены с отпайками	1962	45,78	АС95; АС120; АС150	57
20	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 II цепь (резерв)	1975	3,39	АС240	44
21	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 с отпайкой на ПС Азот-1, Азот-2	1975	16,74	АС240	44
22	ВЛ 110 кВ Вятка – Чепецк	1961	10,11	АС240	58
23	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками	1966	48,58	АС95	53
24	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – МСЗ 1	1976	6,51	АС150	43
25	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – МСЗ 2	1976	6,51	АС150	43
26	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Слудка	1987	17,33	АС185	32
27	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Сосновка 1 с отпайками	1965	21,02	АС70	54
28	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Сосновка 2 с отпайками	1988	20,24	АС120	31
29	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Тяговая 1	1984	4,33	АС120	35
30	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Тяговая 2	1984	4,33	АС120	35
31	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево	1969	16,92	АС120	50
32	ВЛ 110 кВ Даровское – Круглыжи	1986	39,89	АпС120	33
33	ВЛ 110 кВ Даровское – Пиксур	1987	19,20	АС120	32
34	ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками	1962	93,86	АС120; АС185	57
35	ВЛ 110 кВ Иготино – Шахунья с отпайками	1963	48,05	АС150	56

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Протя- женность по це- пям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
36	ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница	1961	24,68	АС185	58
37	ВЛ 110 кВ Киров – Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская	1969	5,13	АС185	50
38	ВЛ 110 кВ Киров – Лянгасово	1963	12,52	АС120	56
39	ВЛ 110 кВ Киров – Пасегово	1963	9,85	АЖ120; АС120	56
40	ВЛ 110 кВ Киров – Сельмаш с отпайкой на ПС Шкляевская	1969	2,35	АС120; АС185	50
41	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4 I цепь	1968	6,85	АС185	51
42	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4 II цепь	1968	6,85	АС185	51
43	ВЛ 110 кВ Киров – Чижы I цепь с отпайками	1961	6,51	АС120	58
44	ВЛ 110 кВ Киров – Чижы II цепь с отпайками	1961	6,54	АС120	58
45	ВЛ 110 кВ Кирс – Гарь	1993	6,55	АС185	26
46	ВЛ 110 кВ Кирс – Рудничный I цепь с отпайкой на ПС Дымное	1978	40,00	АС185	41
47	ВЛ 110 кВ Кирс – Рудничный II цепь с отпайкой на ПС Дымное	1986	38,24	АС120	33
48	ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево	1979	9,72	АС120	40
49	ВЛ 110 кВ Котельнич – Ацвеж	1963	22,38	АС150	56
50	ВЛ 110 кВ Котельнич – Буреполом	1963	60,07	АС150	56
51	ВЛ 110 кВ Котельнич – Иготино	1963	17,95	АС150	56
52	ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная	1963	40,89	АС150	56
53	ВЛ 110 кВ Котельнич – Шабалино с отпайкой на ПС Свеча	1969	70,61	АС150	50
54	ВЛ 110 кВ Котельнич – Юбилейная с отпайками	1971	42,71	АС70	48
55	ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками	1983	35,66	АС70; АС120	36
56	ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Кузнецы	1979	26,75	АС70	40
57	ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья	1970	37,54	АС120	49
58	ВЛ 110 кВ Кремешки – Лебяжье	1973	23,19	АС120	46
59	ВЛ 110 кВ Кумены – Суна	1962	35,11	АС95	57
60	ВЛ 110 кВ Лазарево 1 – Шурма	1981	14,73	АЖ120	38
61	ВЛ 110 кВ Лазарево 21	1986	1,05	АС120	33

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Протя- женность по це- пям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
62	ВЛ 110 кВ Лазарево 22	1986	1,16	АС120	33
63	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Пижанка с отпайкой на ПС Муша	1986	68,24	АС120; АС185	33
64	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Яранск с отпайкой на ПС Муша	1990	111,39	АС185	29
65	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Ветошкино с отпайкой на ПС Лебяжье	1976	24,00	АС120	43
66	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Швариха с отпайкой на ПС Приверх	1975	23,61	АЖ120; АС120; АСУС 185	44
67	ВЛ 110 кВ Луговая – УХО	1980	17,79	АЖ120	39
68	ВЛ 110 кВ Луза – Демьяново	1968	36,50	АС185; АСУ300	51
69	ВЛ 110 кВ Макарье – Даровское	1977	26,46	АС70	42
70	ВЛ 110 кВ Малмыж – Лазарево 1 с отпайками	1980	62,41	АС120	39
71	ВЛ 110 кВ Матвинур – Санчурск	1972	20,68	АС120	47
72	ВЛ 110 кВ Митюши – Кикнур	1987	31,47	АС120	32
73	ВЛ 110 кВ Мураши – Демьяново с отпайками	1975	171,64	АСО240; АС240	44
74	ВЛ 110 кВ Мураши – Опарино с отпайкой на ПС Фанерная	1975	70,35	АСО240	44
75	ВЛ 110 кВ Нижнеивкино – Верхошижемье	1980	40,33	АЖ120; АС120	39
76	ВЛ 110 кВ Нолинск – Кырчаны	1962	16,96	АС95	57
77	ВЛ 110 кВ Нолинск – Швариха	1975	24,05	АС120; АЖ120	44
78	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Афанасьево с отпайкой на ПС Залазна	1987	80,97	АС185	32
79	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка	1976	83,03	АС185	43
80	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка	1962	83,54	АС120	57
81	ВЛ 110 кВ Омутнинск – ОХЗ I цепь	1989	17,25	АС120	30
82	ВЛ 110 кВ Омутнинск – ОХЗ II цепь	1989	17,42	АС120	30
83	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Черная Холуница	1976	41,54	АС70; АС120	43

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Протя- женность по це- пям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
84	ВЛ 110 кВ Опарино – Пинюг с отпайкой на ПС Альмеж	1970	58,92	АСО240; АС120	49
85	ВЛ 110 кВ Опытное Поле – Яранск	1982	9,64	АС185	37
86	ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень	1980	55,16	АЖ120; АС120	39
87	ВЛ 110 кВ Оричи – Тюмень	1983	14,34	АЖ120; АС120	36
88	ВЛ 110 кВ Оричи – УХО	1980	0,07	АС150	39
89	ВЛ 110 кВ Орпанка – Табашино	1979	8,90	АЖ120; АС120	40
90	ВЛ 110 кВ Павлово – Пижанка	1979	11,95	АС70	40
91	ВЛ 110 кВ Пасегово – Оричи с отпайкой на ПС Лянгасово	1963	35,43	АЖ120; АС120	56
92	ВЛ 110 кВ Первомайск – Матвинур	1972	10,70	АС120	47
93	ВЛ 110 кВ Песковка – Бисерово	1973	55,81	АС70; АС120	46
94	ВЛ 110 кВ Петровское – Уржум	1976	35,54	АС120	43
95	ВЛ 110 кВ Пинюг – Демьяново	1970	46,36	АС120	49
96	ВЛ 110 кВ Полом – Филиппово	1978	13,24	АС70	41
97	ВЛ 110 кВ Прогресс – Кремешки	1973	16,93	АС120	46
98	ВЛ 110 кВ Просница – Полом	1978	10,10	АС70	41
99	ВЛ 110 кВ Прудки – Нижний Торъял	1981	27,40	АС120	38
100	ВЛ 110 кВ РМЗ – Первомайск	1976	28,82	АС120	43
101	ВЛ 110 кВ Свеча – Круглыжи с отпайкой на ПС Краснооктябрьская	1979	32,51	АС70	40
102	ВЛ 110 кВ Селезениха – Талица	1989	65,65	АС120	30
103	ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4	1969	5,82	АС120; АС185	50
104	ВЛ 110 кВ Слудка – Лазарево 1 с отпайками	1987	94,60	АС185	32
105	ВЛ 110 кВ Советск – Прогресс	1973	11,60	АС120	46
106	ВЛ 110 кВ Суна – Богородск	1978	40,27	АС95	41
107	ВЛ 110 кВ Суна – Верхошижемье	1989	76,20	АС120	30
108	ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны	1962	24,72	АС95	57
109	ВЛ 110 кВ Сусоловка – Луза	1968	26,75	АС150; АС185	51
110	ВЛ 110 кВ Табашино – Прудки	1979	11,36	АЖ120	40
111	ВЛ 110 кВ Туза – Опытное Поле	1982	23,53	АС185	37

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Протя- женность по це- пям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
112	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Азот-1	1979	2,66	АС400	40
113	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП (резерв)	1961	1,31	АС120	58
114	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП № 1	2013	3,17	АС300	6
115	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП № 2	2013	3,17	АС300	6
116	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Слободская I цепь с отпайками	1971	32,59	АС120; АЖ120; АС185	48
117	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Слободская II цепь с отпайками	1971	52,74	АС120; АС185	48
118	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк с отпайкой на ПС Кристалл	1975	8,75	АС240	44
119	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Бахта с отпайками	1980	18,08	АС120; АС150	39
120	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная I цепь с отпайками	1970	8,59	АС150	49
121	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная II цепь с отпайками	1970	8,59	АС150	49
122	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красногорская с отпайками	1980	10,89	АС120; АС150	39
123	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красный Курсант	1970	20,10	АС120; АС185	49
124	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь с отпайками	1978	10,63	АС185	41
125	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ II цепь с отпайками	1978	7,32	АС185	41
126	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Северная № 6 с отпайкой на ПС Авитек	1962	2,72	АС120	57
127	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Северная № 8 с отпайкой на ПС Авитек	1962	2,72	АС185	57
128	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Кировская ТЭЦ-1 № 10 с отпайками	1960	6,02	АС185	59
129	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Кировская ТЭЦ-1 № 9 с отпайками	1960	6,02	АС185	59
130	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-5 1 блок	1980	1,20	АС400	39
131	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-5 2 блок	1983	1,17	2АС400	36
132	ВЛ 110 кВ Уни – Талица	1985	34,36	АС120	34

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Протя- женность по це- пям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2019, лет
133	ВЛ 110 кВ Утиная – Арбаж с отпайкой на ПС Шараница	1963	58,31	АС150	56
134	ВЛ 110 кВ Филиппово – Селезениха	1989	17,08	АС120	30
135	ВЛ 110 кВ Чепецк – Азот-1	1986	1,70	АС240	33
136	ВЛ 110 кВ Чепецк – Азот	1986	1,70	АС240	33
137	ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 1	1979	5,87	АС240	40
138	ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 2	1979	5,70	АС120	40
139	ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца	1979	52,15	АС185; АС240	40
140	ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца	1979	22,51	АС120; АС240	40
141	ВЛ 110 кВ Чижи – Восточная I цепь	1961	1,80	АС120	58
142	ВЛ 110 кВ Чижи – Восточная II цепь	1961	1,80	АС120	58
143	ВЛ 110 кВ Шабалино – Гостовская	1969	26,48	АС120	50
144	ВЛ 110 кВ Шабалино – Маяк	1991	5,45	АС120	28
145	ВЛ 110 кВ Шурма – Уржум	1981	26,81	АЖ120	38
146	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Макарье	1971	8,68	АС70	48
147	ВЛ 110 кВ Юрьево – Кузнецы	1989	42,61	АС120	30
148	ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши	1964	41,21	АС120	55
149	ВЛ 110 кВ Яранск – Митюши	1984	13,02	АС120	35
150	ВЛ 110 кВ Яранск – РМЗ	1975	4,82	АС120	44

Проведенный филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» анализ технологических нарушений в его электросетевом комплексе, произошедших в 2018 году и приведших к отключению поврежденного оборудования и участков сети, показал, что значительное число отключений было связано со старением оборудования и конструктивных элементов сети.

Причины технологических нарушений представлены в таблице 14.

Таблица 14

№ п/п	Причины технологических нарушений	Вид энергооборудования	
		ПС 35 – 110 кВ, %	ВЛ 35 – 110 кВ, %
1	Старение изоляции	29	71
2	Старение материалов	58	42

С увеличением износа оборудования растет количество объектов с нулевой остаточной стоимостью, что ведет к сокращению амортизационных отчислений, которые могли бы быть направлены на восстановление электросетевых объектов.

Анализ результатов расчета режима работы существующей электрической сети 35 кВ и выше в нормальной схеме показал следующее:

на шинах электростанций и подстанций напряжение не выходит за пределы допустимых значений;

на всех ЛЭП 35 кВ и выше токовая нагрузка не превышает 90% ДДТН на период замера.

Перечень трансформаторов, токовая нагрузка которых в послеаварийных режимах может превышать значение ДДТН обмоток силовых трансформаторов, приведен в таблице 15. Показатели фактической нагрузки трансформаторов, наличие (отсутствие) возможности применения схемно-режимных мероприятий для приведения параметров послеаварийного режима в допустимую область и объем отключаемой нагрузки для исключения токовой перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме приняты на основании информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504). ДДТН обмоток силовых трансформаторов принята в соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ. Согласно письму филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504 АДТН обмоток силовых трансформаторов принята в соответствии с пунктом 5.3.15 ПТЭ.

В существующей сети исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Белая Холуница, ПС 110 кВ Беяево и ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийных режимах достигается отключением нагрузки, объем отключаемой нагрузки указан в таблице 15.

Таблица 15

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Год выпуска трансформатора	Номинальный ток обмотки ВН трансформатора, А	ДДТН обмоток трансформатора, А	Нагрузка трансформатора в послеаварийном режиме, А	Загрузка трансформатора в послеаварийном режиме, %	Объем отключаемой нагрузки в послеаварийном режиме для исключения токовой перегрузки трансформатора, МВт	Наличие (отсутствие) возможности применения схемно-режимных мероприятий для приведения параметров послеаварийного режима в допустимую область
1	ПС 110 кВ Белая Холуница	T-2	1971	50,2	52,7	69	137 %	2,9	перевод нагрузки по сети 10 кВ на другие питающие центры в объеме 0,47 МВт
2	ПС 110 кВ Беляево	T-1 T-2	1980 1981	50,2	52,7	74	147 %	3,8	отсутствие возможности перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие питающие центры
3	ПС 110 кВ Коминтерн	T-1 T-2	1981 1986	80,3	84,3	116	144 %	5,6	перевод нагрузки по сети 35 кВ на другие питающие центры в объеме 1,69 МВт

4. Основные направления развития электроэнергетики Кировской области

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Кировской области

Основными задачами развития электроэнергетики Кировской области являются обеспечение надежного электроснабжения потребителей, удовлетворение среднесрочного и долгосрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для развития экономики и привлечения инвестиций в строительство и реконструкцию объектов электроэнергетики.

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей электроэнергии является комплексной многоуровневой задачей, решение которой осуществляется как традиционными методами (поддержание в работоспособном состоянии действующих объектов электроэнергетики, своевременное проведение технического обслуживания и ремонтных работ), так и методами инновационного развития, которым в 2020 – 2024 годах должно быть уделено особое внимание.

4.2. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

Одним из направлений организации эффективной электросетевой инфраструктуры в условиях ограничения предельного роста тарифов на электрическую энергию является снижение операционных и капитальных затрат сетевых организаций, работающих на территории Кировской области. Снижение указанных затрат может быть обеспечено путем инновационного развития электросетевого комплекса, в том числе внедрения технологий, направленных на создание цифровой сети.

Указом Президента Российской Федерации от 09.05.2017 № 203 утверждена Стратегия развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 – 2030 годы.

Основной целью при развитии информационного общества является создание экосистемы цифровой экономики Российской Федерации, в которой данные в цифровой форме являются ключевым фактором производства во всех сферах социально-экономической деятельности.

Цифровая сеть – совокупность объектов электросетевого хозяйства, ключевым фактором эффективного управления которыми являются данные в цифровом виде, обработка больших объемов и использование результатов анализа которых позволяет существенно повысить эффективность деятельности электросетевых компаний, доступность и качество их услуг для потребителей.

Цифровая сеть соответствует следующим критериям:

наблюдаемости параметров системы и режима работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии;

интеллектуальному учету электроэнергии;

управляемости в режиме реального времени посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов, утвержденных стандартами МЭК;

самодиагностики и способности к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов;

интеллектуальному, адаптивному управлению режимом работы силового оборудования и вторичных систем с учетом режимов работы прилегающей электрической сети и внутренних технологических процессов.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях электросетевого комплекса является создание ЦПС. Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и

управляющими системами и средствами (АСУТП/ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК № 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

При переходе к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления требуется комплексный подход. Перечень электросетевых объектов, а также мероприятий, реализуемых в рамках цифровизации распределительных электрических сетей, необходимо дополнительно проработать в процессе выполнения отдельных проектных работ на основании технико-экономического обоснования.

Филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2020 – 2024 годах планируется реализовать ряд комплексных инновационных проектов с переходом к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления.

4.3. Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности на пятилетний период (2020 – 2024 годы)

Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности на 2020 – 2024 годы представлен в таблице 16.

Таблица 16

№ п/п	Наименование показателя	2019 год (прогноз)	Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности				
			2020 год –	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Потребление (спрос)	7 432	7 511	7 510	7 604	7 623	7 676

№ п/п	Наименование показателя	2019 год (прогноз)	Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности				
			2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
	электроэнергии, млн. кВт·ч						
	% к предыдущему году	-	1,1	0,0	1,3	0,2	0,7
2	Потребление мощности (спрос), МВт	1234	1244	1247	1262	1265	1271
	% к предыдущему году	-	0,8	0,2	1,2	0,2	0,5

4.4. Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области

Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области в зимний период представлена в таблице 17.

Таблица 17
(МВт)

№ п/п	Наименование энергорайона	Максимум нагрузки					
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Центральный энергорайон	1140	1150	1152	1169	1172	1178
2	Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	1007	1015	1018	1030	1032	1037
3	Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	434	438	439	444	445	447
4	Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	249	251	252	255	255	257
5	Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	207	139*	140*	142*	143*	144*
6	Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк	255	258	258	260	261	262
7	Кирсинско-Омутнинский энергорайон	76	76	76	77	78	78
8	Фаленско-Омутнинский энергорайон	149	150	151	152	153	153
9	Котельничский энергорайон	104	105	105	107	108	108
10	Мурашинский (Северный) энергорайон	63	64	64	64	65	65

№ п/п	Наименование энергорайона	Максимум нагрузки					
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
11	Южный энергорайон	108	111	111	112	114	115
12	Вятско-Полянский энергорайон	83	84	84	85	85	86

*При реализации ТУ на технологическое присоединение ПС 110 кВ ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к ПС 220 кВ Чепецк.

Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области в летний период представлена в таблице 18.

Таблица 18
(МВт)

№ п/п	Наименование энергорайона	Максимум нагрузки					
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Центральный энергорайон	891	898	900	911	913	917
2	Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	774	780	782	791	793	797
3	Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	329	331	332	336	337	339
4	Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	202	204	204	207	207	208
5	Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	190	120*	124*	124*	125*	127*
6	Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк	250	252	252	255	256	257
7	Кирсинско-Омутнинский энергорайон	63	63	63	64	64	65
8	Фаленско-Омутнинский энергорайон	119	120	120	122	122	122
9	Котельничский энергорайон	78	78	78	79	80	80
10	Мурашинский (Северный) энергорайон	50	51	51	51	52	52
11	Южный энергорайон	81	81	82	83	83	83
12	Вятско-Полянский энергорайон	70	71	71	72	72	73

*При реализации ТУ на технологическое присоединение ПС 110 кВ ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к ПС 220 кВ Чепецк.

4.5. Перспективный баланс производства и потребления (спроса) электрической энергии и мощности

4.5.1. Структура перспективных балансов электрической энергии и мощности

Структура перспективных балансов электрической энергии с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2020 – 2024 годов представлена в таблице 19.

Таблица 19
(млн. кВт·ч)

№ п/п	Наименование показателя	Производство и потребление (спрос) электрической энергии				
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Потребность (электропотребление)	7 511	7 510	7 604	7 623	7 676
2	Покрытие (производство электроэнергии)	4 105	4 228	4 335	4 374	4 391
	в том числе:					
	АЭС					
	ГЭС					
	ТЭС	4 105	4 228	4 335	4 374	4 391
	ВИЭ					
3	Сальдо перетоков	3 406	3 282	3 269	3 249	3 285

Структура перспективных балансов мощности с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2020 – 2024 годов представлена в таблице 20.

Таблица 20
(МВт)

№ п/п	Наименование показателя	Перспективные балансы мощности				
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Потребность (собственный максимум)	1244,0	1247,0	1262,0	1265,0	1271,0
2	Покрытие (установленная	944,3	944,3	944,3	944,3	944,3

№ п/п	Наименование показателя	Перспективные балансы мощности				
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
	мощность)					
	в том числе:					
	АЭС					
	ГЭС					
	ТЭС	944,3	944,3	944,3	944,3	944,3
	ВИЭ					
3	Дефицит мощности	299,7	302,7	317,7	320,7	326,7

4.5.2. Генерирующие объекты на основе возобновляемых источников энергии по итогам конкурсного отбора проектов генерирующих объектов по производству электрической энергии (мощности) с использованием возобновляемых источников энергии

В 2019 году в соответствии с распоряжением министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кировской области от 12.12.2018 № 59 «Об утверждении Порядка и условий проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу развития электроэнергетики Кировской области, требования к соответствующим инвестиционным проектам и критерии их отбора» проведен конкурсный отбор по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу развития электроэнергетики Кировской области. В результате конкурсного отбора в Программу развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы включена Белохолуницкая ГЭС, – расположенная по адресу: Кировская область,

г. Белая Холуница, ул. Ленина, д. 5, использующая в качестве источника энергии энергию водных масс Белохолуницкого водохранилища.

Установленная мощность Белохолуницкой ГЭС – 1,3 МВт, прогнозный объем вырабатываемой электроэнергии в год – 5,28 млн. кВт·ч.

В состав Белохолуницкой ГЭС входит одна гидротурбина марки ПЛ-510-ВБ-160 и синхронный генератор ВГПС-260/34-24.

Капитальные затраты на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта отсутствуют.

Срок возврата инвестированного капитала – 1,84 года.

Базовый уровень нормы доходности капитала принимается в размере 14% в соответствии с Методическими указаниями по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях, утвержденными приказом Федеральной антимонопольной службы от 30.09.2015 № 900/15 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях».

4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Программа развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы направлена на решение следующих задач:

развитие электросетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на

электрическую энергию и мощность;

формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;

обеспечение надежности функционирования энергосистемы Кировской области;

предотвращение возникновения локального дефицита электрической энергии и мощности, ограничений в пропускной способности электрических сетей в энергорайонах энергосистемы Кировской области;

скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

информационное обеспечение деятельности органов государственной власти и местного самоуправления при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, схем территориального планирования с Программой развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы;

снижение операционных и капитальных затрат сетевых организаций, работающих на территории Кировской области, путем инновационного развития электросетевого комплекса, в том числе внедрения технологий, направленных на создание цифровой сети.

Схема развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы представлена в приложении № 1.

4.6.1. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск)

ПС 110 кВ Советск введена в эксплуатацию в 1963 году. В настоящее время на указанной ПС установлено 2 трансформатора ТДТН-16000/110

напряжением 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (схема ОРУ 110 кВ – № 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической переключкой со стороны линий»).

Основное оборудование ПС 110 кВ Советск выработало нормативный ресурс и неремонтопригодно в связи со снятием оборудования с производства и прекращением выпуска запасных частей к нему. Согласно акту технического освидетельствования ПС 110 кВ Советск от 31.01.2019 комиссией филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», включающей в том числе представителей Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, выявлены следующие нарушения в работе ПС 110 кВ Советск: значения скоростных и временных характеристик ВМ 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, ВМ 110 кВ имеют граничные значения, затруднена регулировка соосности втычных контактов ячеек КРУ 10 кВ, ячейки КРУ 10 кВ имеют следы сквозной ржавчины, затруднена регулировка разъединителей 35 – 110 кВ, имеются разрушения кабельных лотков, конструкции металлических порталов 110 кВ покрыты глубокой ржавчиной. Мерами по устранению нарушений определено произвести замену кабельных лотков, ВМ 10 кВ, КРУН 10 кВ, ВМ 35 кВ, разъединителей 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, разъединителей 110 кВ и металлических порталов 110 кВ.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504), реконструкция ПС 110 кВ Советск на существующей площадке невозможна.

Для размещения новой ПС 110 кВ Трехречье, сооружаемой взамен ПС 110 кВ Советск, зарезервирована площадка в непосредственной близости от существующей ПС 110 кВ Советск. Трансформаторы вновь сооружаемой ПС 110 кВ Трехречье будут иметь такую же мощность, что и трансформаторы на демонтируемой ПС 110 кВ Советск.

Рекомендуемый срок ввода в эксплуатацию ПС 110 кВ Трехречье – 2022 – 2023 годы.

Схема подключения ПС 110 кВ Трехречье к энергосистеме Кировской области приведена на рисунке 1.

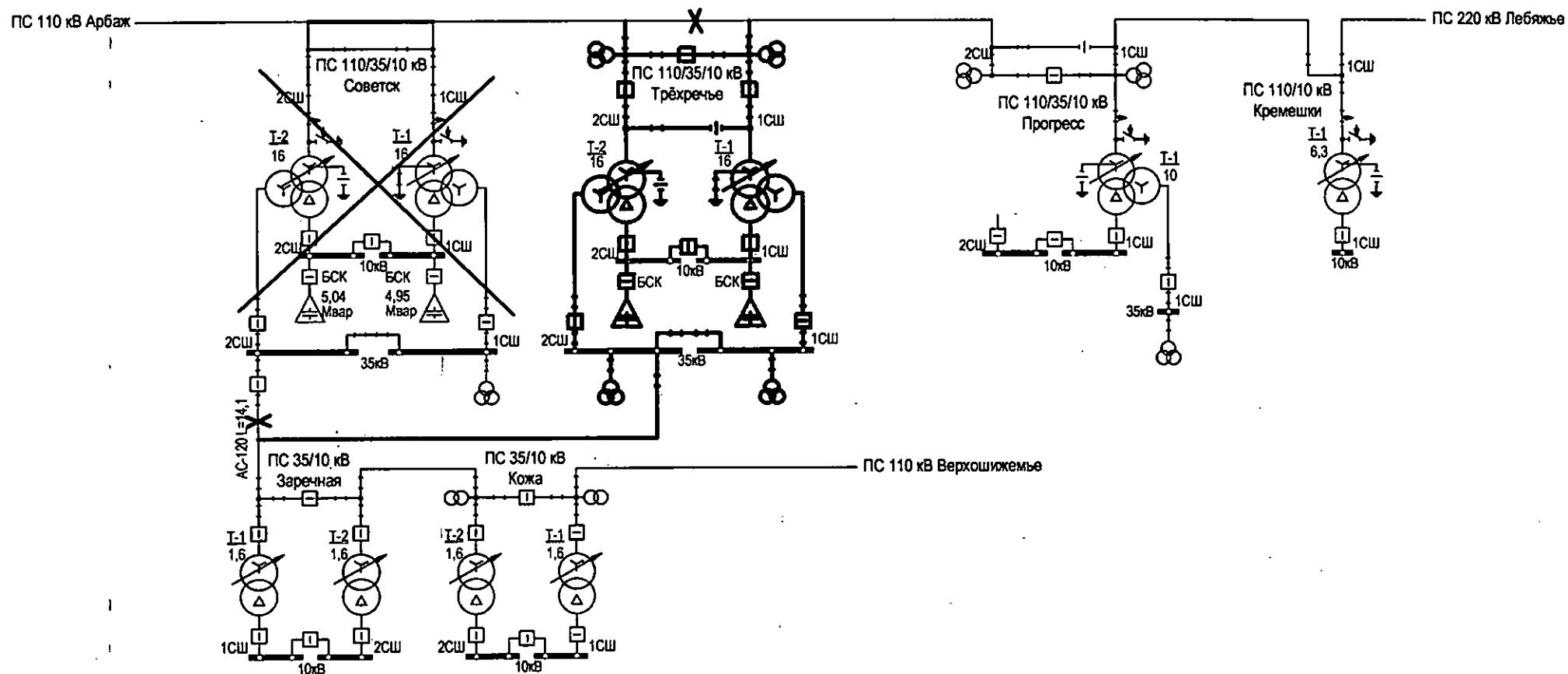


Рисунок 1. Строительство ПС 110 кВ Трёхречье в Советском районе (взамен существующей ПС 110 кВ Советск).

4.6.2. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)

ПС 110 кВ Красный Курсант введена в эксплуатацию в 1961 году. В настоящее время на указанной ПС установлено 3 трансформатора напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый: Т-1 типа ТДТНГ-10000/110, 1961 года выпуска; Т-2 типа КТРУ-10000/110, 1963 года выпуска; Т-3 типа ТДТН-10000/110, 1971 года выпуска.

Основное оборудование ПС 110 кВ Красный Курсант выработало нормативный ресурс и неремонтопригодно в связи со снятием оборудования с производства и прекращением выпуска запасных частей к нему. Согласно акту технического освидетельствования ПС 110 кВ Красный Курсант от 21.01.2019 комиссией филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», включающей в том числе представителей Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, выявлены следующие нарушения в работе ПС 110 кВ Красный Курсант: значения скоростных и временных характеристик ВМ 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, ВМ 110 кВ, ВМ 6 кВ имеют граничные значения, затруднена регулировка соосности втычных контактов ячеек КРУ 6 кВ, затруднена регулировка разъединителей 35 – 110 кВ, имеются разрушения кабельных лотков, конструкции металлических порталов 110 кВ покрыты глубокой ржавчиной. Мероприятиями по устранению нарушений определено произвести замену кабельных лотков, ВМ 6 кВ, КРУ 6 кВ, ВМ 35 кВ, разъединителей 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ВМ 110 кВ и металлических порталов 110 кВ.

В существующей схеме ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Красный Курсант присоединение 3 силовых трансформаторов к сборным шинам ОРУ 110 кВ выполнено при помощи блоков «отделитель-короткозамыкатель», коммутационные аппараты на присоединениях, питающих ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красный Курсант и ВЛ 110 кВ Красный Курсант –

Юрья, отсутствуют. В связи с этим при повреждениях на одной из питающих ВЛ 110 кВ происходит отключение всех трех силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Красный Курсант. По причине отсутствия выключателей оперативные переключения в ОРУ 110 кВ проводятся с отключением ПС 110 кВ Красный Курсант.

Схема электроснабжения пгт Мурыгино построена на напряжении 6 кВ. Территория Юрьянского района получает питание на напряжении 10 кВ, что не позволяет в послеаварийных режимах осуществить перевод потребителей пгт Мурыгино на смежные центры питания.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504), реконструкция ПС 110 кВ Красный Курсант на существующей площадке невозможна.

Для размещения новой ПС 110 кВ Мурыгино зарезервирована площадка на расстоянии 200 метров от существующей ПС 110 кВ Красный Курсант.

По результатам контрольного зимнего замера, проведенного 19.12.2018, нагрузка ПС 110 кВ Красный Курсант составляет 11,5 МВА (58 А на стороне ВН трансформатора).

В связи с необходимостью замены основного силового оборудования и невозможностью выполнения реконструкции ПС 110 кВ Красный Курсант в границах существующей площадки рекомендуется взамен ПС 110 кВ Красный Курсант выполнить строительство ПС 110/35/6 кВ на новой площадке с установкой 2 силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА (с номинальным током обмотки ВН 80,3 А).

Рекомендуемый срок ввода в эксплуатацию ПС 110 кВ Мурыгино – 2023 – 2025 годы.

Схема подключения ПС 110 кВ Мурыгино к энергосистеме Кировской области представлена на рисунке 2.

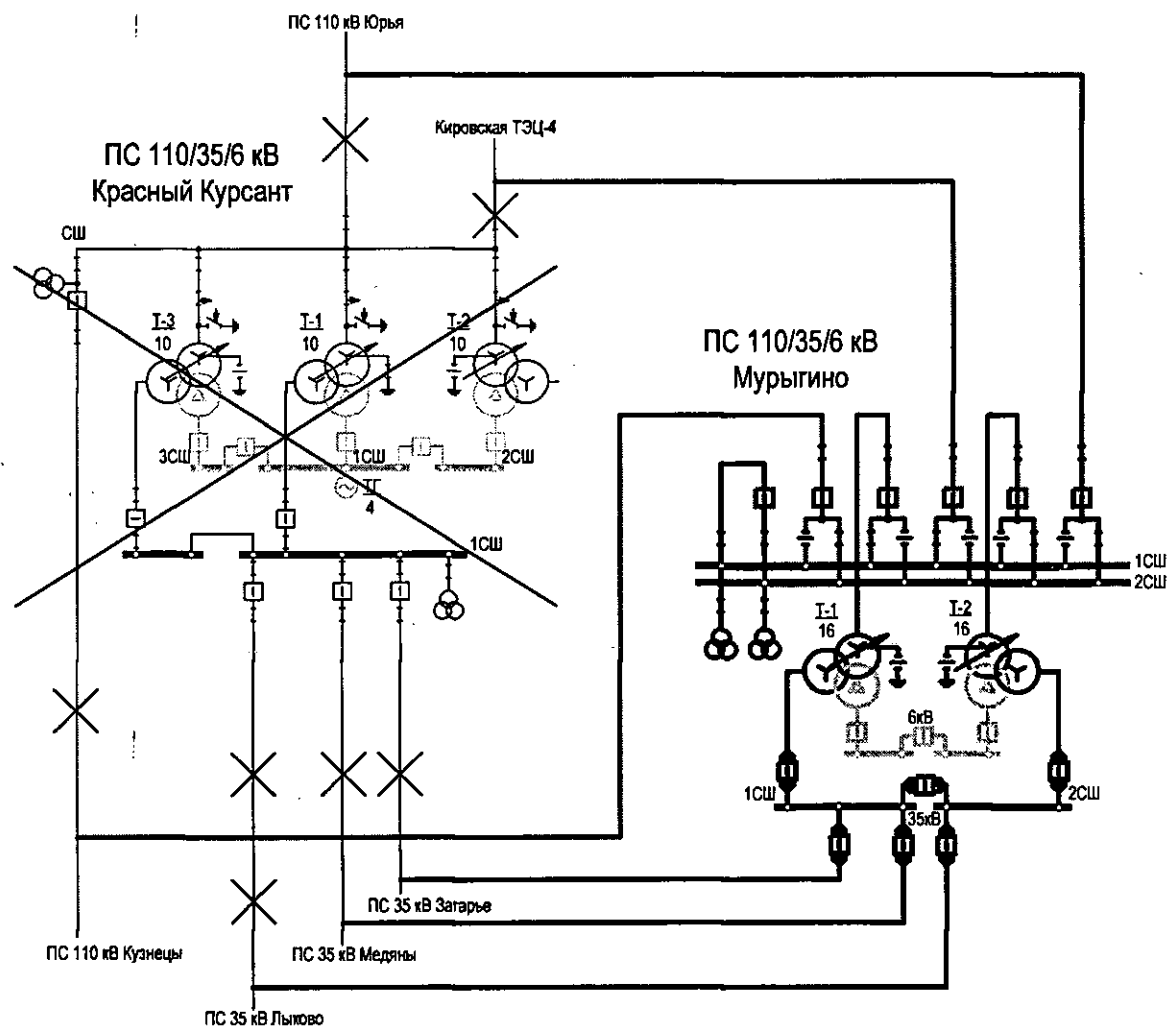


Рисунок 2. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино в Юрьянском районе (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант).

4.6.3. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная (замена трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА) со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 километра)

ПС 110 кВ Коминтерн введена в эксплуатацию в 1981 году. На указанной ПС установлено 2 трансформатора напряжением 110/35/10 кВ: Т-1 типа ТДТН-16000/110, 1981 года выпуска, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-16000/110, 1986 года выпуска, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА (в соответствии с пунктами 5.3.14 и 5.3.15 ПТЭ):

номинальный ток обмотки ВН – 80,3 А;

ДДТН – 84,3 А;

АДТН обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды – 140,5 А (175% от номинального тока).

Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в день максимальной нагрузки отопительного периода 2018/2019 года (данные филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья») приведен на рисунке 3.

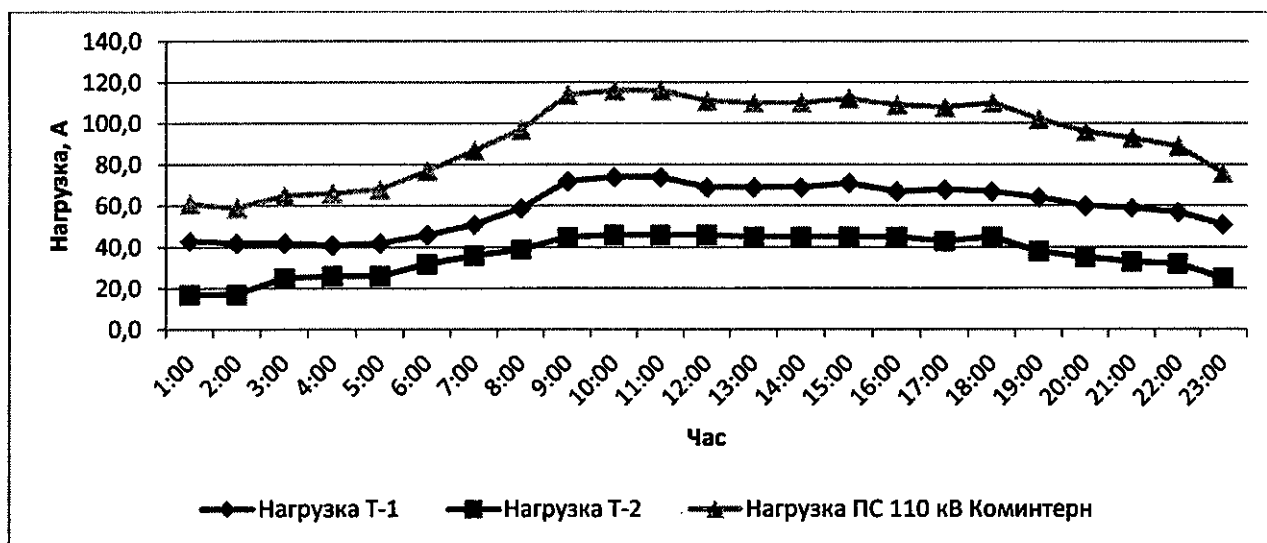


Рисунок 3. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в день максимальной зимней нагрузки (26.02.2019).

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Коминтерн в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2018/2019 года составила 116 А (23,1 МВА).

При аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Коминтерн загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить до 116 А (144% от номинального тока), что не превышает величины АДТН в зимний период, допустимой в течение 20 минут. В соответствии с пунктом 5.3.15 ПТЭ допустимая продолжительность такой перегрузки обмотки ВН не должна превышать 80 минут.

Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в зимнее время на другие центры питания невозможен. Близлежащий центр питания (ПС 110 кВ Заречная) имеет низкое напряжение (6 кВ). Перевод нагрузки на ПС 110 кВ Беяево по сети 10 кВ невозможен в связи с ограничениями пропускной способности сети и невозможностью обеспечения допустимых уровней напряжения в связанных режимах. Перевод нагрузки по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Красный Курсант в объеме 1,69 МВт составит более 3 часов. Указанная информация представлена филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504).

Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Коминтерн необходим ввод ГВО в объеме 5,6 МВт с целью предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 105%. После выполнения мероприятий по переводу части нагрузки на другие центры питания объем отключаемой нагрузки снизится до 3,91 МВт.

По информации, представленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», прирост нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн после реализации ТУ на технологическое присоединение с учетом эффекта совмещения максимумов составит до 0,83 МВт (0,90 МВА) (в указанных ТУ на технологическое присоединение мероприятие по замене трансформаторов отсутствует).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Коминтерн, ПС 35 кВ Гнусино и ПС 35 кВ Гирсово представлены в таблице 21, перечень действующих ТУ на технологическое присоединение – в приложении № 2.

Таблица 21

№ п/п	Наименования ПС, объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	ТУ на технологическое присоединение
1	ПС 110 кВ Коминтерн			
	Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	594	Слободской район	до 15 кВт – 34 единицы; от 15 до 100 кВт – 5 единиц
2	ПС 35 кВ Гнусино			
	Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	0	г. Киров	отсутствуют
3	ПС 35 кВ Гирсово			
	Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	336	Юрьянский район	до 15 кВт – 15 единиц; от 100 до 150 кВт – 1 единица
	Итого	930		

В случае реализации ТУ на технологическое присоединение для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Коминтерн может потребоваться ввод ГВО в объеме до 6,43 МВт, после выполнения мероприятий по переводу части нагрузки в объеме 2,02 МВт на другие центры питания объем отключаемой нагрузки снизится до 4,41 МВт.

Для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме одного трансформатора ПС 110 кВ Коминтерн с учетом максимальной нагрузки в размере 116 А необходима замена трансформаторов мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА (номинальный ток обмотки ВН 126 А).

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504), реконструкция ПС 110 кВ Коминтерн на существующей площадке невозможна в связи с отсутствием возможности установки силовых трансформаторов мощностью 25 МВА на существующие фундаменты в условиях стесненной площадки указанной ПС, а также по условиям безопасного производства строительно-монтажных работ. Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для перевода нагрузки на близлежащие центры питания (ПС 110 кВ Беляево) является нецелесообразным ввиду большой удаленности ПС друг от друга (от ПС 110 кВ Коминтерн до ПС 110 кВ Беляево – 10 километров). Кроме того, строительство новых КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Коминтерн до ПС 110 кВ Беляево в черте города Кирова крайне затруднительно. Строительство новых ЛЭП 35 кВ в целях разгрузки ПС 110 кВ Коминтерн по сети 35 кВ нецелесообразно ввиду большой удаленности ПС друг от друга (от ПС 110 кВ Коминтерн до ПС 110 кВ Красный Курсант – 30 километров).

Для исключения перегрузки трансформатора при единичном отключении в нормальной схеме на ПС 110 кВ Коминтерн и ввода ГВО рассмотрена возможность проведения мероприятия по изменению топологии сети 35 кВ в заречной части города Кирова (перевод по сети 35 кВ нагрузки с ПС 110 кВ Коминтерн (Т-1 ПС 35 кВ Гнусино) на

ПС 110 кВ Заречная с переводом питания Т-2 ПС 110 кВ Заречная от сети 110 кВ).

ПС 110 кВ Заречная введена в эксплуатацию в 1962 году. На указанной ПС установлено 2 трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА, 1965 года выпуска; Т-2 типа ТМН-6300/35 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА, 1992 года выпуска. Т-1 запитан по ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь с отпайками, Т-2 запитан по ВЛ 35 кВ Коминтерн – Заречная с отпайкой на ПС Гнусино.

Основное оборудование ПС 110 кВ Заречная выработало нормативный ресурс и неремонтопригодно в связи со снятием оборудования с производства и прекращением выпуска запасных частей к нему. Согласно акту технического освидетельствования ПС 110 кВ Заречная от 25.01.2019 комиссией филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», включающей в том числе представителей Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, выявлены следующие нарушения в работе ПС 110 кВ Заречная: значения скоростных и временных характеристик ВМ 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ имеют граничные значения, затруднена регулировка разъединителей 35 – 110 кВ, имеются разрушения кабельных лотков, конструкции металлических порталов 110 кВ покрыты глубокой ржавчиной. Мероприятиями по устранению нарушений определено произвести замену кабельных лотков, ВМ 10 кВ, разъединителей 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, разъединителей 110 кВ и металлических порталов 110 кВ.

Нагрузка ПС 110 кВ Заречная в день контрольного зимнего замера (19.12.2018) составляла 3,7 МВА (нагрузка Т-1 – 0,5 МВА, Т-2 – 3,2 МВА), ПС 35 кВ Гнусино – 5,5 МВА (нагрузка Т-1 – 4,1 МВА, Т-2 – 1,4 МВА).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Заречная и ПС 35 кВ Гнусино отсутствуют.

После перевода Т-2 ПС 110 кВ Заречная на питание от сети 110 кВ и изменения схемы прилегающей сети 35 кВ (перевод питания Т-1 ПС 35 кВ Гнусино на питание от ПС 110 кВ Заречная) нагрузка ПС 110 кВ Заречная составит 7,8 МВА (39 А на стороне ВН обмотки трансформатора), в послеаварийных режимах (при переводе всей нагрузки ПС 35 кВ Гнусино на питание от ПС 110 кВ Заречная) нагрузка ПС 110 кВ Заречная может составить 9,2 МВА (46 А на стороне ВН обмотки трансформатора). Таким образом, при переводе Т-2 ПС 110 кВ Заречная на питание от сети 110 кВ взамен Т-2 достаточно установить трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА (номинальный ток обмотки ВН 50,2 А). При этом нагрузка ПС 110 кВ Коминтерн снизится на 7,3 МВА и составит до 15,8 МВА (79 А на стороне ВН), в случае реализации ТУ на технологическое присоединение нагрузка ПС 110 кВ Коминтерн составит 16,7 МВА (83,8 А на стороне ВН, что не превышает ДДТН).

По укрупненным нормативам цен стоимость строительства ПС 110/35/10 кВ (2 трансформатора мощностью по 25 МВА, ОРУ 110 кВ по схеме «Мостик с выключателем в перемычке», ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ) взамен ПС 110 кВ Коминтерн в прогнозном уровне цен на 2025 год составит 445,05 млн. рублей с НДС. При этом стоимость реконструкции ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная с установкой трехобмоточного трансформатора 10 МВА и строительством КЛ 110 кВ протяженностью 1,2 километра составит 222,36 млн. рублей с НДС.

Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ на ПС 110 кВ Заречная с заменой трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА и строительство отпайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная являются достаточной мерой для исключения недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийных режимах и включают мероприятия, предусмотренные актом технического

освидетельствования по замене оборудования ПС, выработавшего нормативный ресурс.

Рекомендуемый срок ввода ПС 110 кВ Заречная в эксплуатацию после реконструкции – 2024 – 2025 годы.

Схема подключения ПС 110 кВ Заречная к энергосистеме Кировской области после реконструкции ОРУ 35 – 110 кВ приведена на рисунке 4.

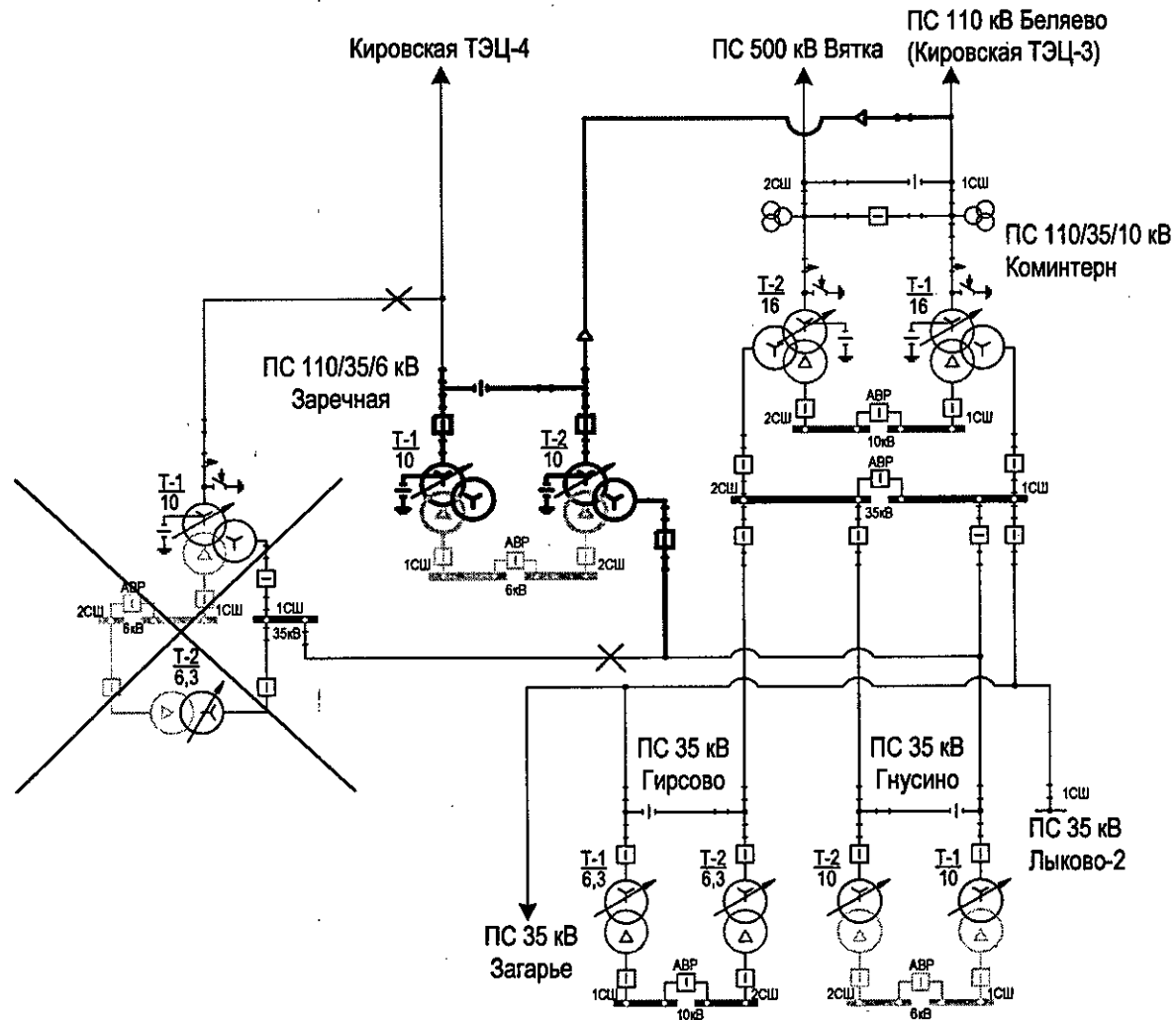


Рисунок 4. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная и строительство отпайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево.

4.6.4. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница

ПС 110 кВ Белая Холуница введена в эксплуатацию в 1962 году. На указанной ПС установлено 2 трансформатора напряжением 110/35/10 кВ: Т-1 типа ТДТН-16000/110, 1983 года выпуска, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-10000/110, 1971 года выпуска, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 мощностью 16 МВА (в соответствии с пунктами 5.3.14 и 5.3.15 ПТЭ):

номинальный ток обмотки ВН – 80,3 А;

ДДТН – 84,3 А;

АДТН обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды – 140,5 А (175% от номинального тока).

Параметры допустимой загрузки Т-2 мощностью 10 МВА (в соответствии с пунктами 5.3.14 и 5.3.15 ПТЭ):

номинальный ток обмотки ВН – 50,2 А;

ДДТН – 52,7 А;

АДТН обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды – 87,9 А (175% от номинального тока).

Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница в день максимальной нагрузки отопительного периода 2018/2019 года (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504) приведен на рисунке 5.

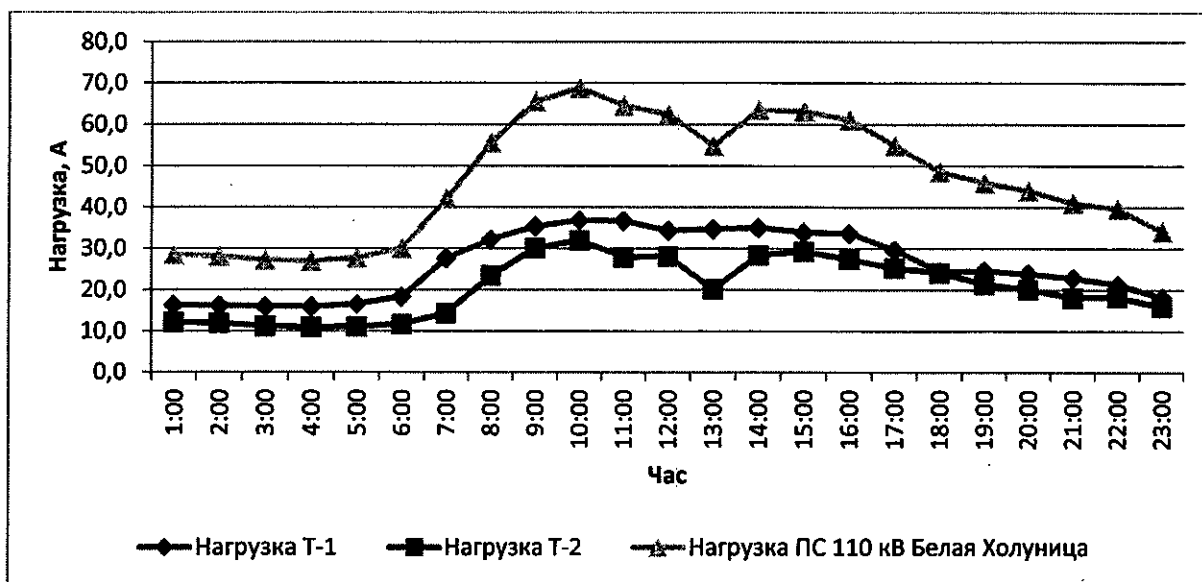


Рисунок 5. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница в день максимальной зимней нагрузки (17.01.2019).

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Белая Холуница в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2018/2019 года составила 69 А (13,74 МВА).

При аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Белая Холуница загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Белая Холуница может составить до 69 А (137% от номинального тока), что не превышает величины АДТН в зимний период, допустимой в течение 20 минут. В соответствии с пунктом 5.3.15 ПТЭ допустимая продолжительность такой перегрузки обмотки ВН не должна превышать 80 минут.

Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница в зимнее время на другие центры питания невозможен. Перевод нагрузки на ПС 110 кВ Ильинская и ПС 110 кВ Иванцево по сети 10 кВ в объеме 0,47 МВт составит более 3 часов. Перевод нагрузки на Кировскую ТЭЦ-3 по сети 35 кВ невозможен в связи с ограничениями пропускной способности сети и невозможностью обеспечения допустимых уровней напряжения. Указанная информация представлена филиалом «Кировэнерго»

ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504).

Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Белая Холуница необходим ввод ГВО в объеме 2,9 МВт с целью предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 105%. После выполнения мероприятий по переводу части нагрузки на другие центры питания объем отключаемой нагрузки снизится до 2,43 МВт.

По информации, представленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», прирост нагрузки после реализации ТУ на технологическое присоединение с учетом эффекта совмещения максимумов составит до 0,15 МВт (0,17 МВА) (в указанных ТУ на технологическое присоединение мероприятие по замене трансформаторов отсутствует).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Белая Холуница представлены в таблице 22, перечень действующих ТУ на технологическое присоединение – в приложении № 2.

Таблица 22

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	ТУ на технологическое присоединение
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	171	Белохолуницкий район	до 15 кВт – 2 единицы; от 15 до 100 кВт – 0 единиц; от 100 до 150 кВт – 1 единица
Итого	171		

В случае реализации ТУ на технологическое присоединение для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Белая Холуница может потребоваться ввод ГВО в объеме до 3,05 МВт, после выполнения мероприятий по переводу части нагрузки на другие центры питания объем отключаемой нагрузки снизится до 2,58 МВт.

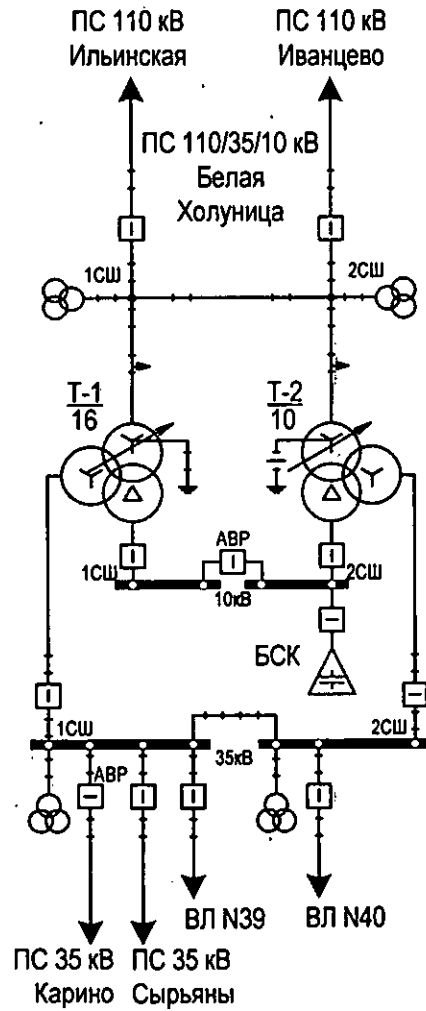
Для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме трансформатора Т-1 с учетом максимальной нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница в размере 69 А необходима замена

трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА (номинальный ток обмотки ВН 80,3 А). Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для перевода нагрузки на близлежащие центры питания (ПС 110 кВ Иванцево, ПС 110 кВ Ильинская) является нецелесообразным ввиду большой удаленности ПС друг от друга (от ПС 110 кВ Белая Холуница до ПС 110 кВ Иванцево – 40 километров, от ПС 110 кВ Белая Холуница до ПС 110 кВ Ильинская – 30 километров).

Рекомендуемый срок технического перевооружения ПС 110 кВ Белая Холуница – 2023 – 2025 годы.

Схема подключения ПС 110 кВ Белая Холуница к энергосистеме Кировской области приведена на рисунке 6.

До реконструкции ОРУ 110 кВ



После реконструкции ОРУ 110 кВ

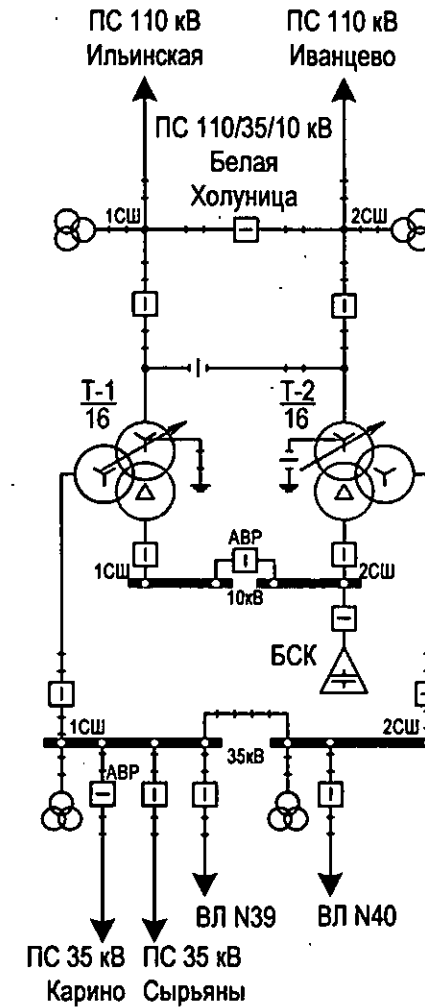


Рисунок 6. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница с изменением схемы ОРУ 110 кВ в Белохолуницком районе.

4.6.5. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево

ПС 110 кВ Беляево введена в эксплуатацию в 1977 году. На указанной ПС установлено 2 трансформатора напряжением 110/10 кВ: Т-1 типа ТДН-10000/110, 1977 года выпуска, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-10000/110, 1981 года выпуска, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА (в соответствии с пунктами 5.3.14 и 5.3.15 ПТЭ):

номинальный ток обмотки ВН – 50,2 А;

ДДТН – 52,7 А;

АДТН обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды – 87,9 А (175% от номинального тока).

Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Беляево в день максимальной нагрузки отопительного периода 2018/2019 года (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504) приведен на рисунке 7.

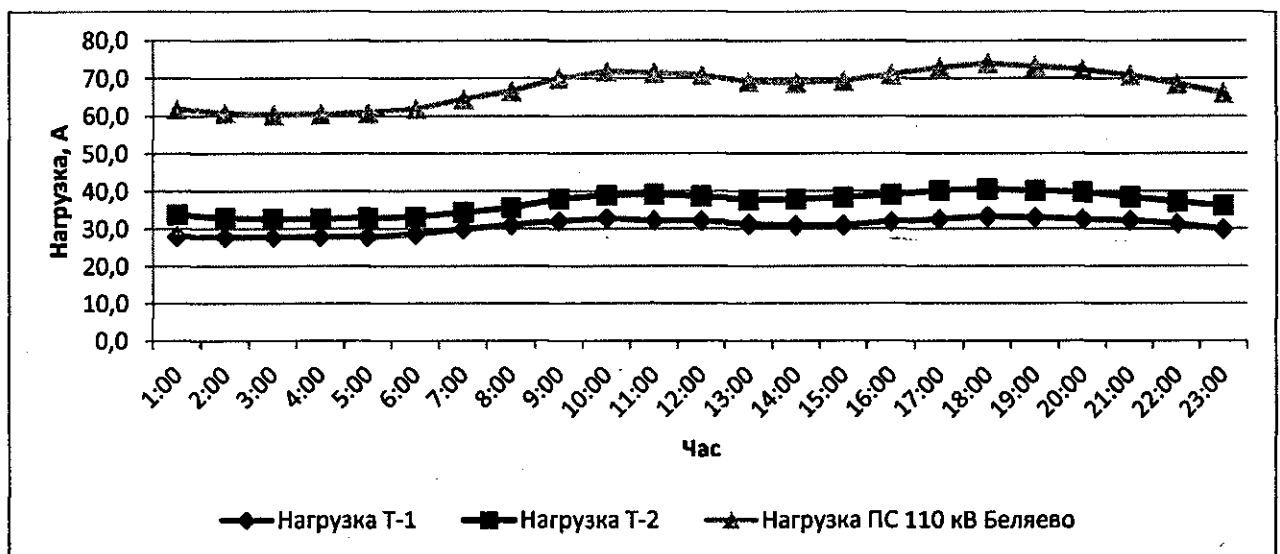


Рисунок 7. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Беляево в день максимальной зимней нагрузки (26.01.2019).

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Беляево в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2018/2019 года составила 74 А (14,74 МВА).

При аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Беляево загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить до 74 А (147% от номинального тока), что не превышает величины АДТН в зимний период, допустимой в течение 20 минут. В соответствии с пунктом 5.3.15 ПТЭ допустимая продолжительность такой перегрузки обмотки ВН не должна превышать 80 минут.

Перевод нагрузки ПС 110 кВ Беляево в зимнее время на другие центры питания (ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Коминтерн) по сети 10 кВ невозможен в связи с ограничениями пропускной способности сети и невозможностью обеспечения допустимых уровней напряжения в связанных режимах. Указанная информация представлена филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 15.04.2019 № МР7-КирЭ/18/1504).

Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Беляево необходим ввод ГВО в объеме 3,8 МВт с целью предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 105%. Строительство новых воздушных линий 10 кВ до ближайших центров питания нецелесообразно по причине большой протяженности и развития территории в непосредственной близости от ПС 110 кВ Беляево, что подтверждается наличием ТУ на технологическое присоединение.

По информации, представленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», прирост нагрузки после реализации ТУ на технологическое присоединение с учетом эффекта совмещения максимумов составит до 1,64 МВт (1,77 МВА) (в указанных ТУ на технологическое присоединение мероприятие по замене трансформаторов отсутствует).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Беляево представлены в таблице 23, перечень действующих ТУ на технологическое присоединение – в приложении № 2.

Таблица 23

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	ТУ на технологическое присоединение
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	1824	Слободской район	до 15 кВт – 105 единиц; от 15 до 100 кВт – 5 единиц; от 100 до 150 кВт – 1 единица
Итого	1824		

В случае реализации ТУ на технологическое присоединение для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Беляево может потребоваться ввод ГВО в объеме до 5,62 МВт.

Для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме трансформатора Т-1 с учетом максимальной нагрузки ПС 110 кВ Беляево в размере 74 А и наличии ТУ на технологическое присоединение необходима замена трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА (номинальный ток обмотки ВН 80,3 А). Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для перевода нагрузки на близлежащие центры питания (ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Коминтерн) является нецелесообразным ввиду большой удаленности ПС друг от друга (ПС 110 кВ Беляево до ПС Вахруши – 20 километров, от ПС 110 кВ Беляево до ПС 110 кВ Коминтерн – 10 километров). Кроме того, строительство новых КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Коминтерн до ПС 110 кВ Беляево в черте города Кирова крайне затруднительно.

Рекомендуемый срок технического перевооружения ПС 110 кВ Беляево – 2024 – 2025 годы.

4.7. Расчет и анализ электрических режимов в сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в нормальной схеме, схемах при нормативных возмущениях в нормальной схеме и ремонтных схемах в 2020 – 2024 годах

Расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ энергосистемы Кировской области в нормальной и основных ремонтных схемах выполнены в соответствии с техническим заданием на разработку программы развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы. Расчеты установившихся режимов в электрической сети проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

Расчеты выполнены для режимов зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня.

Нормативные возмущения определены согласно требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем».

При разработке расчетных схем на 2020 – 2024 годы учитывалось планируемое развитие электрической сети 110 кВ и выше (строительство и реконструкция электросетевых объектов) энергосистемы Кировской области. Изменение установленной мощности электростанций (основные и дополнительные выводы из эксплуатации генерирующего оборудования и вводы генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации, а также перемаркировка и модернизация генерирующего оборудования

согласно проекту схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы), расположенных на территории Кировской области, в 2020 – 2024 годах не запланировано.

В расчетных моделях на 2020 – 2024 годы учтены реализуемые и перспективные проекты по развитию территориальных распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше, приведенные в таблице 30.

4.7.1. Анализ уровней напряжения

Допустимый уровень напряжения в узлах нагрузки (в условиях отсутствия более точных данных):

выше минимально допустимого 89 кВ и ниже наибольшего рабочего напряжения 126 кВ – для сети 110 кВ;

выше минимально допустимого 177 кВ и ниже наибольшего рабочего напряжения 252 кВ – для сети 220 кВ.

Анализ результатов расчетов в нормальной схеме, при нормативных возмущениях в нормальной схеме, а также в основных ремонтных схемах показал, что уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергосистемы Кировской области в 2020 – 2024 годах находятся в пределах значений, допустимых для работоспособности оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

4.7.2. Анализ токовых перегрузок

Схемы нормальных режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в 2020 – 2024 годах приведены в графическом виде в приложении № 3.

Проведенные расчеты нормальных режимов работы сети 110 кВ и выше не выявили превышения ДДТН ЛЭП энергосистемы Кировской области в нормальной схеме электрической сети при температурах наружного воздуха +25 °С и -5 °С.

Расчеты схемно-режимных ситуаций, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше, выполнены для 2024 года, так как ввод в эксплуатацию планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в 2020 – 2024 годах не приведет к существенным изменениям конфигурации и параметров основной сети 110 – 220 кВ энергосистемы Кировской области, а величина электропотребления на территории Кировской области в целом и величина потребления отдельных ее энергорайонов в 2020 – 2024 годах изменятся незначительно. Графические схемы послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области, для 2024 года приведены в приложении № 4.

К нормативным возмущениям в нормальной схеме энергосистемы Кировской области для анализа токовых нагрузок и уровней напряжения в послеаварийных режимах относятся:

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши;
- аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич;
- аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка;
- аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка;
- аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка.

Проведенными расчетами нормативных возмущений в нормальной схеме токовые перегрузки элементов сети и недопустимые отклонения уровней напряжения не выявлены.

4.7.3. Анализ токовых перегрузок и уровней напряжения при эксплуатации планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Кировской области

4.7.3.1. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск)

Результаты расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Трехречье) приведены в приложении № 5.

Параметры БСК, установленных на подстанциях энергорайона, представлены в таблице 24.

Таблица 24

№ п/п	Место установки	Наименование БСК	Напряжение ($U_{ном}$), кВ	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
1	ПС 110 кВ Советск	БСК 1	10 кВ	4,95	4,95
		БСК 2	10 кВ	5,04	5,04
2	ПС 110 кВ Яранск	БСК 1	10 кВ	10,56	10,56
		БСК 2	10 кВ	8,36	8,36

Места размещения и уставки срабатывания устройств АОСН представлены в таблице 25.

Таблица 25

№ п/п	Место установки автоматики	Степень	Уставка по напряжению (дополнительный фактор действия автоматики)	Выдержка времени	Действие автоматики
1	ПС 220 кВ Лебяжье	1	90 кВ (напряжение на шинах 110 кВ не ниже 40 кВ)	15 с	отключение через УОН: ВМ 110кВ ВЛ Ветошкино; ОВМ 110 кВ; фидеров 10 кВ
2	ПС 110 кВ Нолинск	1	25 кВ (напряжение	20 с	отключение с запретом АПВ фидеров 10 кВ

№ п/п	Место установки автоматики	Степень	Уставка по напряжению (дополнительный фактор действия автоматики)	Выдержка времени	Действие автоматики
		2	на шинах 35 кВ не ниже 12,7 кВ)	30 с	отключение с запретом АПВ: МВ ВЛ 35 кВ Медведок; МВ ВЛ 35 кВ Татаурово; МВ ВЛ 35 кВ Нема; фидеров 10 кВ
3	ПС 110 кВ Арбаж	1	86 кВ (напряжение на шинах 110 кВ не ниже 40 кВ)	15 с	отключение через УОН: МВ 35 кВ Т-1; МВ 35 кВ Т-2; СВ 35 кВ; фидеров 10 кВ
4	ПС 110 кВ Яранск	1	87 кВ (напряжение на шинах 110 кВ не ниже 40 кВ)	15 с	отключение через УОН: МВ ВЛ 110 кВ Митюши; МВ ВЛ 110 кВ РМЗ; ШОВ 110 кВ; МВ ВЛ 35кВ Сердеж; МВ ВЛ 35кВ Салобеляк; МВ ВЛ 35кВ Никольская; фидеров 10 кВ

Расчеты для нормальной и основных ремонтных схем, а также для схем при нормативных возмущениях в ремонтных схемах показали следующее:

продолжительное время разрыва транзита ВЛ 110 кВ Лебяжье – Прогресс – Советск – Арбаж во время строительства ПС 110 кВ Трехречье (до завершения 2-й очереди строительства) совмещается с проведением ремонта другого сетевого оборудования как в режимах зимнего максимума рабочего дня, так и в режимах летнего максимума рабочего дня;

ДДТН ЛЭП не превышены;

недопустимого отклонения уровней напряжения не имеется;

усиления прилегающей к ПС 110 кВ Трехречье сети 110 кВ не требуется;

надежность схемы электроснабжения Южного энергорайона не снижается.

4.7.3.2. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)

Результаты расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Мурыгино) приведены в приложении № 6.

В послеаварийных режимах при разомкнутом состоянии транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Мурыгино токовые перегрузки в сети 110 кВ не выявлены.

4.7.3.3. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ на ПС 110 кВ Заречная (замена трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА) со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 километра)

Для разгрузки ПС 110 кВ Коминтерн в 2024 году на ПС 110 кВ Заречная рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА и монтаж ОРУ 110 кВ, в 2024 – 2025 годах – строительство КЛ 110 кВ – отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная.

Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заречная к изменению схемы сети 110 кВ и изменению режимов энергорайонов Киров – ТЭЦ-4 – Оричи и Кировской ТЭЦ-3 не приведет.

4.7.3.4. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница в части замены трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА не приведет к изменению режимов Кирсинско-Омутнинского энергорайона.

4.7.3.5. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево в части замены трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА не приведет к изменению режимов энергорайона Кировской ТЭЦ-3.

4.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области на период 2020 – 2024 годов

4.8.1. Общие положения

Основными источниками реактивной мощности, используемыми для регулирования напряжения в сети, в энергосистеме Кировской области являются:

Кировская ТЭЦ-3;

Кировская ТЭЦ-4;

Кировская ТЭЦ-5.

Регулировочный диапазон генераторов электростанций энергосистемы Кировской области по реактивной мощности представлен в таблице 26.

Таблица 26

№ п/п	Наимено- вание ТЭЦ	Наимено- вание генера- тора	Установ- ленная мощность, МВт	Пара- метр	Диапазон регулирования реактивной мощности										
					0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1	Кировская ТЭЦ-3	ТГ-3	22	P, МВт	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25
				Q _{min} , Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q _{max} , Мвар	21	21	21	22	23	22,3	22,3	20,8	20,6	20,6	20,6
		ТГ ГТ1	174	P, МВт	0	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180
				Q _{min} , Мвар	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-70	-68	-66	-64	-60
				Q _{max} , Мвар	160	159	157	153	150	145	140	135	129	120	112
		ТГ ПТ1	62	P, МВт	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80
				Q _{min} , Мвар	-34	-34	-34	-34	-30	-30	-30	-30	-29	-27	-25
				Q _{max} , Мвар	86	85,5	85	83	81	78	76	73	70	66,8	60
2	Кировская ТЭЦ-4	ТГ-3	50	P, МВт	0	7	14	21	28	35	42	49	56	63	70
				Q _{min} , Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q _{max} , Мвар	61,38	61	60,4	59,5	58,3	56,8	55	52,7	50	46,8	43,31
		ТГ-2	68	P, МВт	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80
				Q _{min} , Мвар	-30	-30	-29,5	-29,5	-29	-28	-27	-26	-25	-23	-20
				Q _{max} , Мвар	86	84,8	84,2	83,6	80,6	78	75,8	72,6	68,7	66,8	60

№ п/п	Наимено- вание ТЭЦ	Наимено- вание генера- тора	Установ- ленная мощность, МВт	Пара- метр	Диапазон регулирования реактивной мощности										
					0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
3	Кировская ТЭЦ-5	ТГ-6	125	P, МВт	0	12,5	25	37,5	50	62,5	75	87,5	100	112,5	125
				$Q_{\min}$, Мвар	-63	-63	-63	-63	-63	-60	-56	-54	-50	-46	-42
				$Q_{\max}$, Мвар	131	130	127	125	123	120	115	112	105	100	93
		ТГ1	80	P, МВт	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80
				$Q_{\min}$, Мвар	-55	-55	-55	-54	-54	-50	-47	-42	-38	-34	0
				$Q_{\max}$, Мвар	92	92	92	90	90	87	87	84	75	75	75
		блок 2	185	P, МВт	0	18,5	37	55,5	74	92,5	111	129,5	148	166,5	185
				$Q_{\min}$, Мвар	-70	-70	-70	-70	-70	-66	-63	-50	-38	-25	0
				$Q_{\max}$, Мвар	190	190	185	183	178	175	170	163	155	145	135
		блок 3	185	P, МВт	0	18,5	37	55,5	74	92,5	111	129,5	148	166,5	185
				$Q_{\min}$, Мвар	-100	-100	-100	-100	-100	-98	-98	-90	-83	-48	0
				$Q_{\max}$, Мвар	190	184	184	184	176	173	163	150	145	135	135

Примечание. Диапазон регулирования реактивной мощности установлен в соответствии с P-Q диаграммой генераторов при изменении активной мощности в диапазоне от нуля до $P_{\text{ном}}$.

На объектах энергосистемы Кировской области располагаются дополнительные источники реактивной мощности: БСК 110 кВ и БСК 10 кВ. Для компенсации избыточной (зарядной) реактивной мощности в сети 500 кВ на ПС 500 кВ Вятка установлены 3 шунтирующих реактора. Диапазоны регулирования БСК на подстанциях напряжением 110 кВ и выше, данные по номинальной и располагаемой реактивной мощности шунтирующих реакторов энергосистемы Кировской области представлены в таблице 27.

Таблица 27

№ п/п	Наименование оборудования, энергообъекта	Диспетчерское наименование	Место коммутации, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
1	Шунтирующие реакторы					
1.1	ПС 500 кВ Вятка	Р 500 кВ 1 СШ	1 СШ 500 кВ	1	3×60	3×60
1.2	ПС 500 кВ Вятка	Р 500 кВ ВЛ Звезда	ВЛ 500 кВ Звезда	1	3×60	3×60
1.3	ПС 500 кВ Вятка	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	ВЛ 500 кВ ВотГЭС	1	3×60	3×60
2	БСК					
2.1	ПС 220 кВ Котельнич	БСК	110 кВ	1	52	48
2.2	ПС 220 кВ Омутнинск	БСК	110 кВ	1	55	22
2.3	ПС 110 кВ Белая Холуница	БСК 10 кВ	10 кВ	1	5,04	5,04
2.4	ПС 110 кВ Демьяново	КБ-1 10 кВ	10 кВ	1	4,08	4,08
		КБ-2 10 кВ	10 кВ	1	3,69	3,69
2.5	ПС 110 кВ Луза	КБ 10кВ	10 кВ	1	5,4	5,4
2.6	ПС 110 кВ Нолинск	БСК 1 СШ 10 кВ	10 кВ	1	5,04	5,04
		БСК 2 СШ 10 кВ	10 кВ	1	5,1	5,1
2.7	ПС 110 кВ Советск	БСК 1	10 кВ	1	4,95	4,95
		БСК 2	10 кВ	1	5,04	5,04

№ п/п	Наименование оборудования, энергообъекта	Диспетчерское наименование	Место коммутации, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
2.8	ПС 110 кВ Уни	БСК 1 СШ 10 кВ	10 кВ	1	5,28	5,28
		БСК 2 СШ 10 кВ	10 кВ	1	5,28	5,28
2.9	ПС 110 кВ Яранск	БСК 1	10 кВ	1	10,56	10,56
		БСК 2	10 кВ	1	8,36	8,36

Контрольные пункты по напряжению выбираются исходя из обеспечения:

соответствия уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования;

нормативного запаса устойчивости в контролируемых сечениях;

нормативного запаса устойчивости двигательной нагрузки в узлах энергосистемы.

Перечень контрольных пунктов по напряжению операционной зоны Пермского РДУ в энергосистеме Кировской области представлен в таблице 28.

Таблица 28
(кВ)

№ п/п	Энергообъект	Контрольный пункт (напряжение СШ)	Наибольшее рабочее напряжение	Минимально допустимое напряжение	Аварийно допустимое напряжение
1	ПС 500 кВ Вятка	500	525	450	430
		220	252	197	185
		110	126	101	96
2	ПС 220 кВ Киров	220	252	200	190
3	Кировская ТЭЦ-3	110	126	99	94
4	Кировская ТЭЦ-4	110	126	95	89
5	ПС 220 кВ Котельнич	110	126	96	90
6	ПС 220 кВ Омутнинск	110	126	94	89

№ п/п	Энергообъект	Контрольный пункт (напряжение СШ)	Наибольшее рабочее напряжение	Минимально допустимое напряжение	Аварийно допустимое напряжение
7	ПС 220 кВ Вятские Поляны	110	126	96	91

4.8.2. Анализ баланса реактивной мощности

Для анализа расчетных моделей энергосистемы Кировской области на 2020 – 2024 годы использовалась сеть напряжением 110 кВ и выше. БСК 10 кВ ПС 110 кВ учтены в виде эквивалентных шунтов в узлах 110 кВ.

Источниками реактивной мощности в электрической сети напряжением 110кВ и выше являются БСК ($Q_{БСК}$), зарядная мощность ЛЭП и генераторы электрических станций (Q_2).

Потребление реактивной мощности складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ($Q_{нагр}$) и потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ($\Delta Q_{нагр}$) – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ($\Delta Q_{ЛЭП}$) и трансформаторах ($\Delta Q_{тр}$).

В балансе реактивной мощности также учтен внешний переток реактивной мощности ($Q_{внеш}$).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности следующее:

$$Q_{генер.} = Q_{потр.} + Q_{внеш.}, \text{ где:}$$

$$Q_{потр.} = Q_{нагр} + \Delta Q_{нагр} = Q_{нагр} + \Delta Q_{ЛЭП} + \Delta Q_{тр.}$$

Результаты расчета баланса реактивной мощности сети 110 – 220 кВ для энергосистемы Кировской области в 2020 – 2024 годах представлены в таблице 29.

Таблица 29

(Мвар)

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя																			
		2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год			
		зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум	зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум	зимний макси- мум	зим- ний макси- мум	летний макси- мум	летний мини- мум	зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум	зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум
1	Реактивная мощность нагрузки	561	403	440	276	566	416	453	304	588	426	463	317	589	430	467	317	589	430	467	317
2	Потери – всего	114,46	98,34	83,49	57,16	118,65	102,46	89,21	72,04	116,92	102,58	85,27	72,65	116,94	102,32	85,84	72,64	116,94	102,32	85,84	72,64
2.1	Нагрузочные потери	100,68	84,13	69,48	46	104,86	88,31	75,26	57,65	103,18	88,46	71,26	58,22	103,18	88,19	71,83	58,17	103,18	88,19	71,83	58,17
2.1.1	В ЛЭП	33,26	27,16	22,04	16,36	37,36	30,86	26,11	22,16	36,88	31,63	25,42	23,04	36,58	31,38	25,42	23	36,58	31,38	25,42	23
2.1.2	В трансформаторах	67,42	56,98	47,45	29,66	67,49	57,45	49,16	35,48	66,29	56,83	45,85	35,14	66,61	56,82	46,42	35,17	66,61	56,82	46,42	35,17
2.2	Потери х.х. трансформаторов	13,78	14,2	14	11,14	13,8	14,15	13,94	14,4	13,75	14,12	14	14,47	13,75	14,12	14	14,47	13,75	14,12	14	14,47
3	Суммарное потребление реактивной мощности	675,46	501,34	523,49	333,16	684,65	518,46	542,21	376,04	704,92	528,58	548,27	389,65	705,94	532,32	552,84	389,64	705,94	532,32	552,84	389,64
4	Генерация реактивной мощности электростанциями	301	114	184	31	288	128	192	30	318	135	186	17	321	137	190	16	321	137	190	16
5	Реактивная мощность БСК	29,94	31,34	5,32	0	43,03	30,38	5,31	0	29,31	30,49	30,31	31,56	29,33	30,49	30,31	31,56	29,33	30,49	30,31	31,56
6	Зарядная мощность ЛЭП	289,11	303,03	297,48	285,12	289,93	300,36	295,46	303,2	288,1	300,86	298,07	312,12	288,39	300,93	298,06	312,3	288,39	300,93	298,06	312,3
7	Суммарная генерация реактивной мощности	620,05	448,37	486,8	316,12	620,96	458,74	492,77	333,2	635,41	466,35	514,38	360,68	638,72	468,42	518,37	359,86	638,72	468,42	518,37	359,86
8	Внешний переток реактивной мощности, избыток (+) или дефицит (-)	-58	-54	-38	-18	-64	-61	-49	-45	-68	-64	-33	-30	-67	-65	-32	-30	-67	-65	-32	-30

Анализ баланса реактивной мощности (достаточности компенсации зарядной реактивной мощности) прилегающей к энергосистеме Кировской области сети 500 кВ не проводился.

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах при нормальной схеме электрической сети для энергосистемы Кировской области в 2020 – 2024 годах характерен дефицит реактивной мощности в объеме, не превышающем 68 Мвар. При этом уровни напряжения во всех узлах сети 110 – 220 кВ выше номинального (103 – 112% от $U_{ном}$), имеются резервы по реактивной мощности на загрузку включенных генераторов электростанций и по находящимся в отключенном состоянии БСК 110 – 10 кВ. Результаты расчетов электрических режимов на объектах электрической сети не выявили превышения уровней напряжения выше допустимых значений. Таким образом, принятия дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в энергосистеме Кировской области не требуется.

5. Ожидаемые результаты реализации Программы

В результате реализации Программы будут обеспечены рост эффективности использования потенциала электроэнергетики для социально-экономического развития Кировской области, стабильное и эффективное удовлетворение потребностей экономики и населения Кировской области в электрической энергии за счет:

- рационального развития электроэнергетики Кировской области;
- обеспечения надежности схемы электроснабжения потребителей;
- гарантированного удовлетворения спроса на технологическое присоединение к энергосистеме промышленных и сельскохозяйственных производств, предприятий малого и среднего бизнеса, объектов коммунальной и инженерной инфраструктуры, населения.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше,

рекомендуемых к строительству и реконструкции в 2020 – 2024 годах, представлен в таблице 30.

Таблица 30

№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
1	Реконструкция ПС 220 кВ Котельнич с заменой автотрансформатора АТ1 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА (с увеличением автотрансформаторной мощности на 5 МВА)	реновация основных фондов	2020
2	Строительство ПС 110 кВ Трехречье с силовыми трансформаторами 2×16 МВА (взамен существующей ПС 110 кВ Советск)	выполнение мероприятий, предусмотренных актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2022 – 2023
3	Строительство ПС 110/35/6 кВ Мурьгино с силовыми трансформаторами 2×16 МВА (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)	выполнение мероприятий, предусмотренных актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2023 – 2025
4	Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная (с заменой трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА) и строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Беляево – Коминтерн на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 километра)	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийном режиме; выполнение мероприятий, предусмотренных актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2024 – 2025
5	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница (замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА)	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Белая Холуница в послеаварийном режиме	2023 – 2025

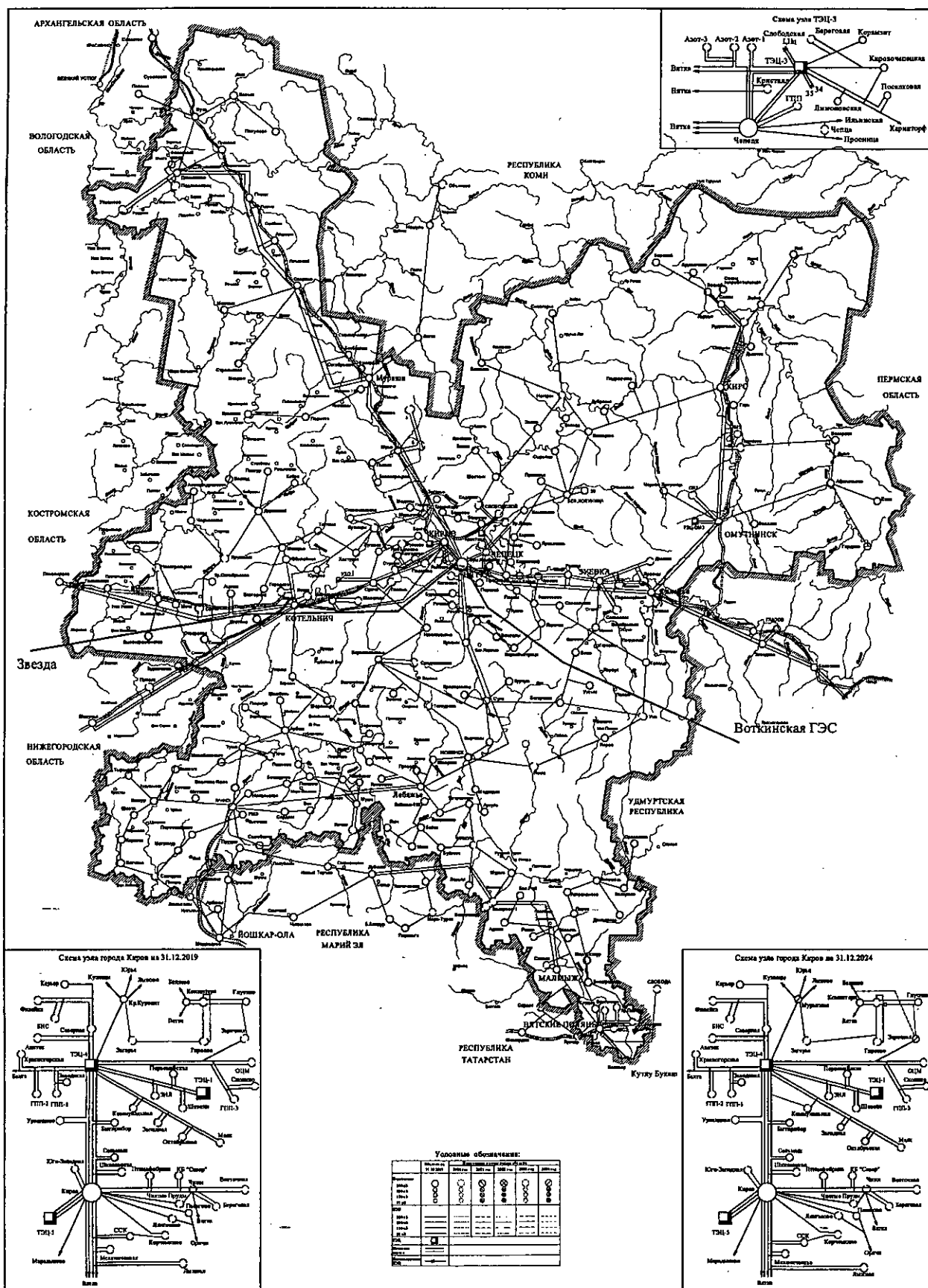
№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
6	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево (замена силовых трансформаторов 10 МВА на 16 МВА)	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Беляево в послеаварийном режиме	2024 – 2025
7	Строительство ПС 110 кВ КМЗ (2 x 40 МВА), строительство ответвления ВЛ 110 кВ в двухцепном исполнении от ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка и ВЛ 110 кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка для подключения ПС 110 кВ КМЗ (2 x 0,1 километра)	реализация ТУ на технологическое присоединение	2020
8	Строительство КВЛ 110 кВ от ЗРУ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП до новых ячеек ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чепецк (2 x 5,4 километра)	реализация ТУ на технологическое присоединение	2019

Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Кировской области, с учетом выполнения мероприятий, приведенных в таблице 30, представлена в таблице 31.

Таблица 31

Наименование сетевой организации	Год	Уровень надежности реализуемых товаров (услуг) P _{saidi}	Уровень качества реализуемых товаров (услуг) P _{saifi}
Филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	2020	5,1645	1,7163
	2021	4,9103	1,6905
	2022	4,6687	1,6652
	2023	4,4390	1,6419
	2024	4,2210	1,6205

СХЕМА **развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы**



ПЕРЕЧЕНЬ
действующих технических условий на технологическое присоединение

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
1	ПС 110 кВ Коминтерн			
1.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	15	Слободской район, дер. Кассины	11-11/1275/16
		12	Слободской район, дер. Подгорена	11-11/1372/15
		10	Слободской район, дер. Митино	11-11/1822/16
		15	Слободской район, дер. Заборье	11-11/234/17
		15	Слободской район, дер. Митино	11-11/854/17
		15	Слободской район, дер. Вотское	11-11/944/17
		15	Слободской район, дер. Кассины	11-11/951/17
		15	Слободской район, дер. Заборье	11-11/1158/17
		15	Слободской район, дер. Воробьи	11-11/1199/17
		15	Слободской район, дер. Воробьи	11-11/1200/17
		15	Слободской район, дер. Воробьи	11-11/1201/17
		15	Слободской район, Бобинское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-102/18
		15	Слободской район, Бобинское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-163/18
		15	Слободской район, дер. Митино	КирЭ/П1/05/10-687/18
		15	Слободской район, дер. Подгорена	КирЭ/П1/05/10-550/18
		15	Слободской район, Бобинское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-990/18
		15	Слободской район, Бобинское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-991/18
		5	Слободской район, дер. Воробьи	КирЭ/П1/05/10-1066/18
		12	Слободской район, дер. Вотское	КирЭ/П1/05/10-1117/18
		15	Слободской район, дер. Митино	КирЭ/П1/05/10-1158/18
		15	Слободской район, садовое товарищество «Мичуринец»	КирЭ/П1/05/10-1193/18
		5	Слободской район, с. Бобино	КирЭ/П1/05/10-1204/18
		15	Слободской район, с. Бобино	КирЭ/П1/05/10-1233/18
		10	Слободской район, дер. Подгорена	КирЭ/П1/05/10-1235/18

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		15	Слободской район, с. Бобино	КирЭ/П1/05/10-1173/18
		15	Слободской район, дер. Заборье	КирЭ/П1/05/10-1295/18
		15	Слободской район, с. Бобино	КирЭ/П1/05/10-066/19
		15	Слободской район, Бобинское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-076/19
		15	Слободской район, дер. Митино	КирЭ/П1/05/10-121/19
		5	Слободской район, дер. Стрелковы	КирЭ/П1/05/10-146/19
		15	Слободской район, дер. Заборье	КирЭ/П1/05/10-154/19
		15	Слободской район, дер. Подгорена	КирЭ/П1/05/10-162/19
		15	Слободской район, дер. Заборье	КирЭ/П1/05/10-159/19
		15	Слободской район, дер. Митино	КирЭ/П1/05/10-170/19
1.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности	15	Слободской район, дер. Воробьи	11-11/1644/16
		60	Слободской район, дер. Корюгино	КирЭ/П1/05/10-489/18
		20	Слободской район, дер. Кассины	КирЭ/П1/05/10-1161/18
		20	Слободской район, дер. Вотское	КирЭ/П1/05/10-1307/18
		15	Слободской район, дер. Воробьи	КирЭ/П1/05/10-026/19
	Итого по ПС 110 кВ Коминтерн	594		
2	ПС 35 кВ Гирсово			
2.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	15	Юрьянский район, дер. Искра	11-11/592/17
		15	Юрьянский район, садовое товарищество «Силикатчик»	11-11/1031/17
		15	Юрьянский район, дер. Слободино	КирЭ/П1/05/10-161/18
		15	Юрьянский район, пгт Мурыгино	КирЭ/П1/05/10-415/18
		2	Юрьянский район, садовое товарищество «Шинник-5»	КирЭ/П1/05/10-679/18
		12	Юрьянский район, садовое товарищество «Шинник-5»	КирЭ/П1/05/10-699/18
		15	Юрьянский район, дер. Искра	КирЭ/П1/05/10-700/18
		15	Юрьянский район, дер. Искра	КирЭ/П1/05/10-855/18
		15	Юрьянский район, пос. Гирсово	КирЭ/П1/05/10-1112/18
		5	Юрьянский район, дер. Слободино	КирЭ/П1/05/10-1195/18
		15	Юрьянский район, дер. Мясниковы	КирЭ/П1/05/10-1229/18
		15	Юрьянский район, дер. Искра	КирЭ/П1/05/10-1255/18
		12	Юрьянский район, с. Волково	КирЭ/П1/05/10-074/19
		15	Юрьянский район, дер. Искра	КирЭ/П1/05/10-114/19
		15	Юрьянский район, дер. Никольский Затон	КирЭ/П1/05/10-141/19
2.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих	140	Юрьянский район, пгт Мурыгино	11-11/1238/17

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
	устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности			
	Итого по ПС 35 кВ Гирсово	336		
3	ПС 110 кВ Белая Холуница			
3.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	10 15	Белохолуницкий район, пос. Климковка Белохолуницкий район, дер. Быданово	11-11/1440/17 КирЭ/П1/05/10-365/18
3.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности	146	Белохолуницкий район, Белохолуницкое городское поселение	КирЭ/П1/05/10-1282/18
	Итого по ПС 110 кВ Белая Холуница	171		
4	ПС 110 кВ Беяево			
4.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15 15	Слободской район, дер. Подберезы Слободской район, дер. Семаки Слободской район, дер. Большие Раскопины Слободской район, дер. Нагорена Слободской район, дер. Шихово Слободской район, дер. Малые Раскопины Слободской район, дер. Кисели Слободской район, дер. Навалихины Слободской район, Бобинское сельское поселение Слободской район, дер. Подберезы Слободской район, дер. Шмагины Слободской район, дер. Подберезы Слободской район, дер. Суворовы Слободской район, дер. Шмагины Слободской район, дер. Головизнины Слободской район, дер. Малые Серовы Слободской район, дер. Барамзы	11-11/046/16 11-11/1098/15 11-11/188/17 11-11/626/15 11-11/823/15 11-11/985/16 11-11/338/17 11-11/469/17 11-11/340/17 11-11/568/17 11-11/574/17 11-11/635/17 11-11/726/17 11-11/767/17 11-11/776/17 11-11/799/17 11-11/809/17

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		15	Слободской район, дер. Шихово	11-11/834/17
		15	Слободской район, дер. Головизнины	11-11/775/17
		15	Слободской район, дер. Головизнины	11-11/971/17
		15	Слободской район, дер. Конец	11-11/1254/17
		15	Слободской район, дер. Нагорена	11-11/1385/17
		15	Слободской район, дер. Малые Раскопины	11-11/619/17
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-055/18
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-057/18
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-085/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-325/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-345/18
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-344/18
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-372/18
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-373/18
		15	Слободской район, дер. Семаки	КирЭ/П1/05/10-441/18
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-454/18
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-527/18
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-531/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-541/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-590/18
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-598/18
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-668/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-678/18
		15	Слободской район, дер. Никкульчино	КирЭ/П1/05/10-680/18
		9	Слободской район, дер. Пантелеевы	/КирЭ/П1/05/10-675/18
		15	Слободской район, дер. Подберезы	КирЭ/П1/05/10-716/18
		15	Слободской район, дер. Лубни	КирЭ/П1/05/10-726/18
		15	Слободской район, дер. Лубни	КирЭ/П1/05/10-727/18
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-749/18
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-760/18
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-762/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-829/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-828/18
		15	Слободской район, дер. Пантелеевы	КирЭ/П1/05/10-876/18

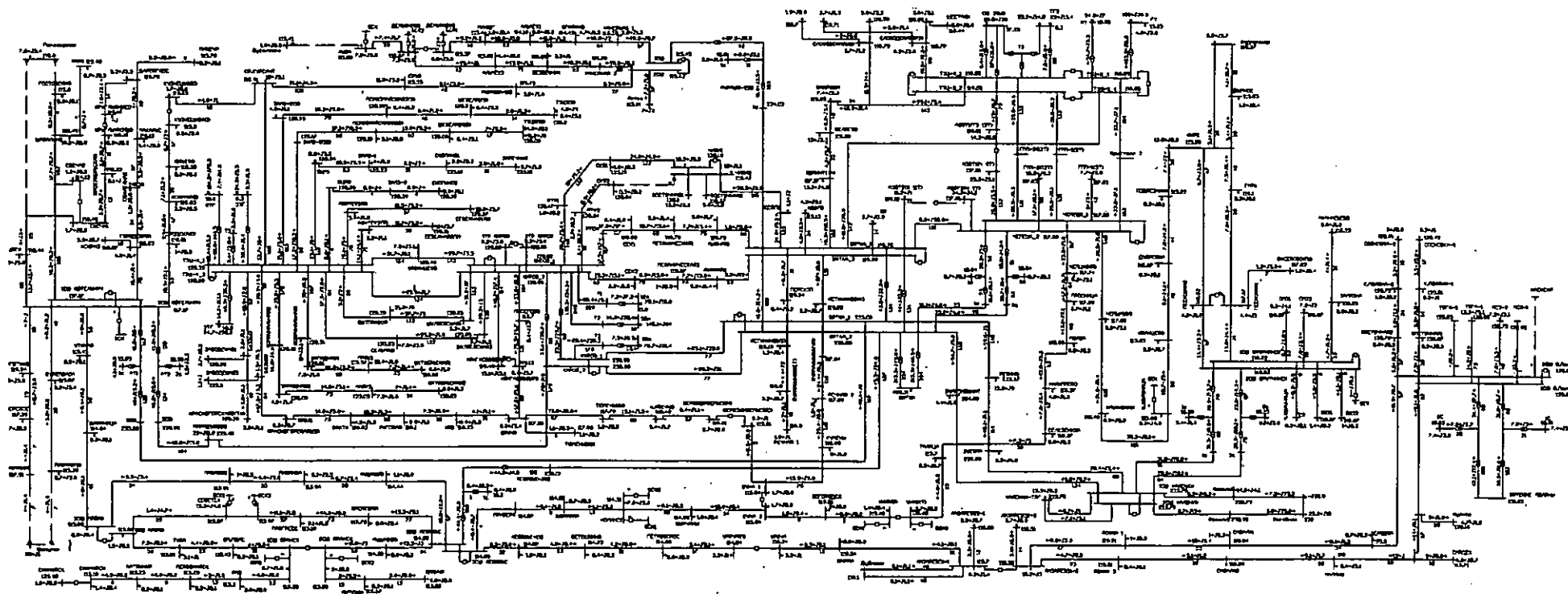
№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		15	Слободской район, дер. Большие Раскопины	КирЭ/П1/05/10-871/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-935/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-936/18
		15	Слободской район, дер. Нагорена	КирЭ/П1/05/10-953/18
		15	Слободской район, дер. Балабаны	КирЭ/П1/05/10-975/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1000/18
		15	Слободской район, дер. Машкачи	КирЭ/П1/05/10-1007/18
		15	Слободской район, дер. Запиваловы	КирЭ/П1/05/10-1009/18
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-1012/18
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-1047/18
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-1060/18
		15	Слободской район, дер. Подберезы	КирЭ/П1/05/10-1084/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1118/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1119/18
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1124/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1129/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1134/18
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1135/18
		15	Слободской район, дер. Большие Раскопины	КирЭ/П1/05/10-1139/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1159/18
		8	Слободской район, дер. Кисели	КирЭ/П1/05/10-1160/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1155/18
		15	Слободской район, дер. Нагорена	КирЭ/П1/05/10-1065/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1205/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1206/18
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1232/18
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-1241/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1242/18
		15	Слободской район, дер. Суднишниковы	КирЭ/П1/05/10-1243/18
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1245/18
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1246/18
		15	Слободской район, дер. Пантелеевы	КирЭ/П1/05/10-1278/18
		15	Слободской район, дер. Нагорена	КирЭ/П1/05/10-1265/18
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-1297/18

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-1292/18
		15	Слободской район, дер. Подберезы	КирЭ/П1/05/10-009/19
		13	Слободской район, дер. Пантелеевы	КирЭ/П1/05/10-010/19
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-055/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-056/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-064/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-086/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-091/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-094/19
		15	Слободской район, дер. Балабаны	КирЭ/П1/05/10-110/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-111/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-115/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-116/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-135/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-139/19
		15	Слободской район, дер. Ившины	КирЭ/П1/05/10-142/19
		15	Слободской район, дер. Машкачи	КирЭ/П1/05/10-158/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-164/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-165/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-168/19
4.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности	25	Слободской район, дер. Большие Раскопины	11-11/815/16
		135	Слободской район, дер. Шихово	11-11/1382/17
		20	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-646/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-867/18
		19	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-1048/18
		50	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1256/18
	Итого по ПС 110 кВ Беляево	1824		

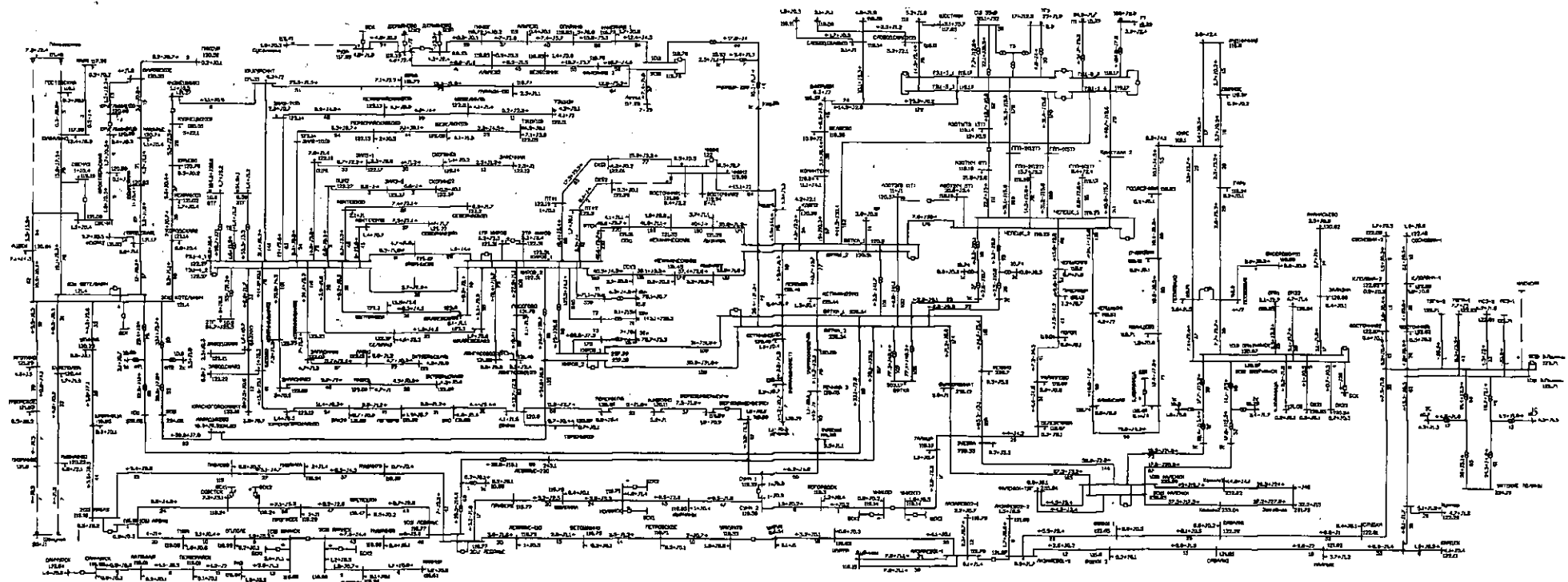
СХЕМЫ

нормальных режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в 2020 – 2024 годах

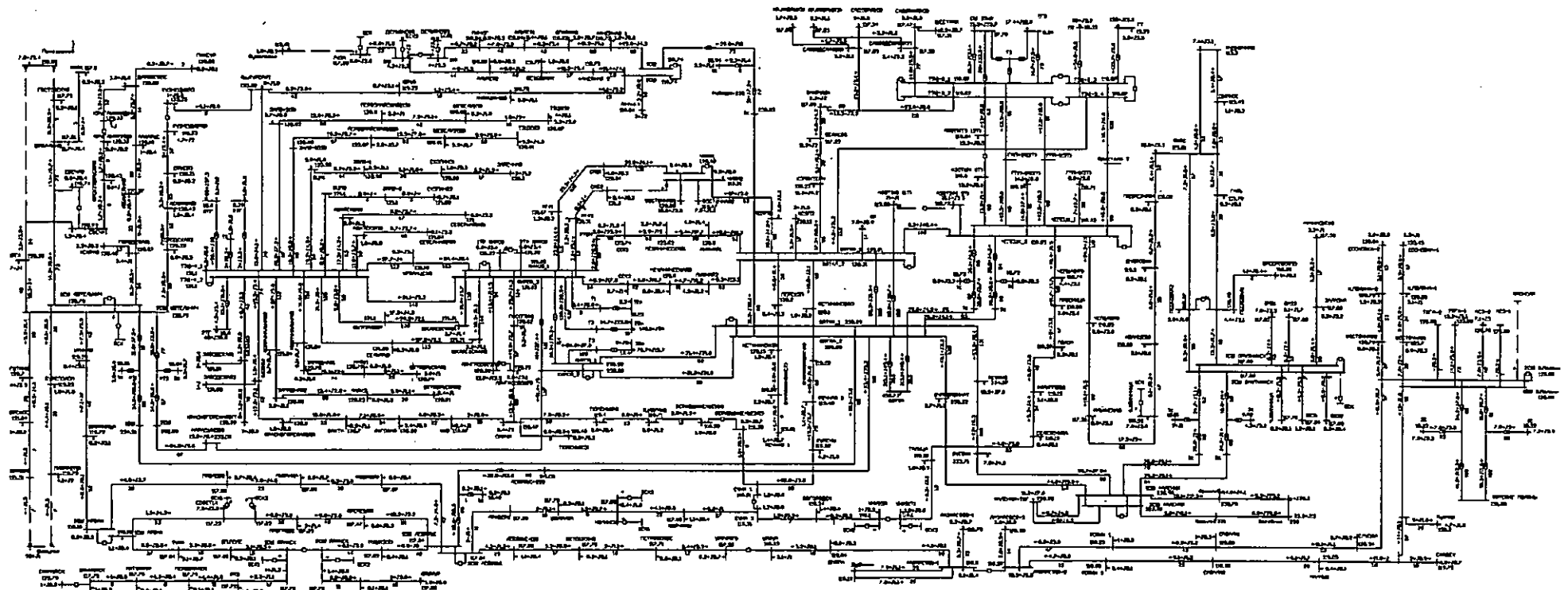
1. Зимний максимум 2020 года. Нормальная схема



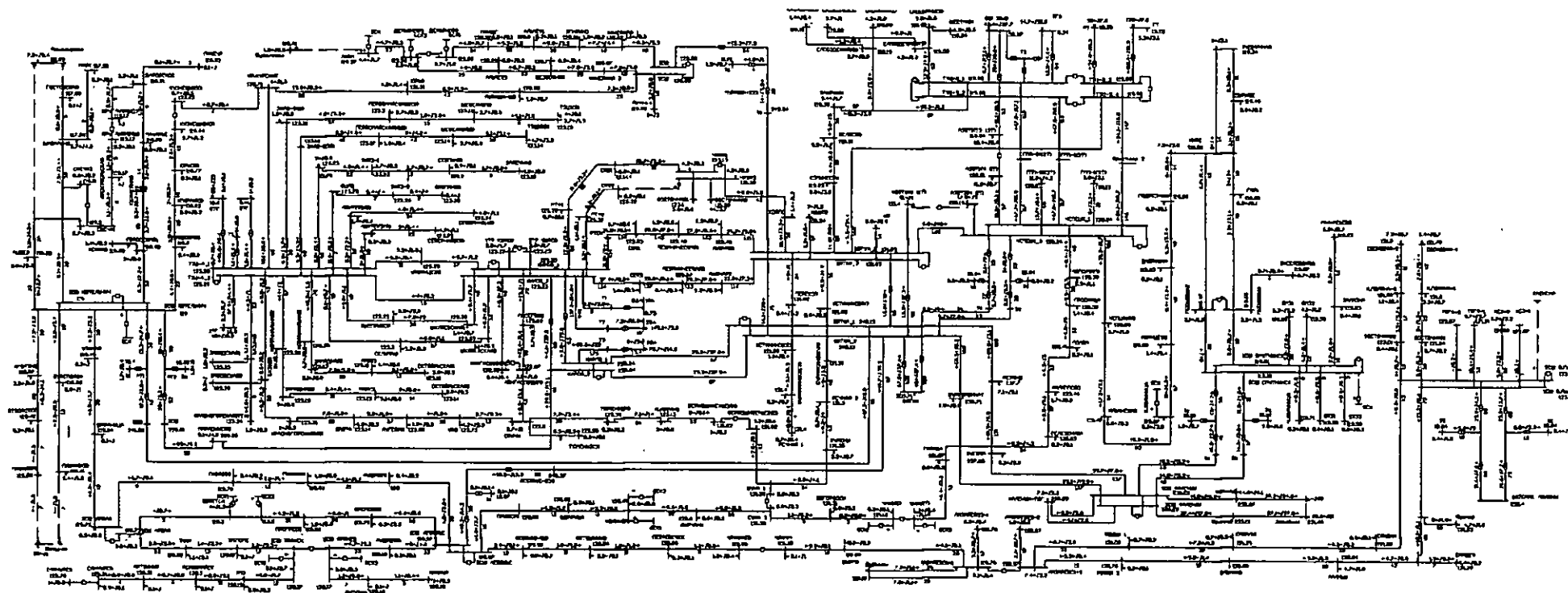
2. Зимний минимум 2020 года. Нормальная схема



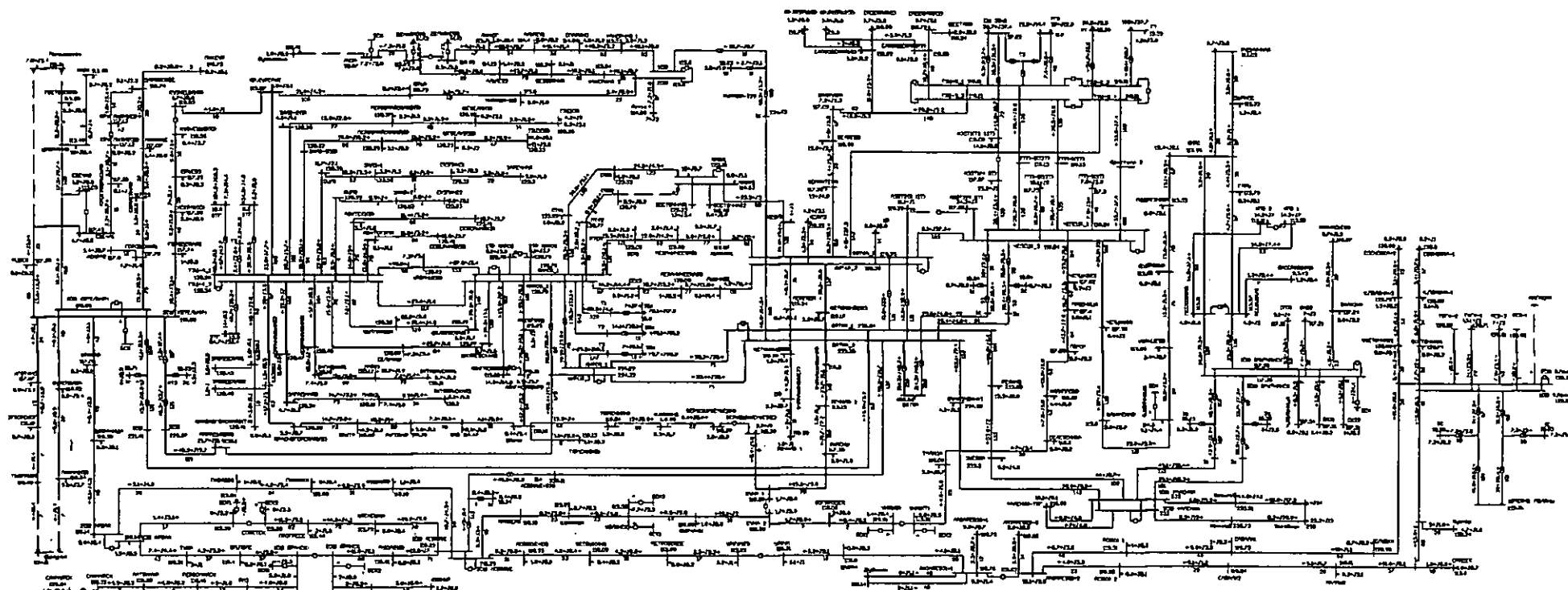
3. Летний максимум 2020 года. Нормальная схема



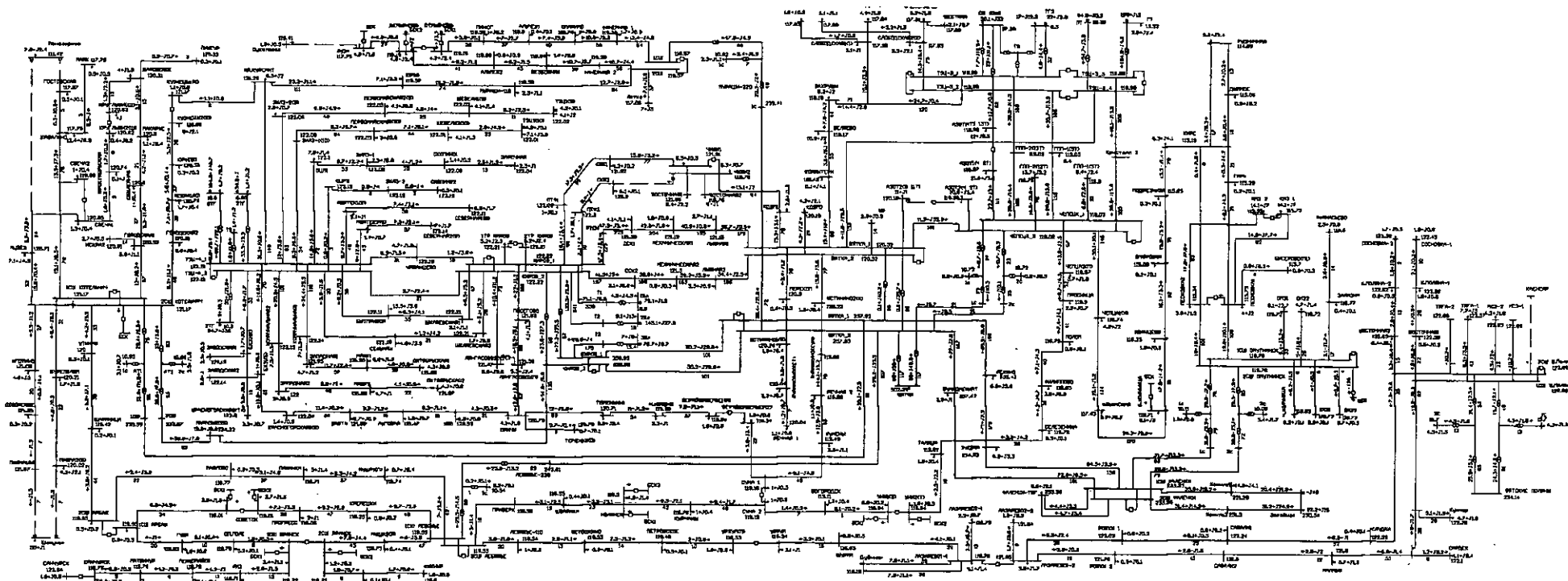
4. Летний минимум 2020 года. Нормальная схема



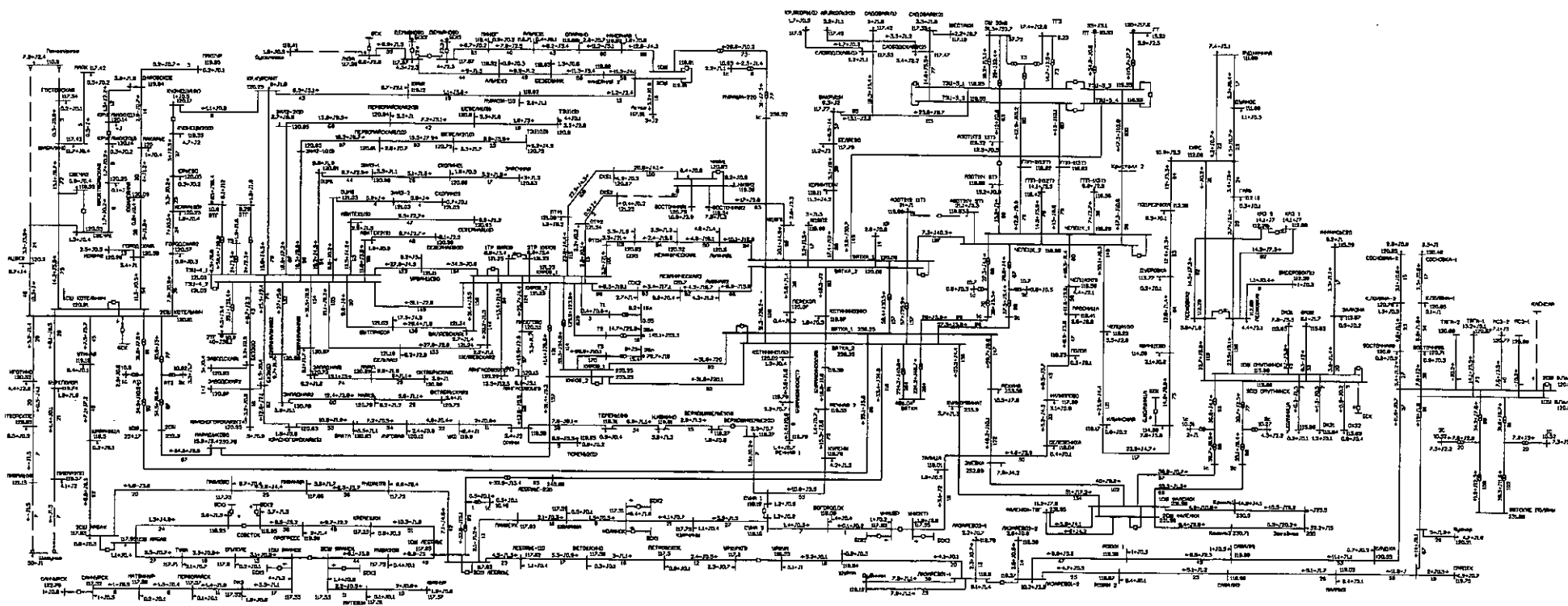
5. Зимний максимум 2021 года. Нормальная схема



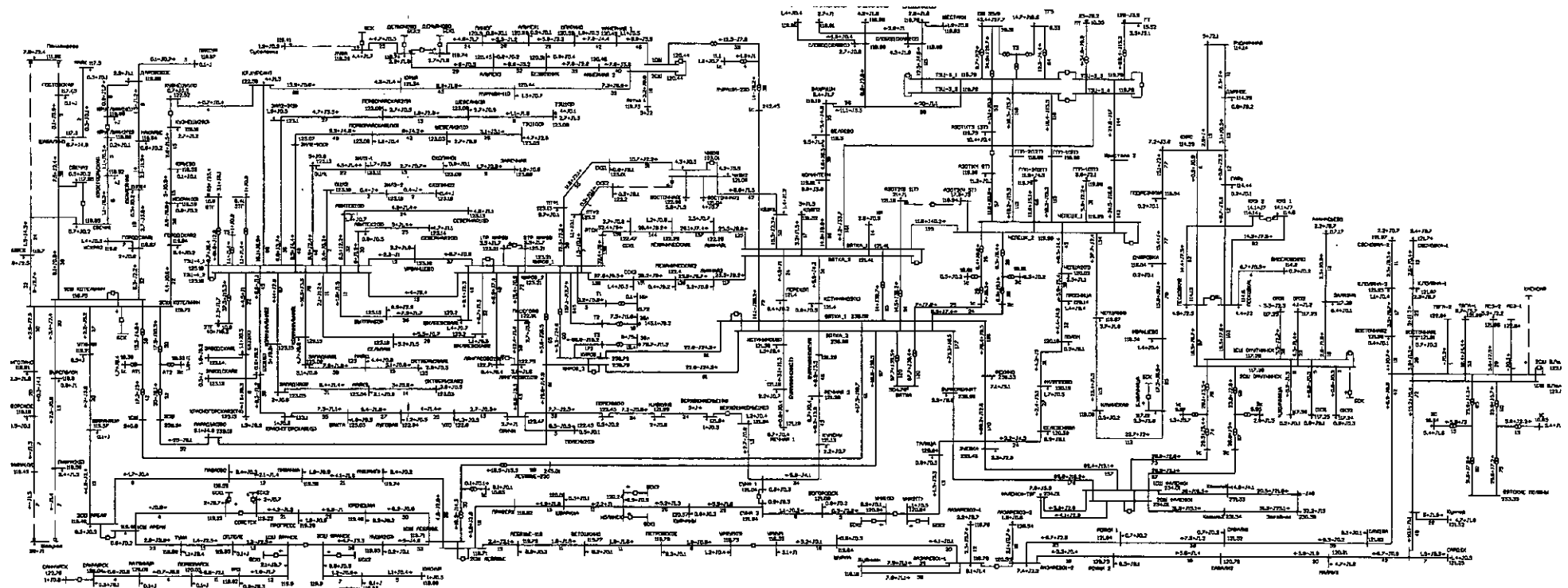
6. Зимний минимум 2021 года. Нормальная схема



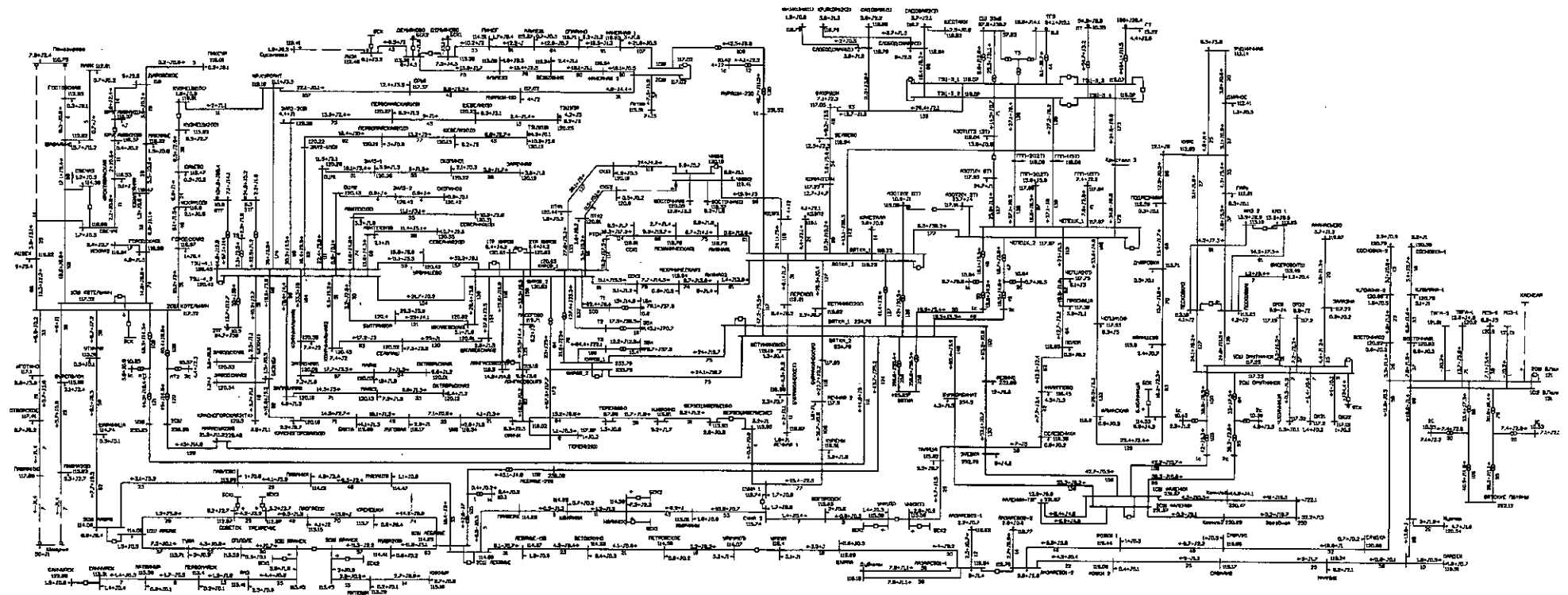
7. Летний максимум 2021 года. Нормальная схема



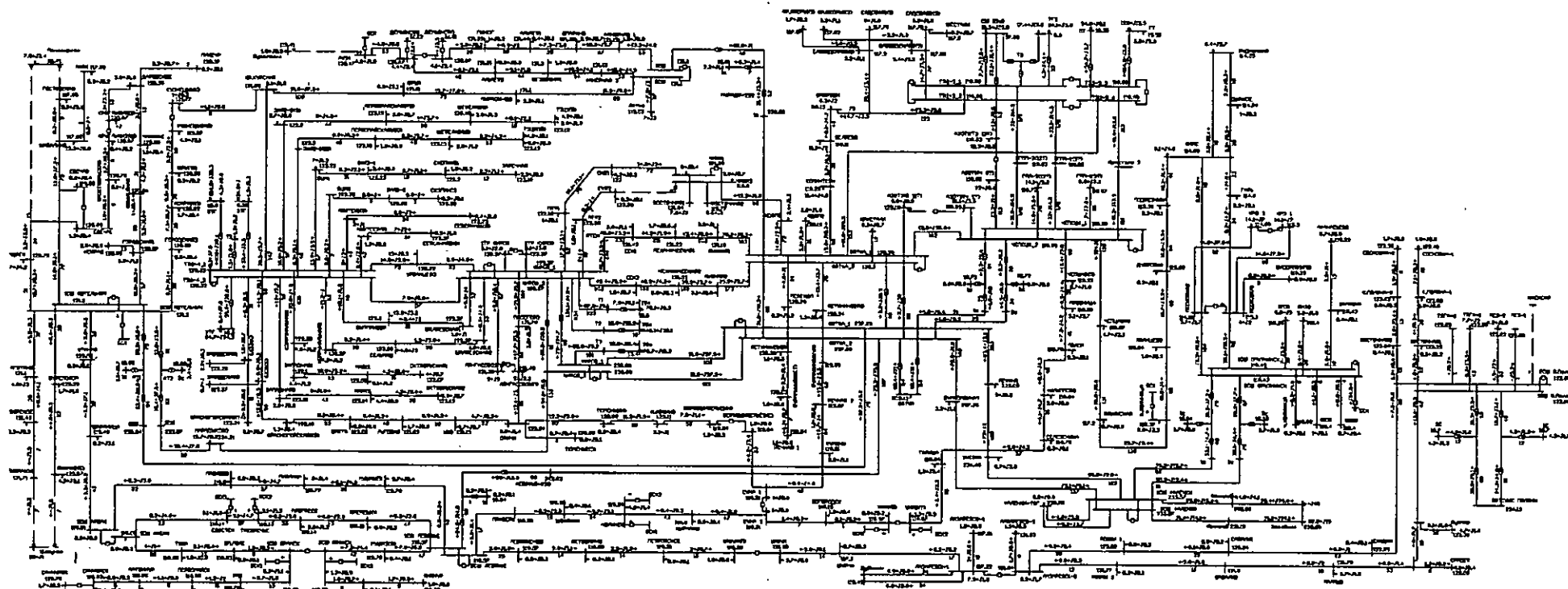
8. Летний минимум 2021 года. Нормальная схема



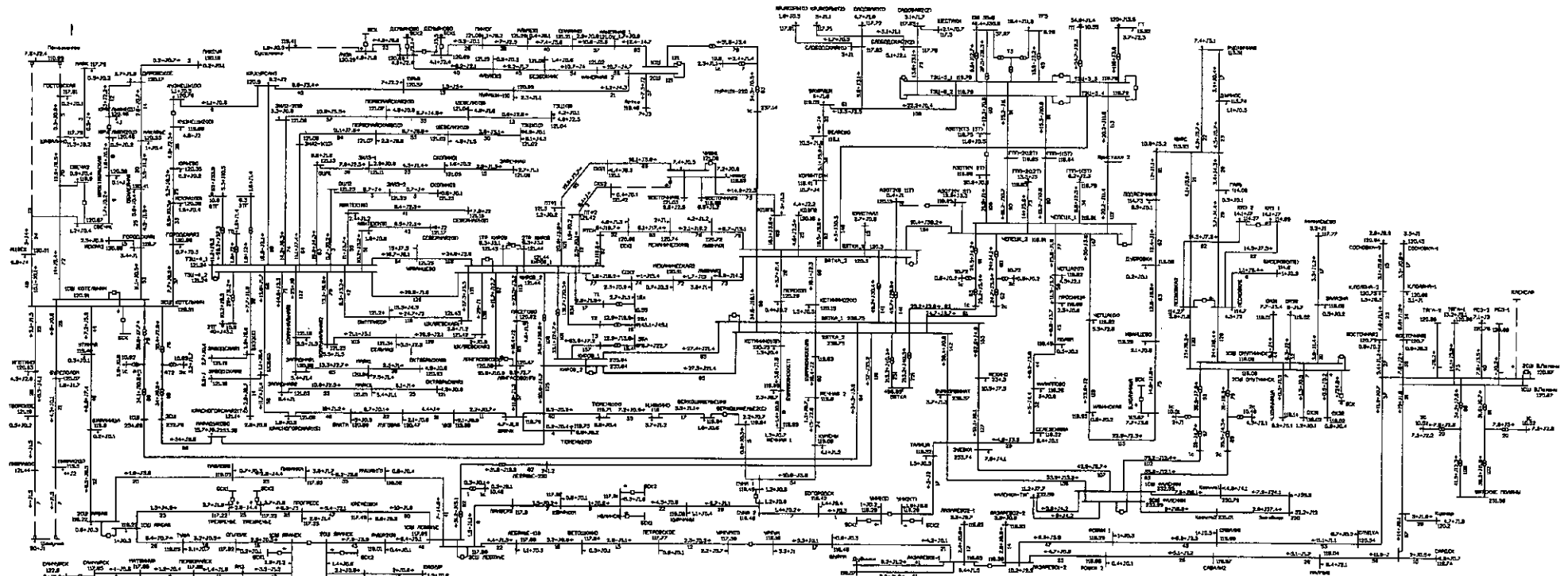
9. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема



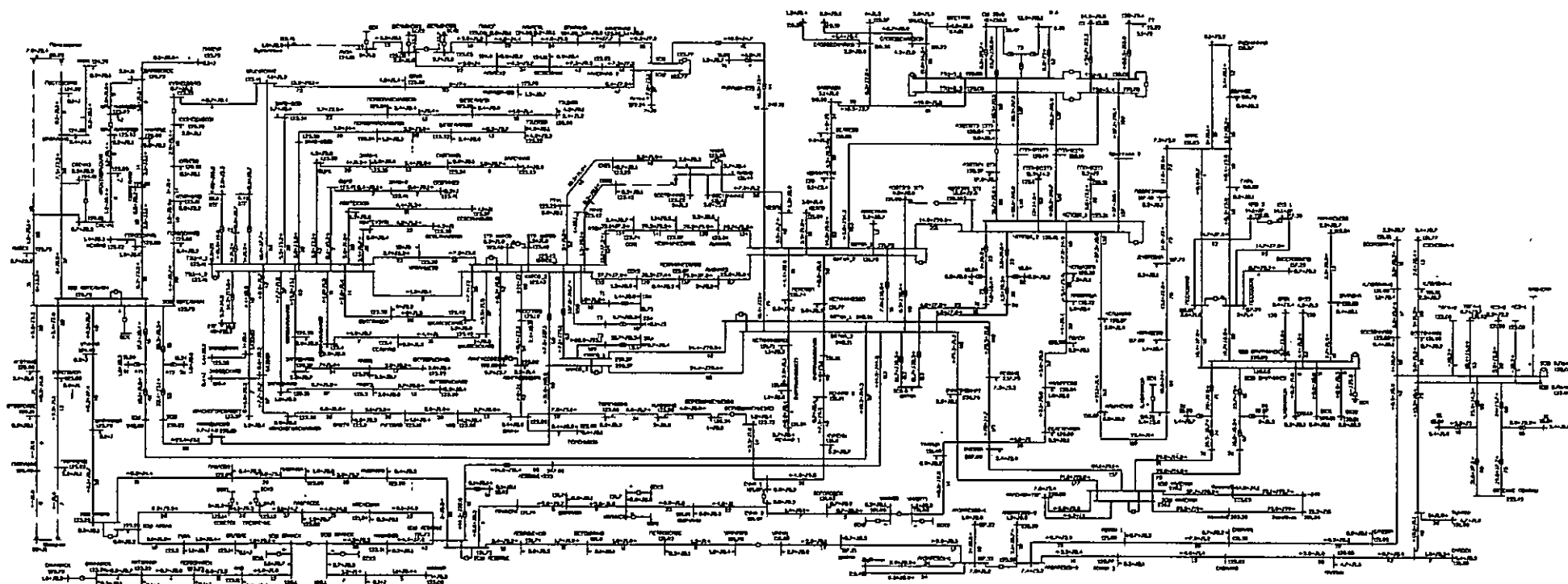
10. Зимний минимум 2022 года. Нормальная схема



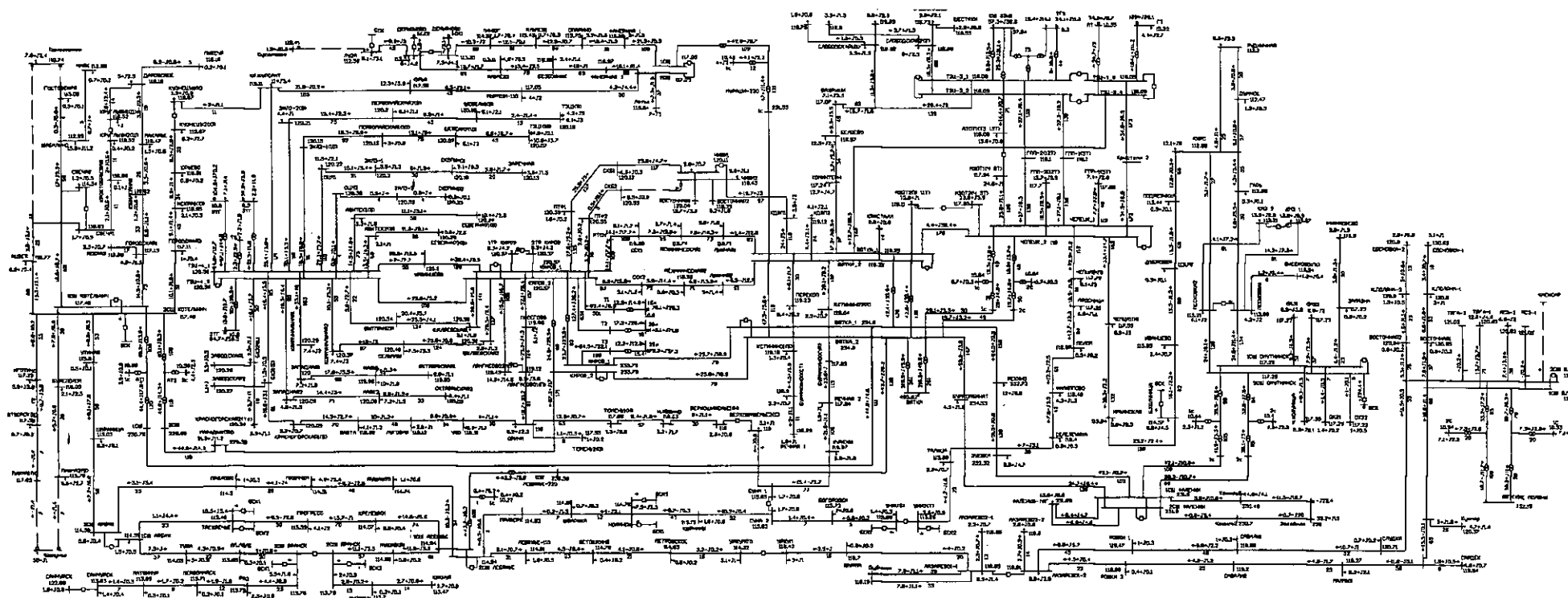
11. Летний максимум 2022 года. Нормальная схема



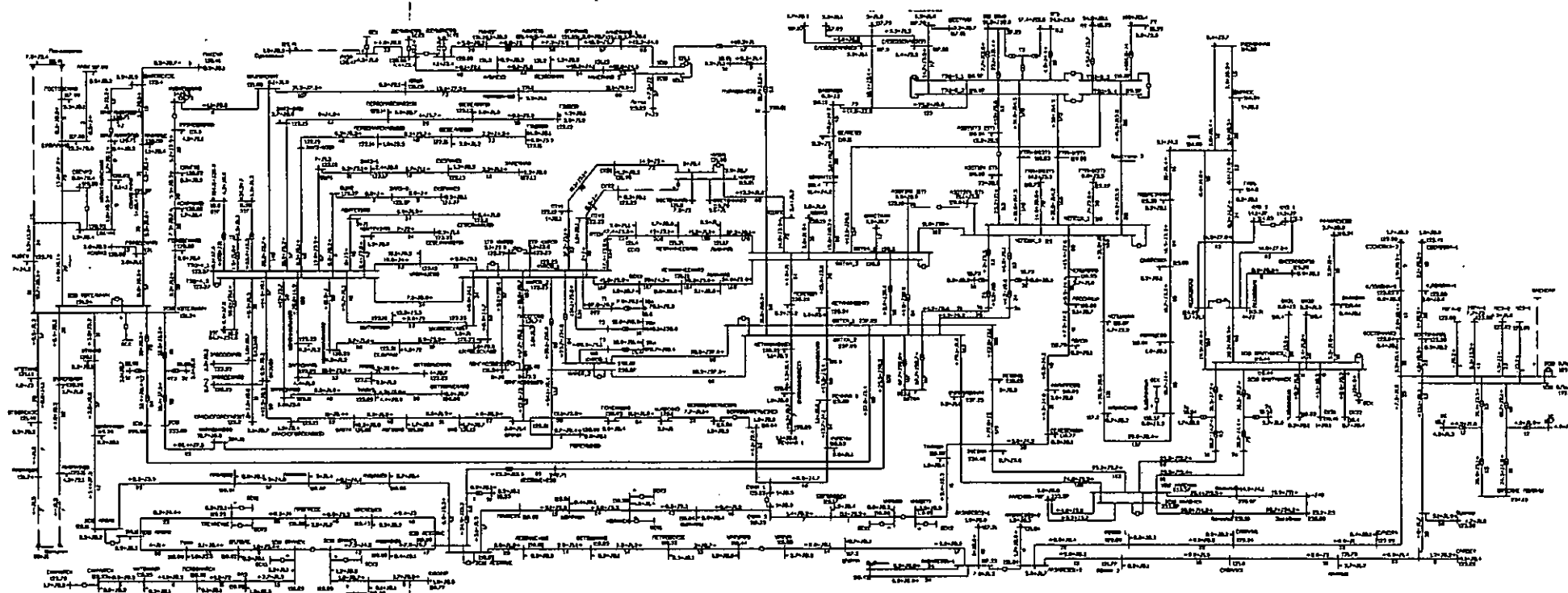
12. Летний минимум 2022 года. Нормальная схема



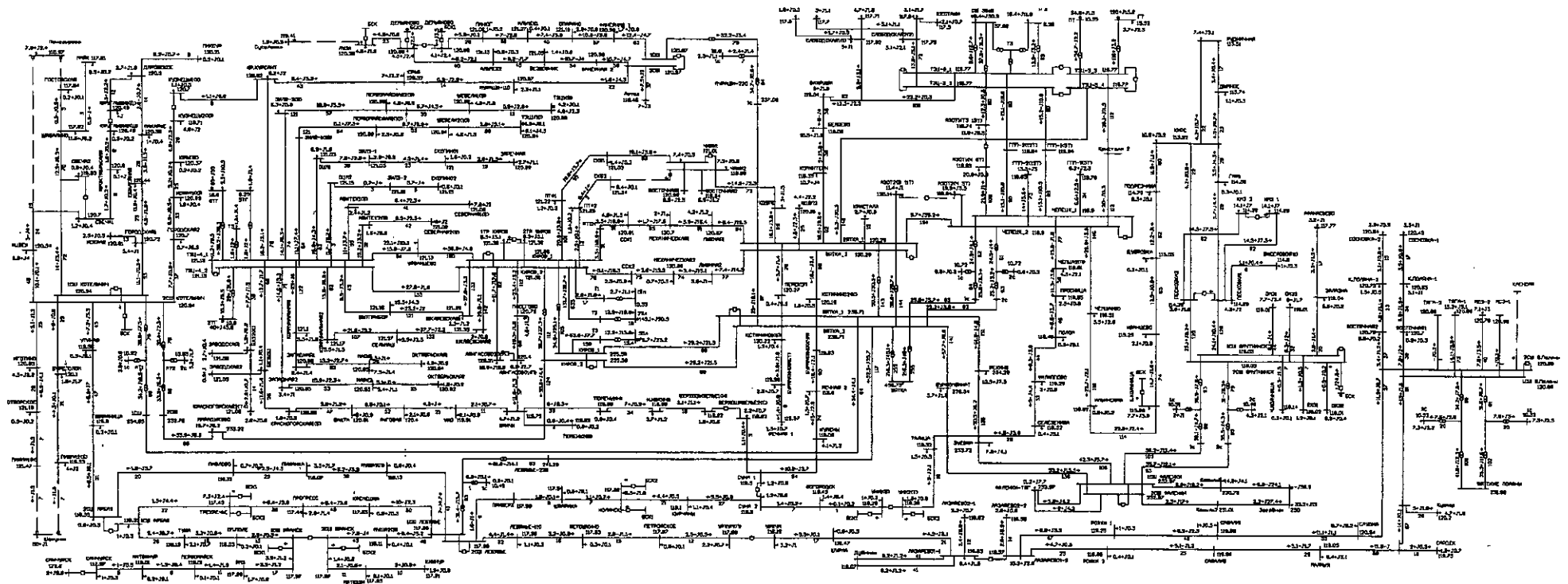
13. Зимний максимум 2023 года. Нормальная схема



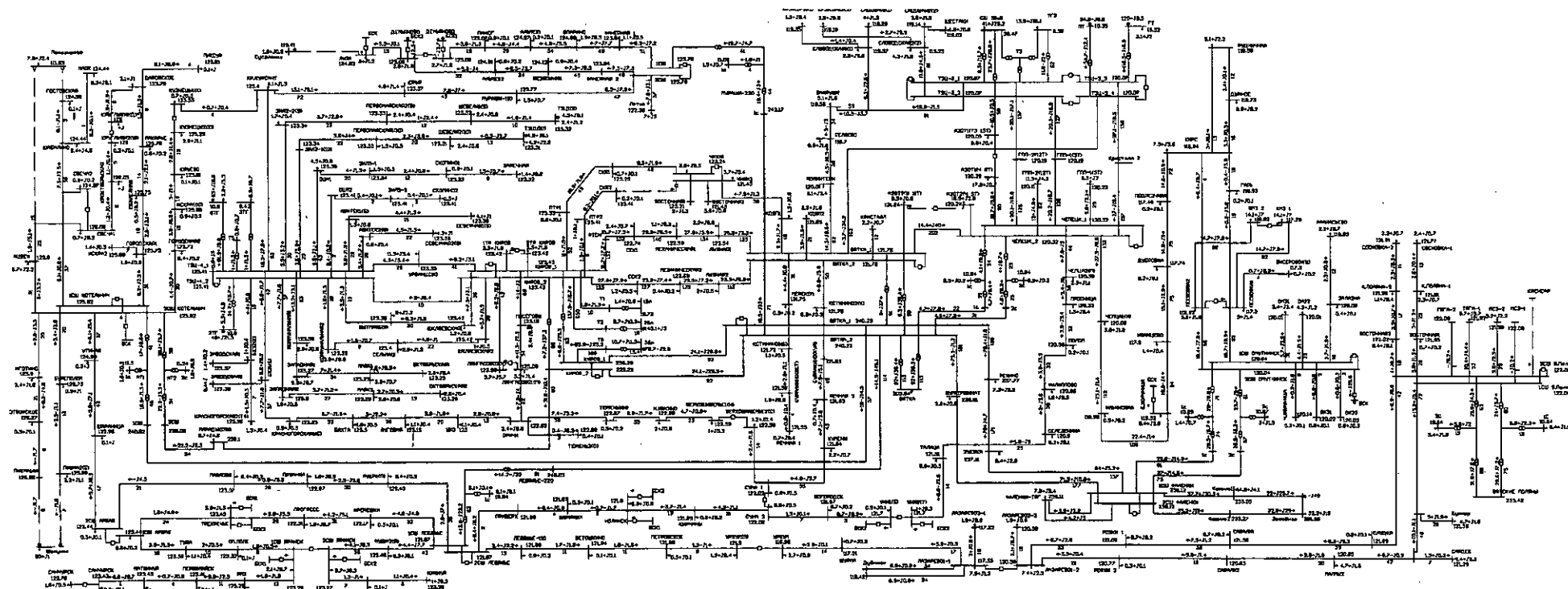
14. Зимний минимум 2023 года. Нормальная схема



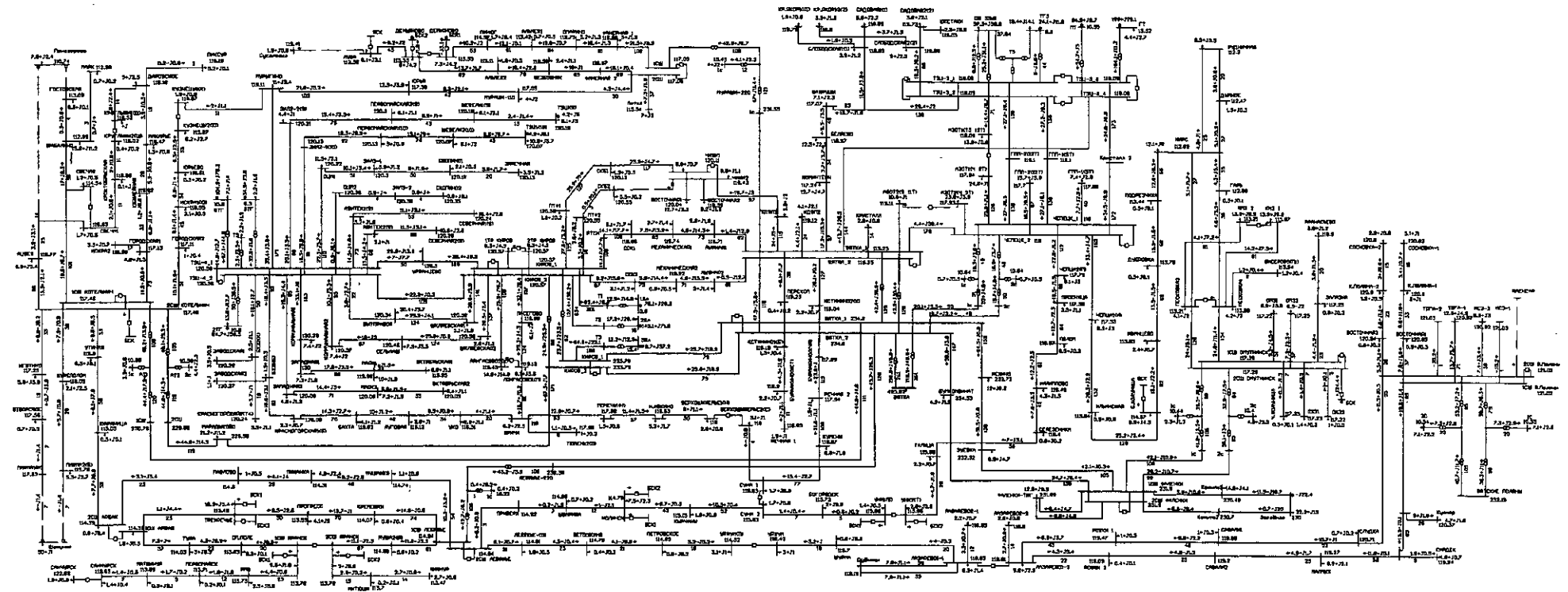
15. Летний максимум 2023 года. Нормальная схема



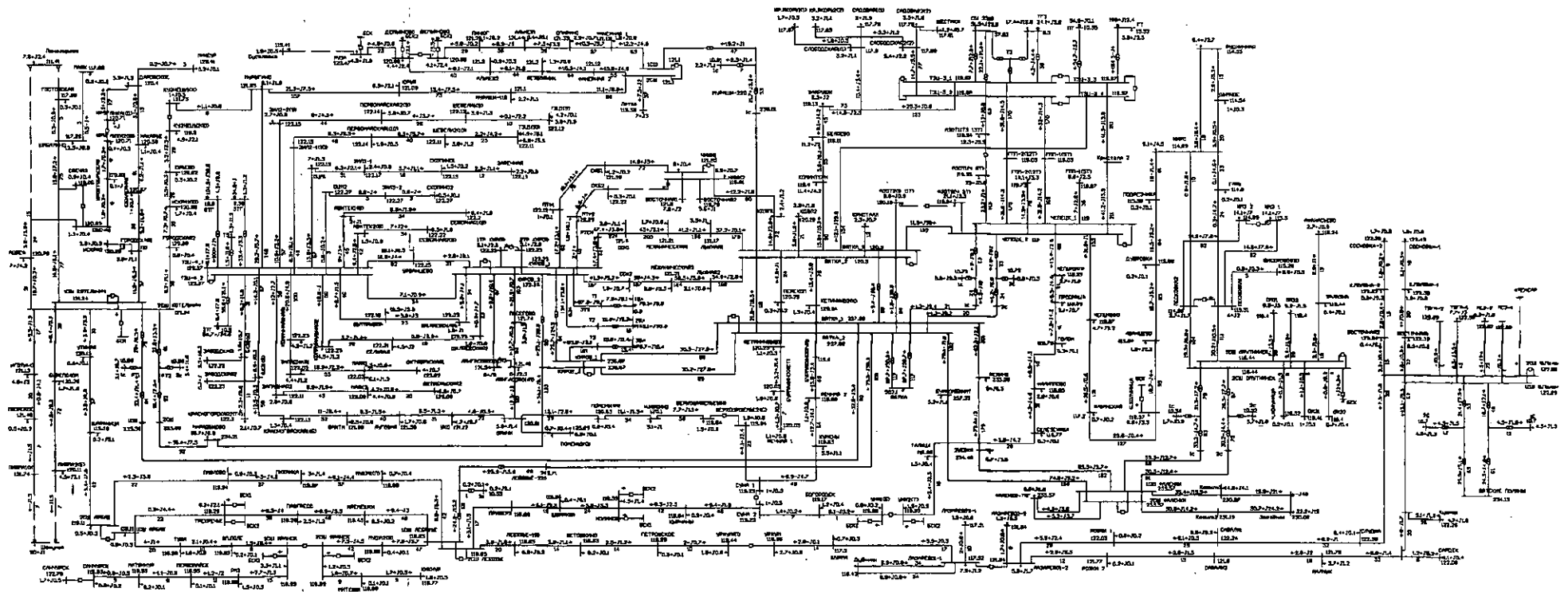
16. Летний минимум 2023 года. Нормальная схема



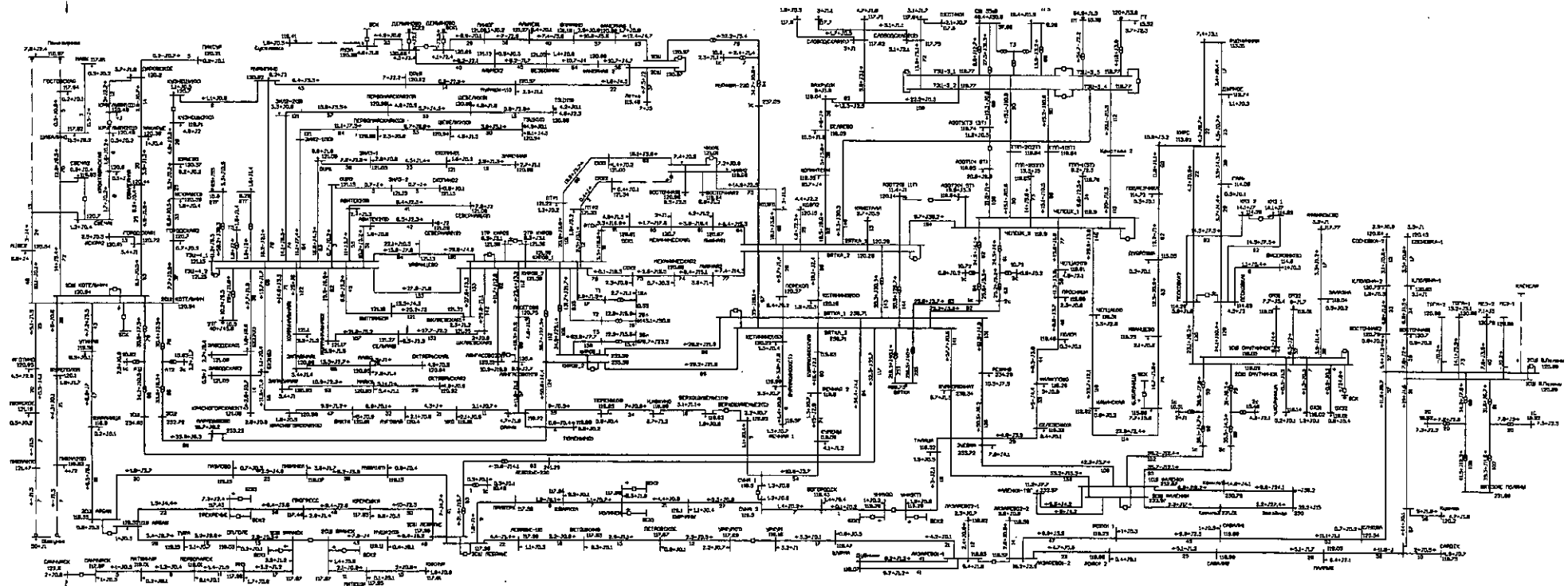
17. Зимний максимум 2024 года. Нормальная схема



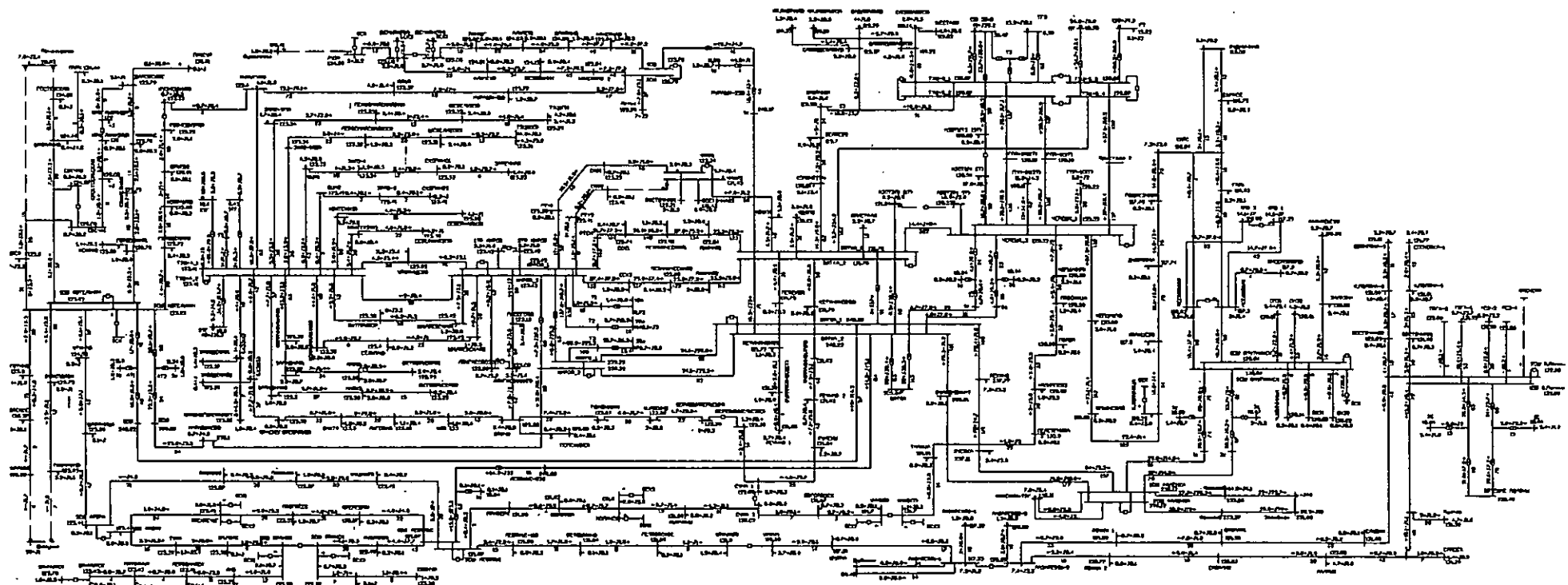
18. Зимний минимум 2024 года. Нормальная схема



19. Летний максимум 2024 года. Нормальная схема



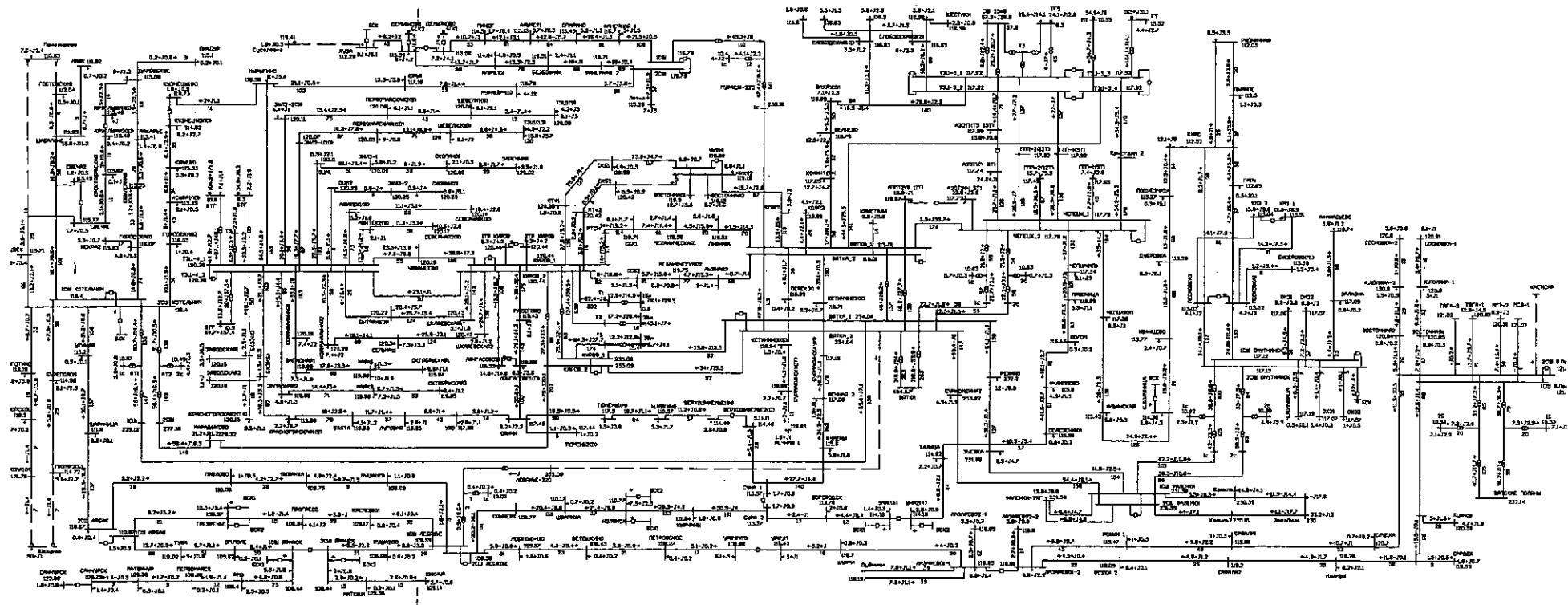
20. Летний минимум 2024 года. Нормальная схема



ГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

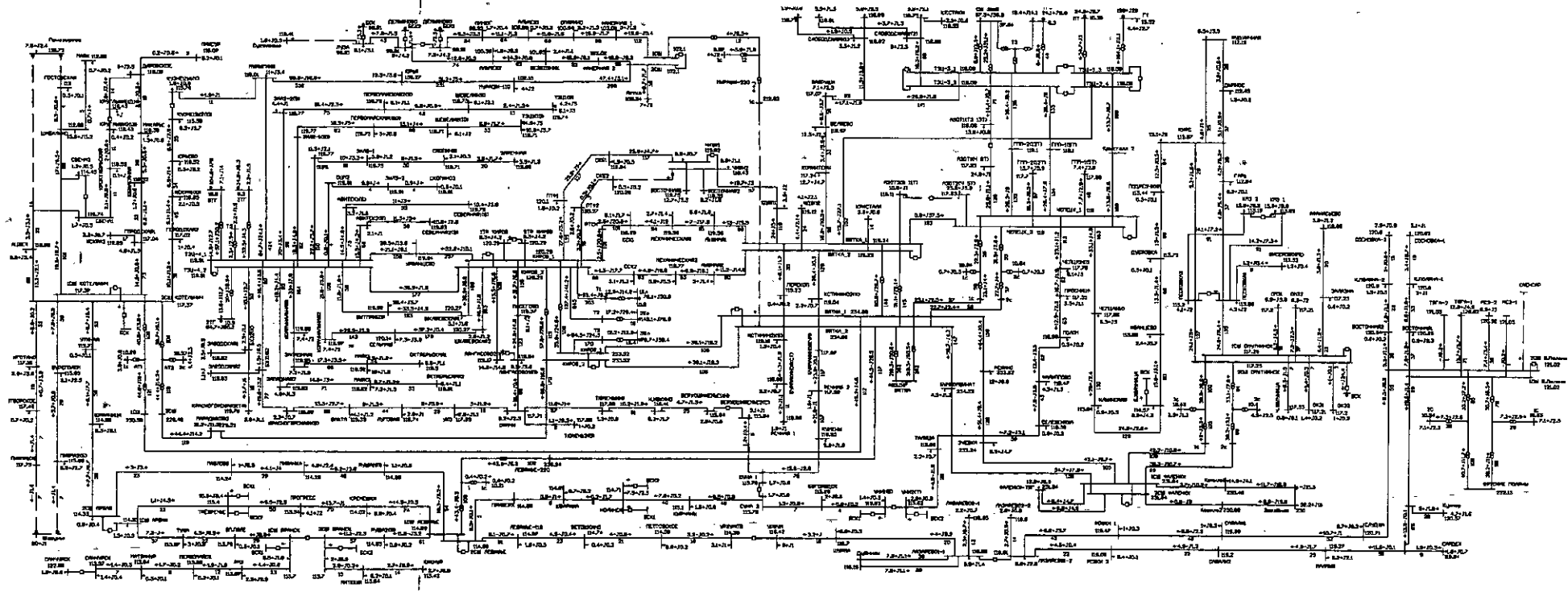
послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети
110 кВ и выше энергосистемы Кировской области

1. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье



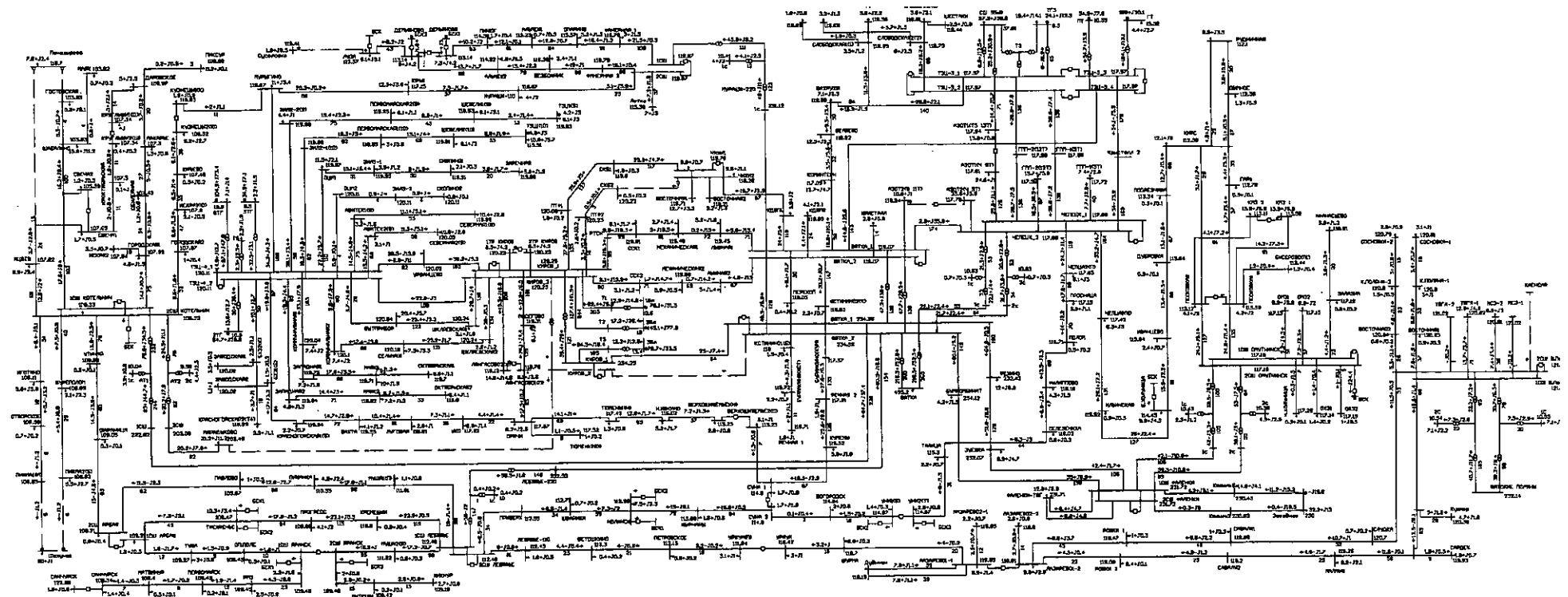
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

2. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



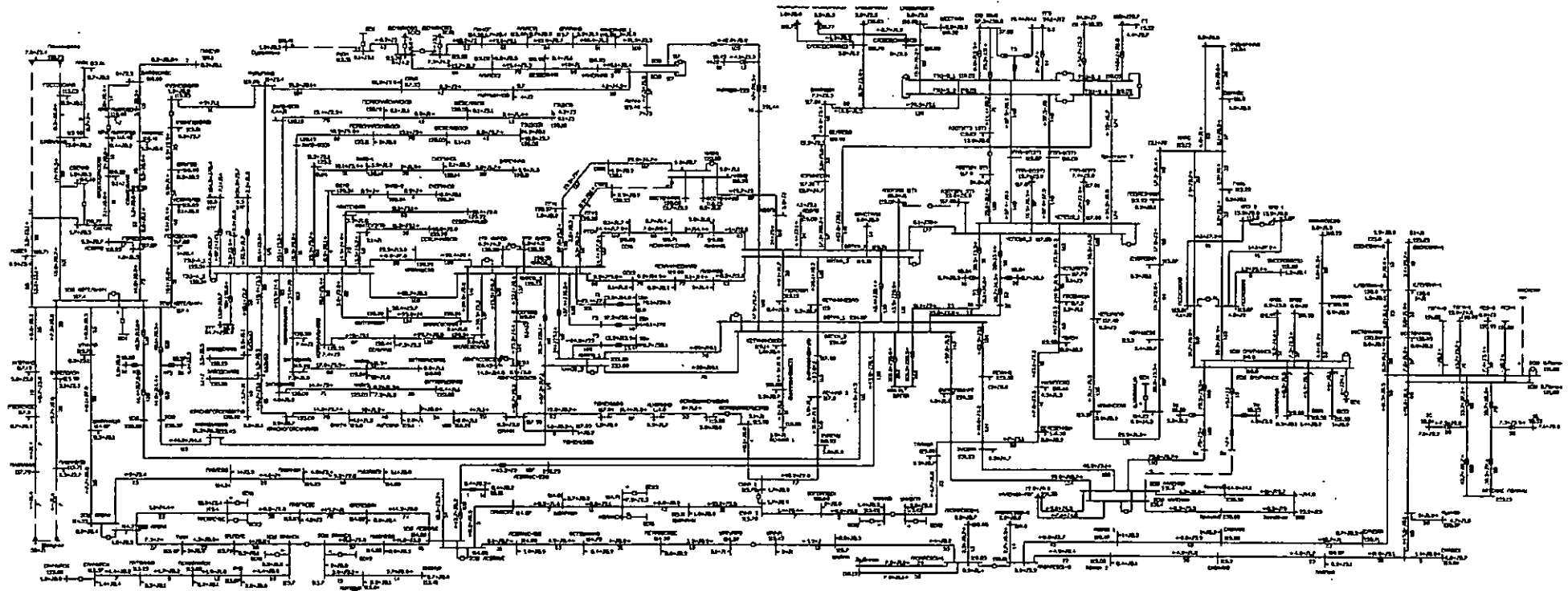
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

3. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров



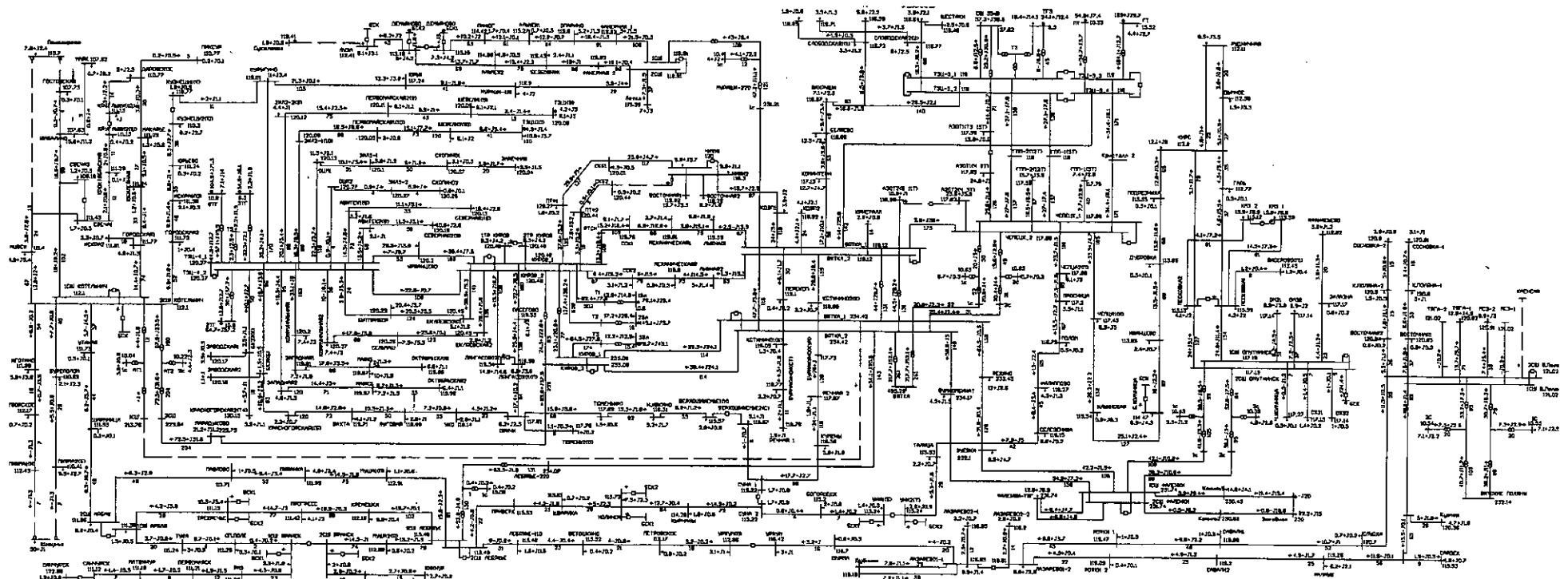
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

4. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2



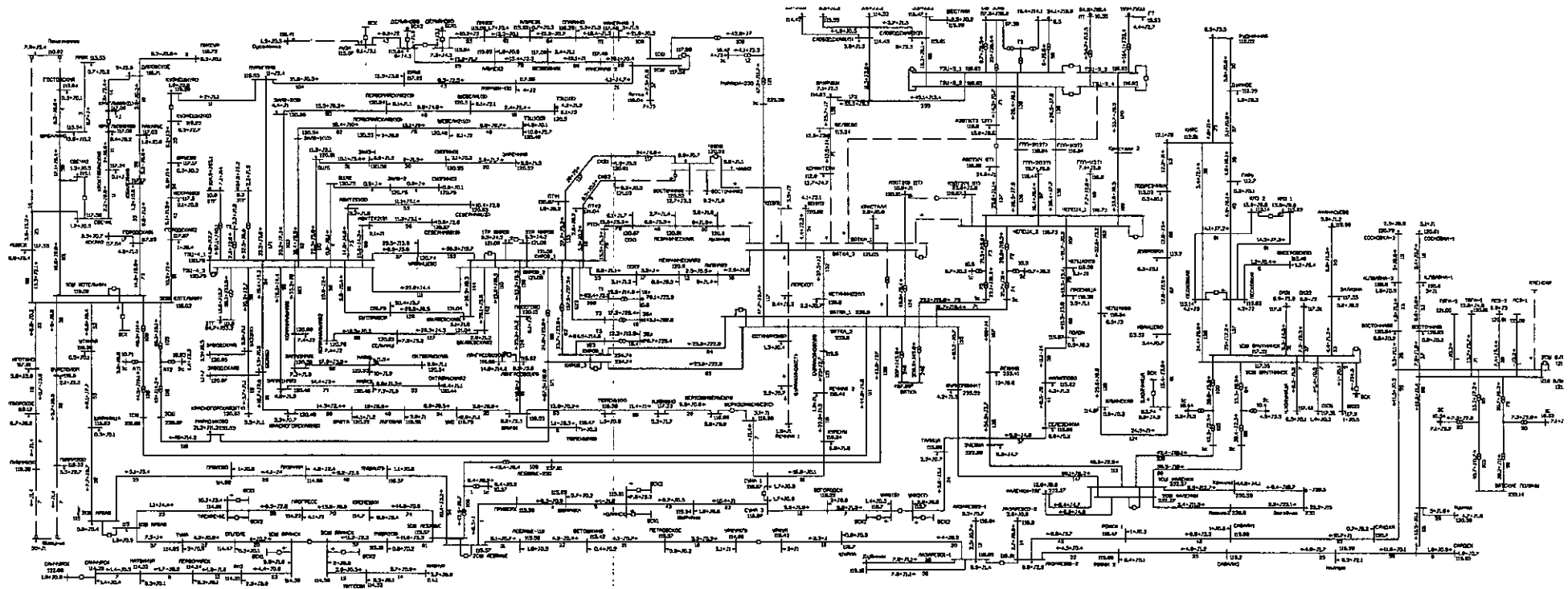
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

5. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич



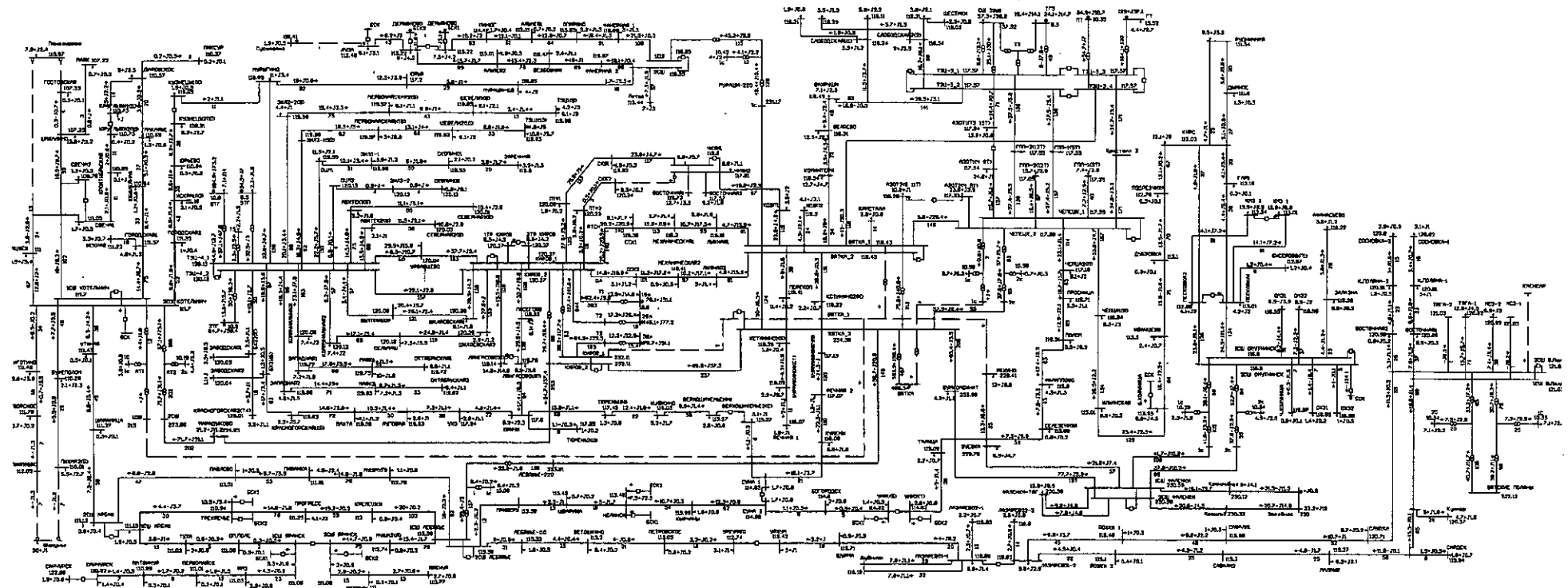
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

6. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка



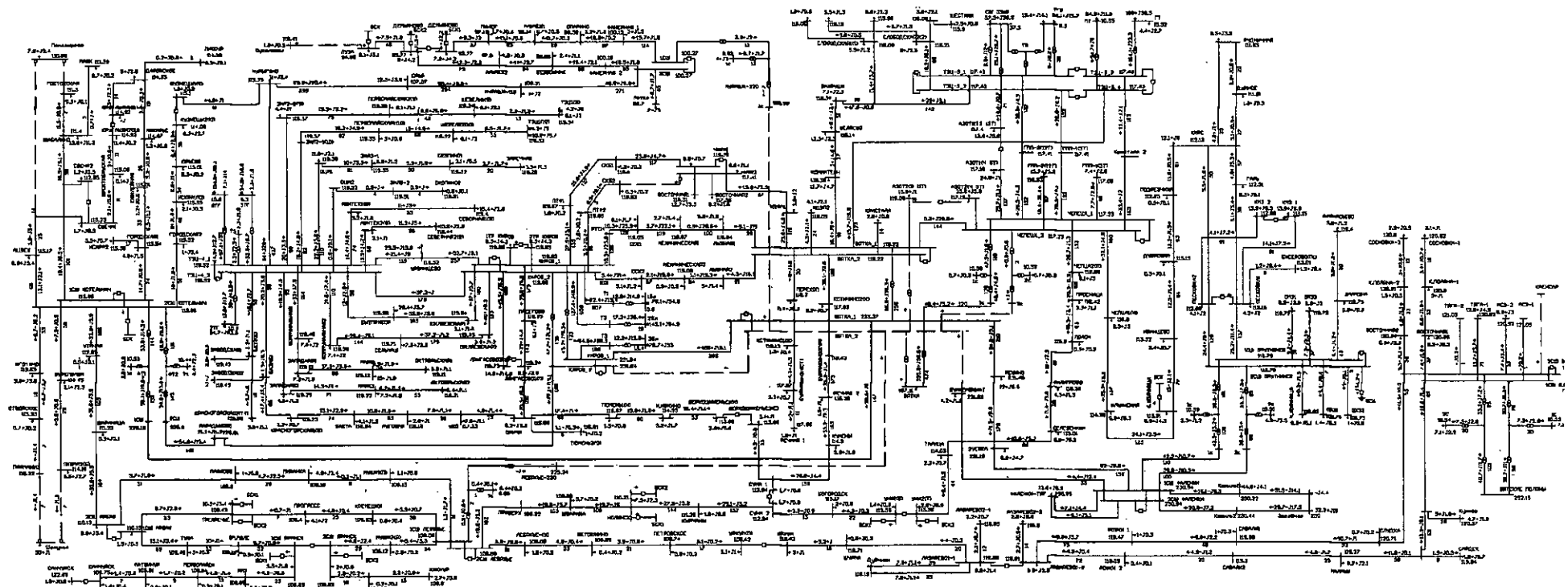
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

7. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка



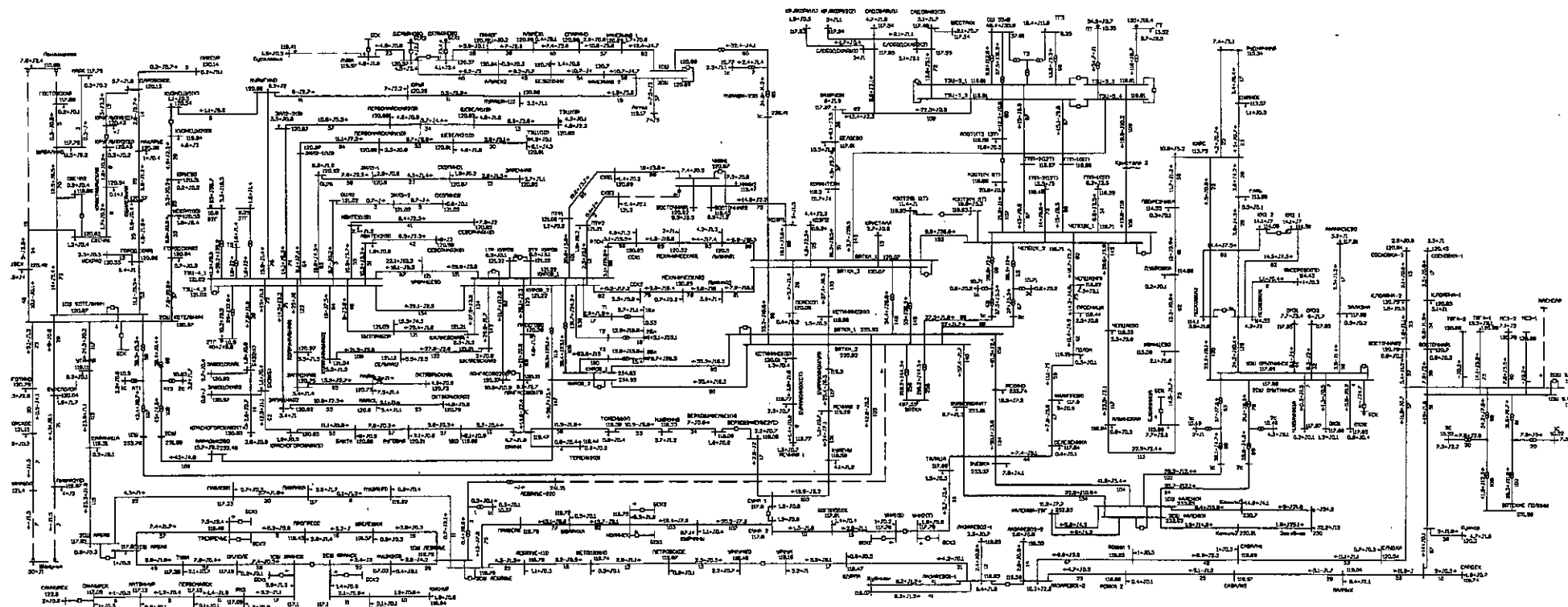
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

8. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка



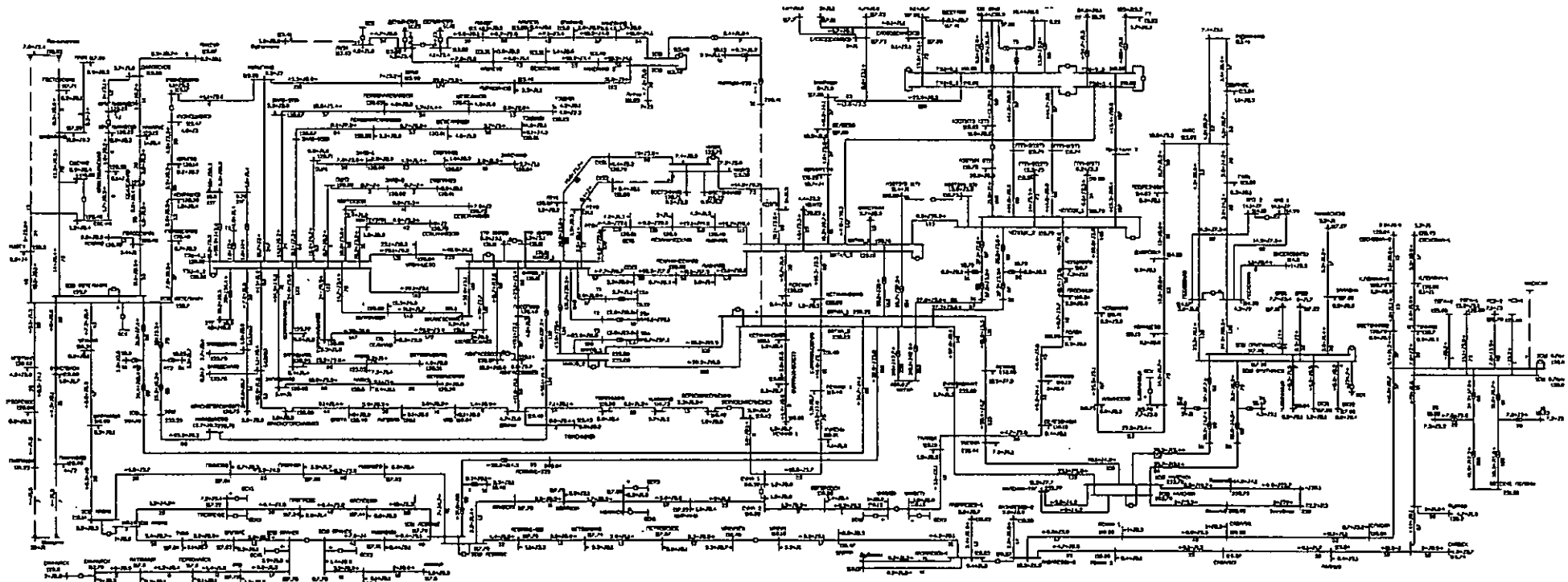
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

9. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье



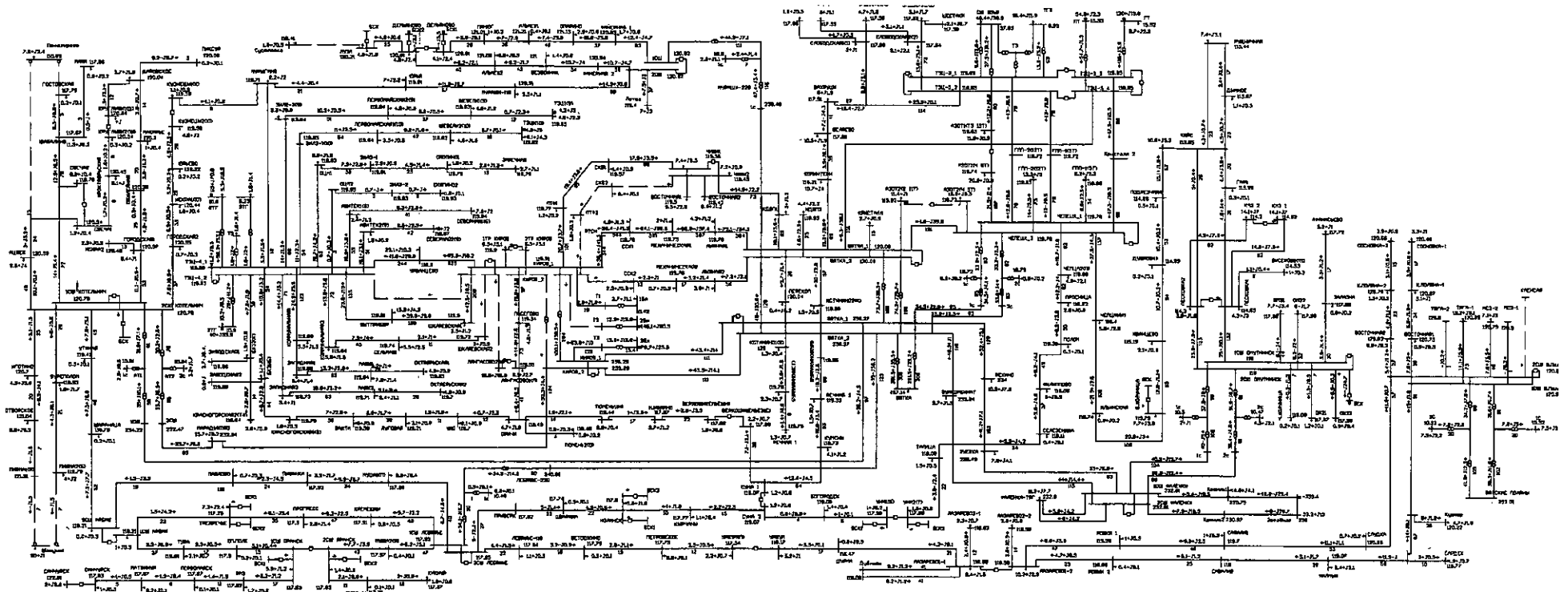
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

10. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



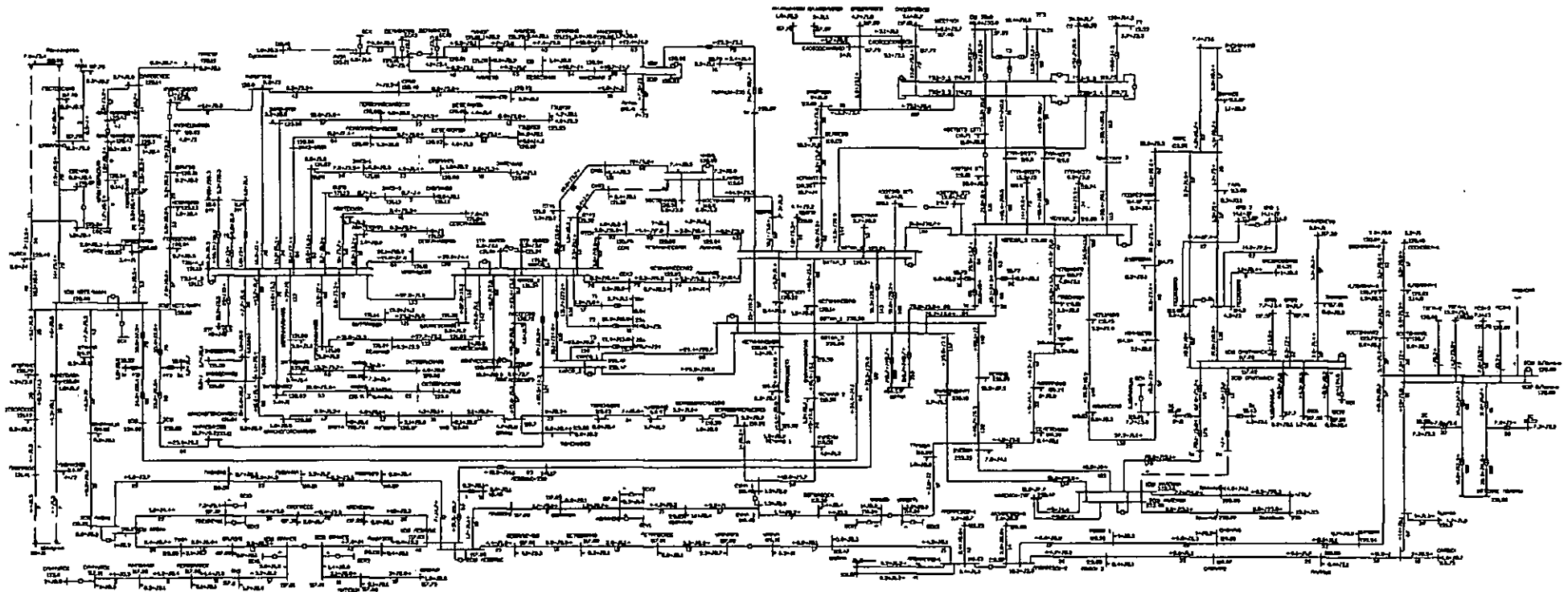
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

11. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров



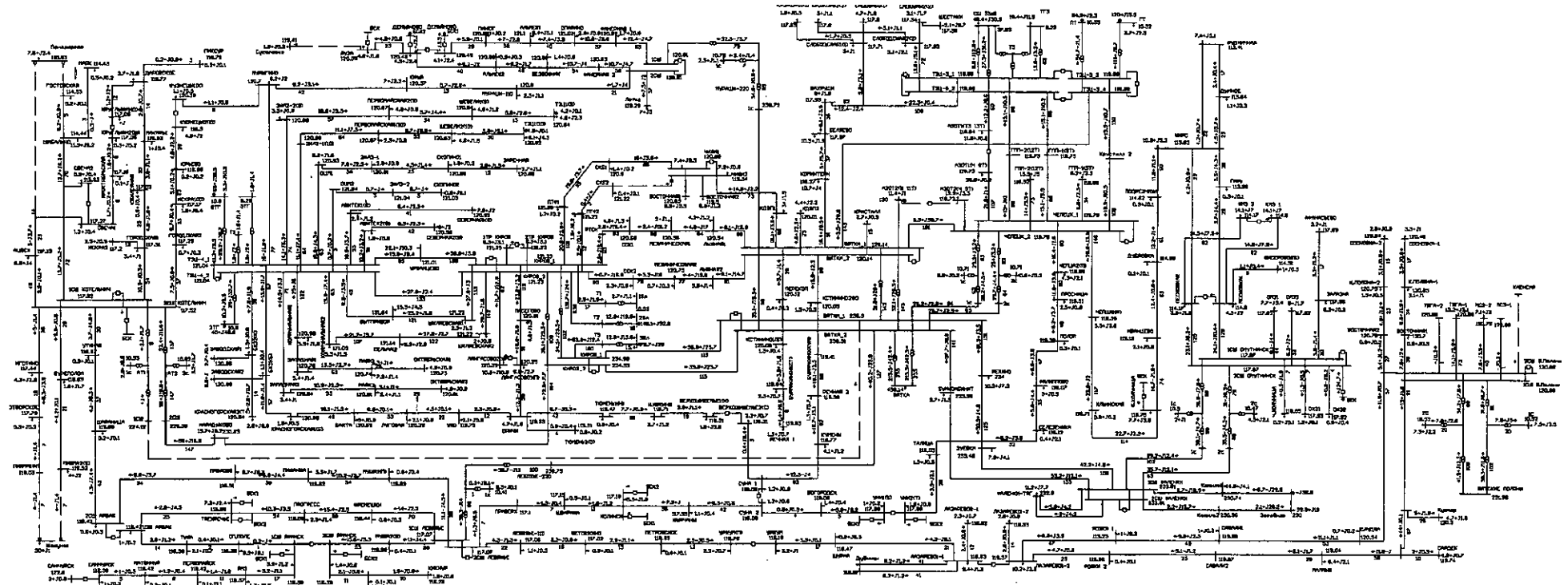
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

12. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2



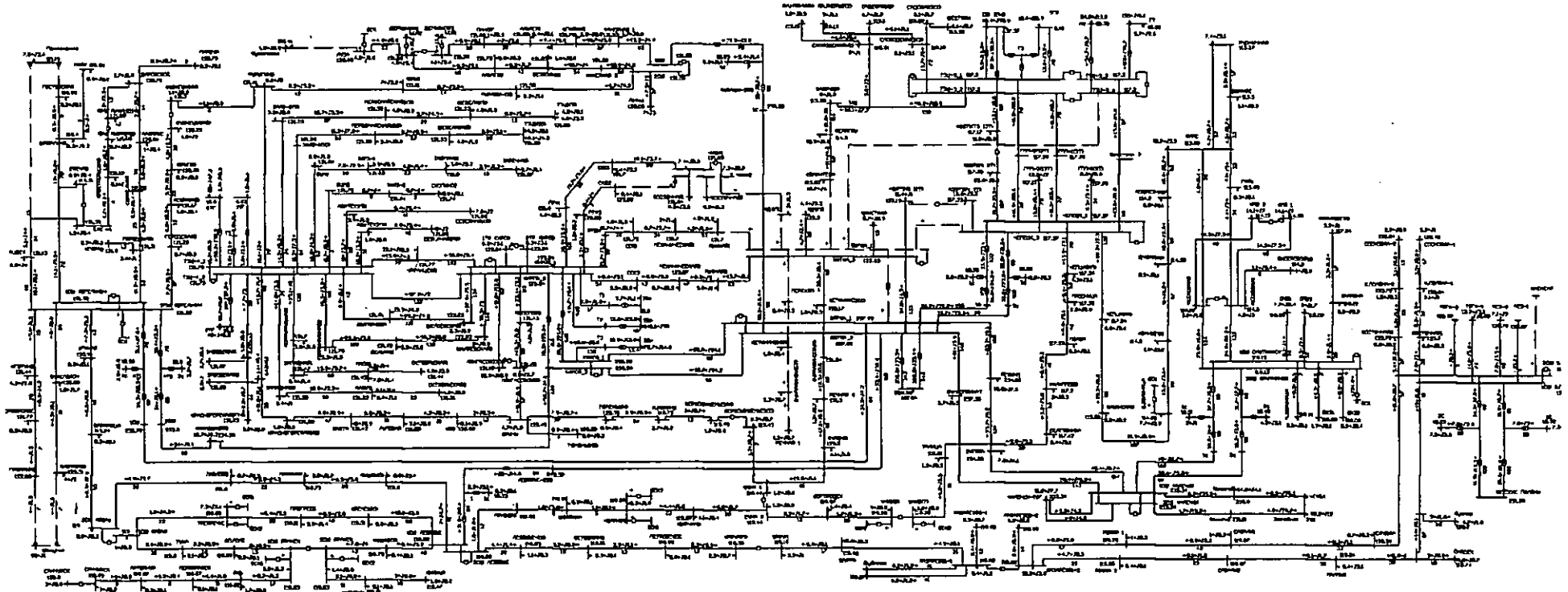
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

13. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич



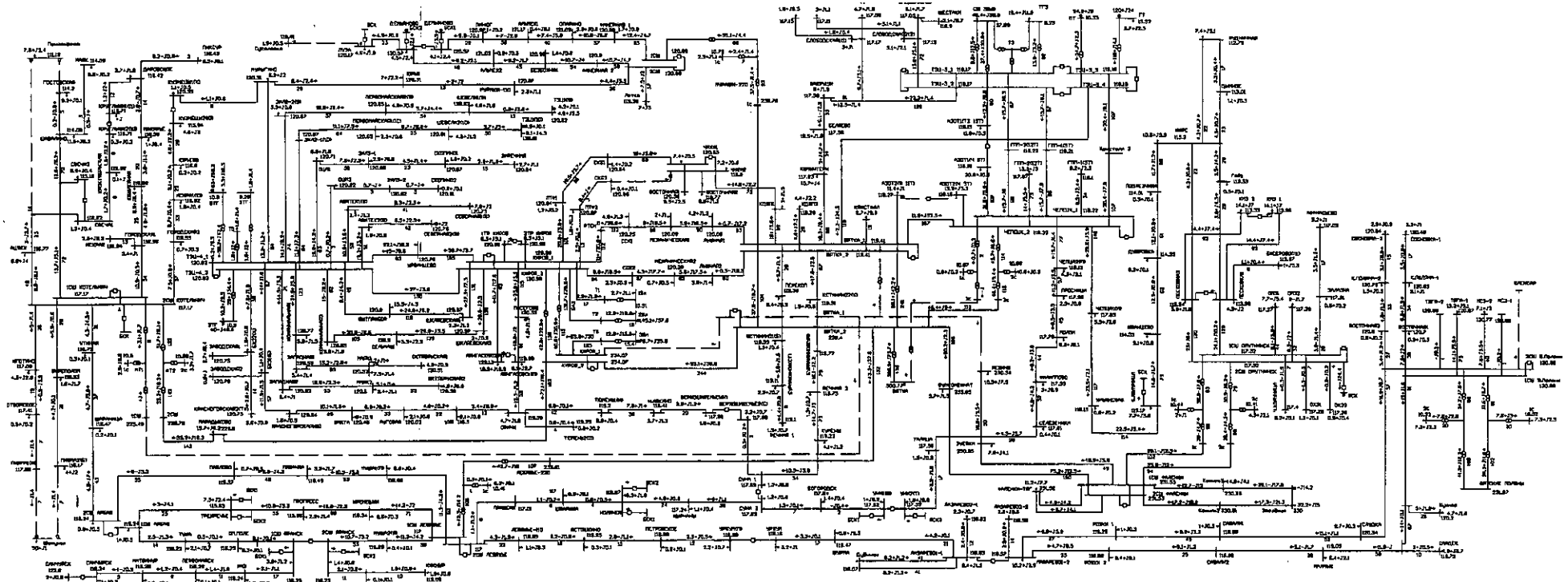
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

14. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка



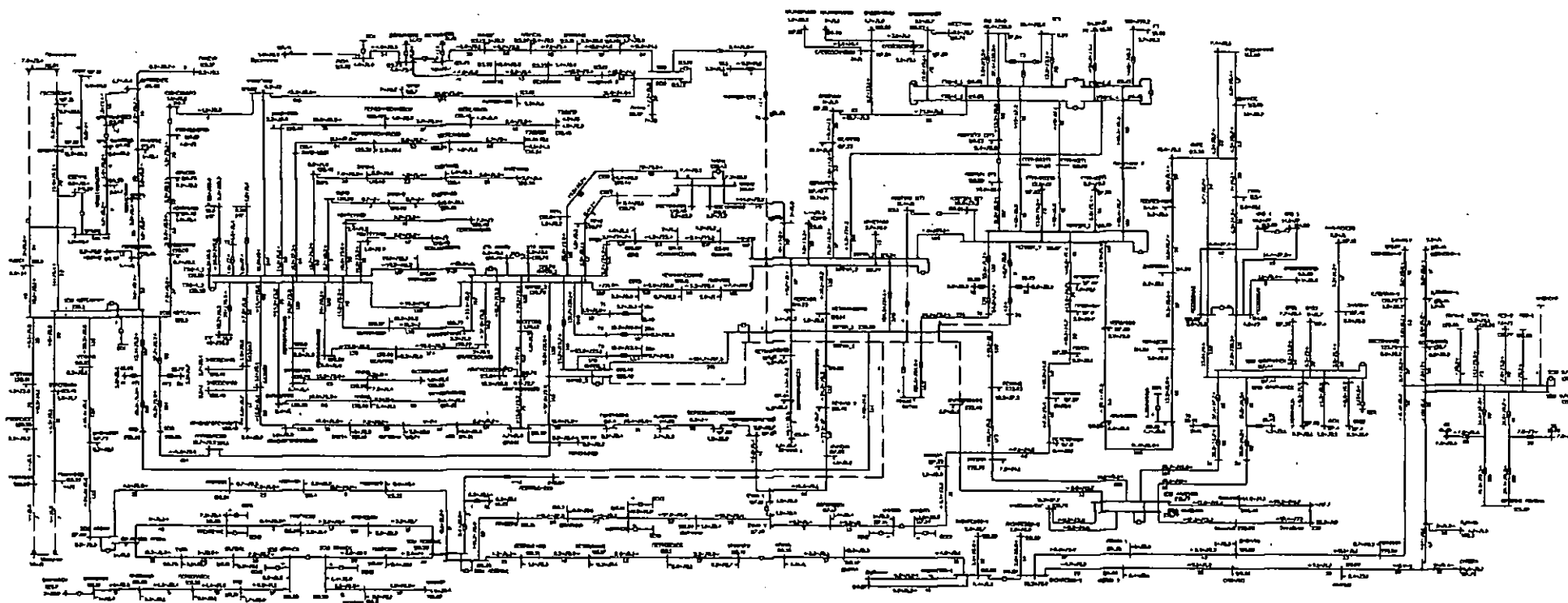
Примечание. Превышения ДЦТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

15. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка



Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

16. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка

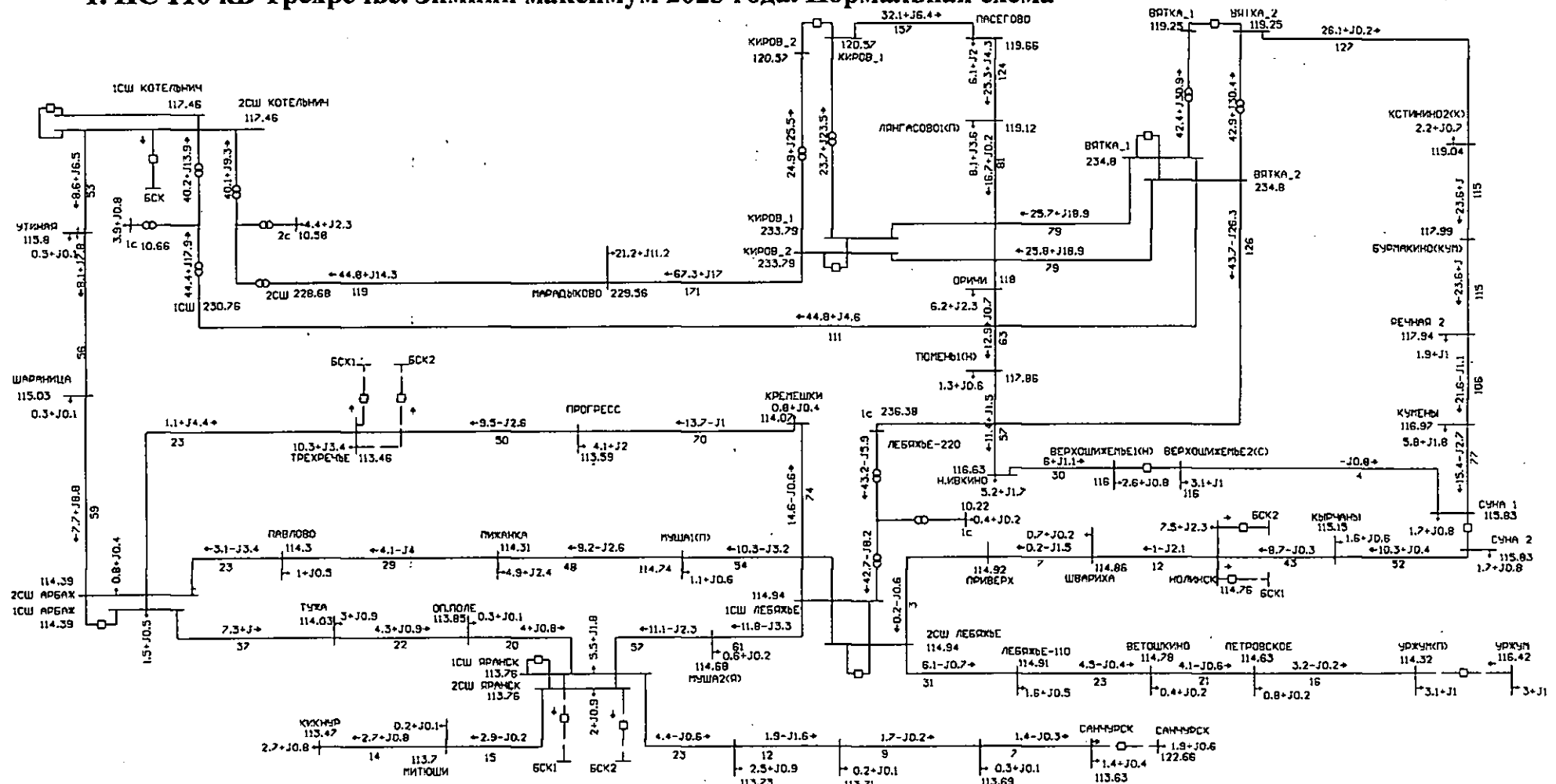


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

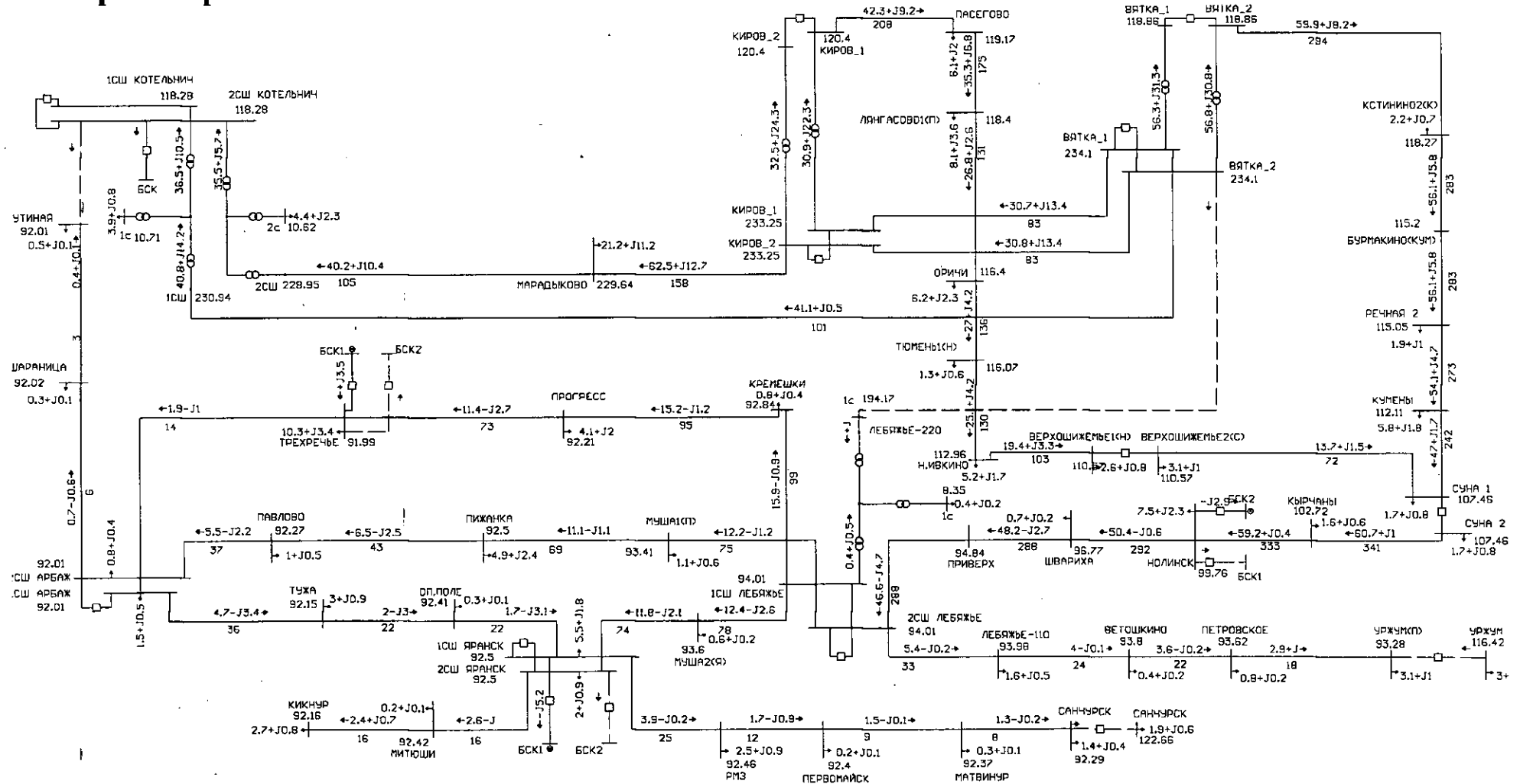
РЕЗУЛЬТАТЫ

расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Трехречье)

1. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2023 года. Нормальная схема

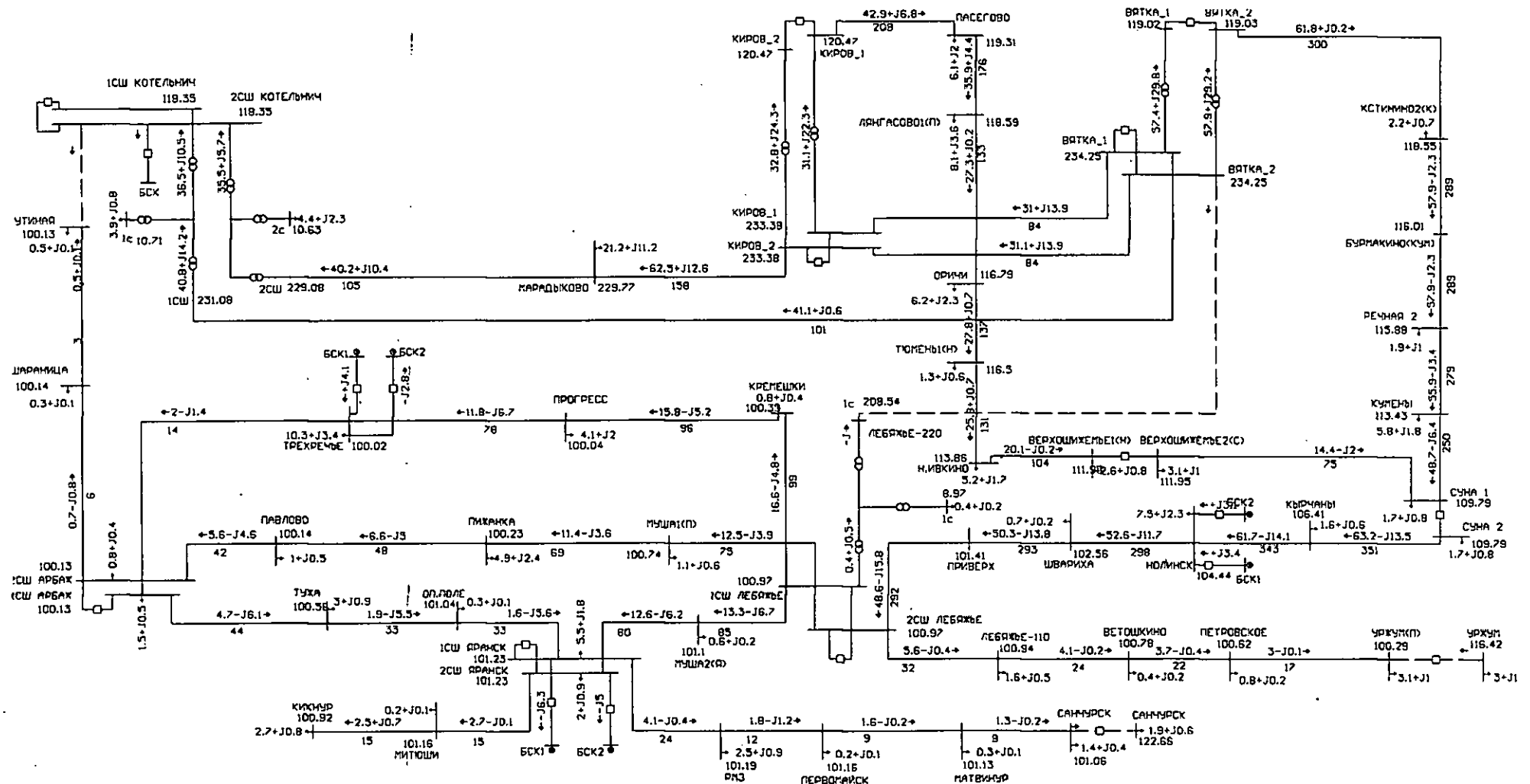


2. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



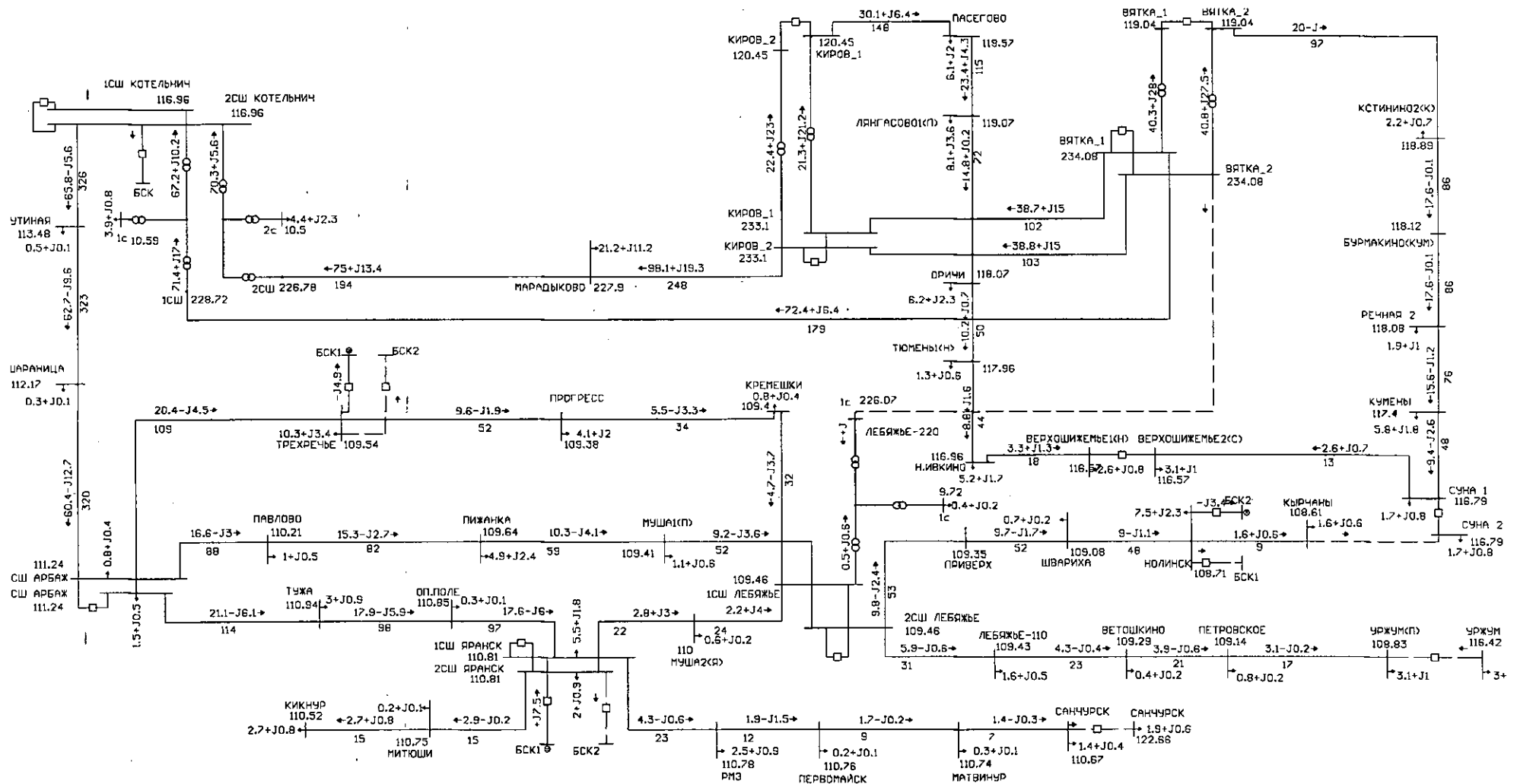
Примечание. Для ремонтного режима включено по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Уровни напряжения снижены, но выше уставок АОСН ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Арбаз и ПС 220 кВ Лебяжье.

3. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



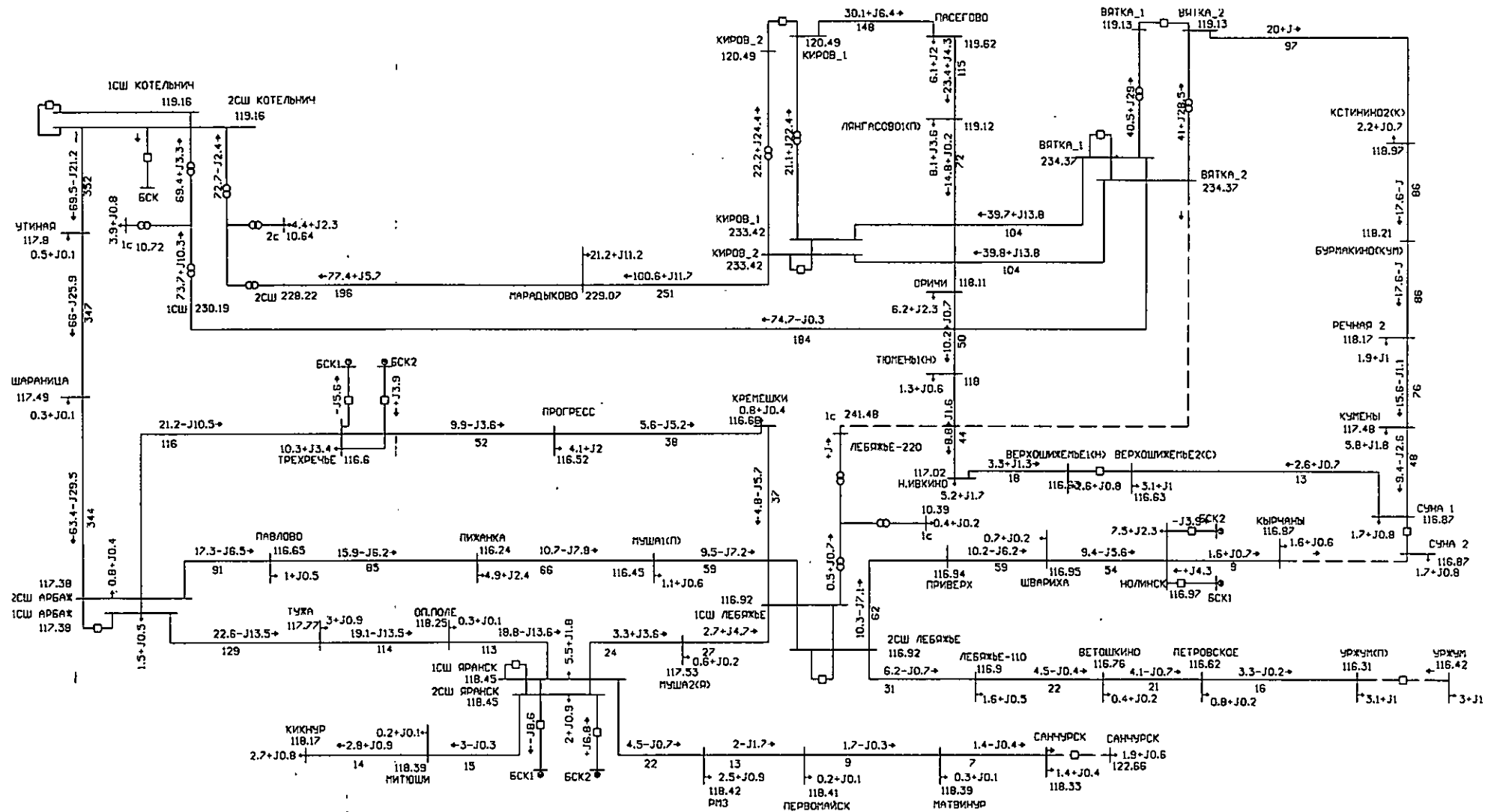
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Для увеличения уровней напряжения включено по две БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск.

4. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны

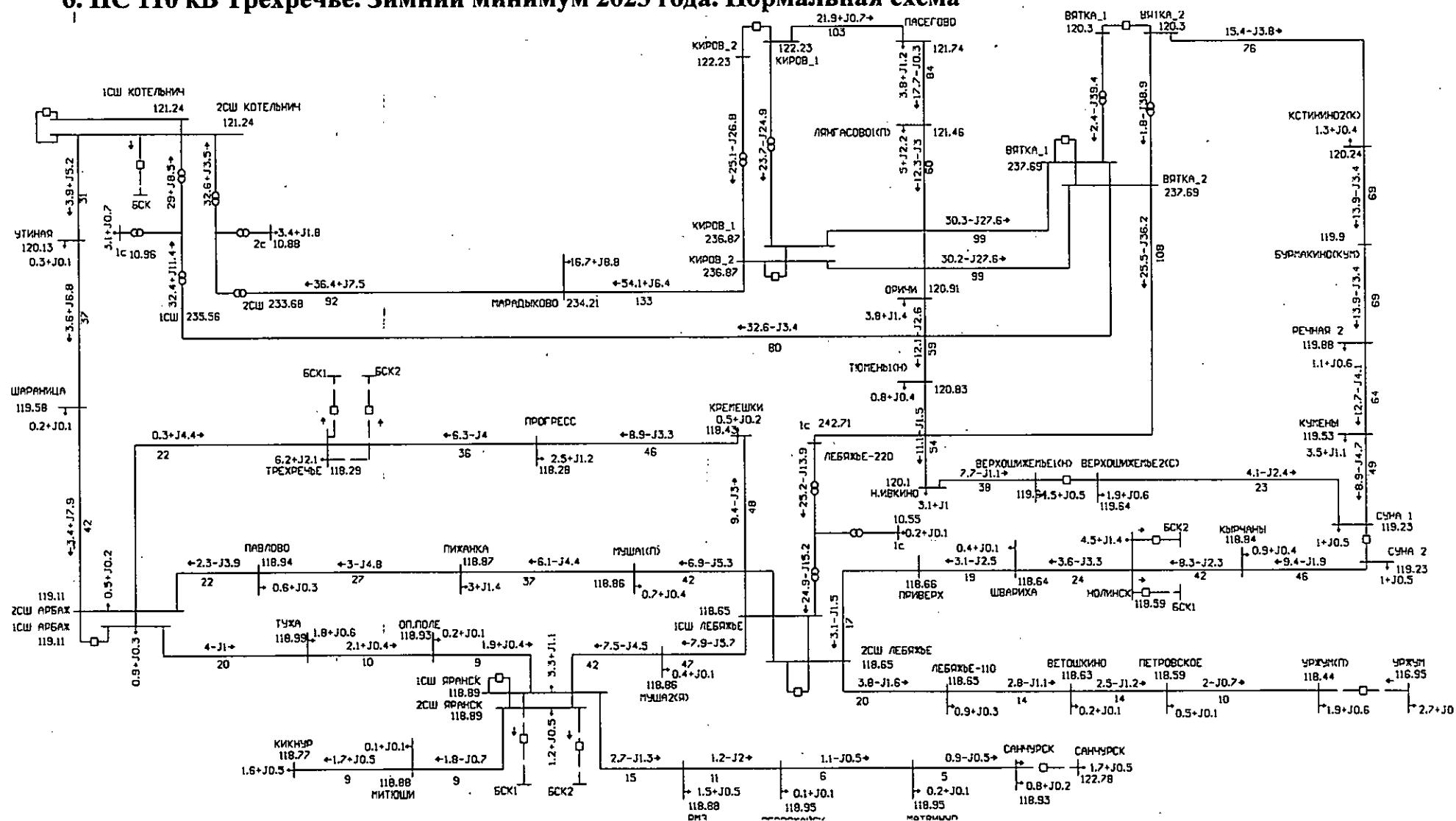


Примечание. Для ремонтного режима включено по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Уровни напряжения снижены на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Арбаж и ПС 220 кВ Лебяжье.

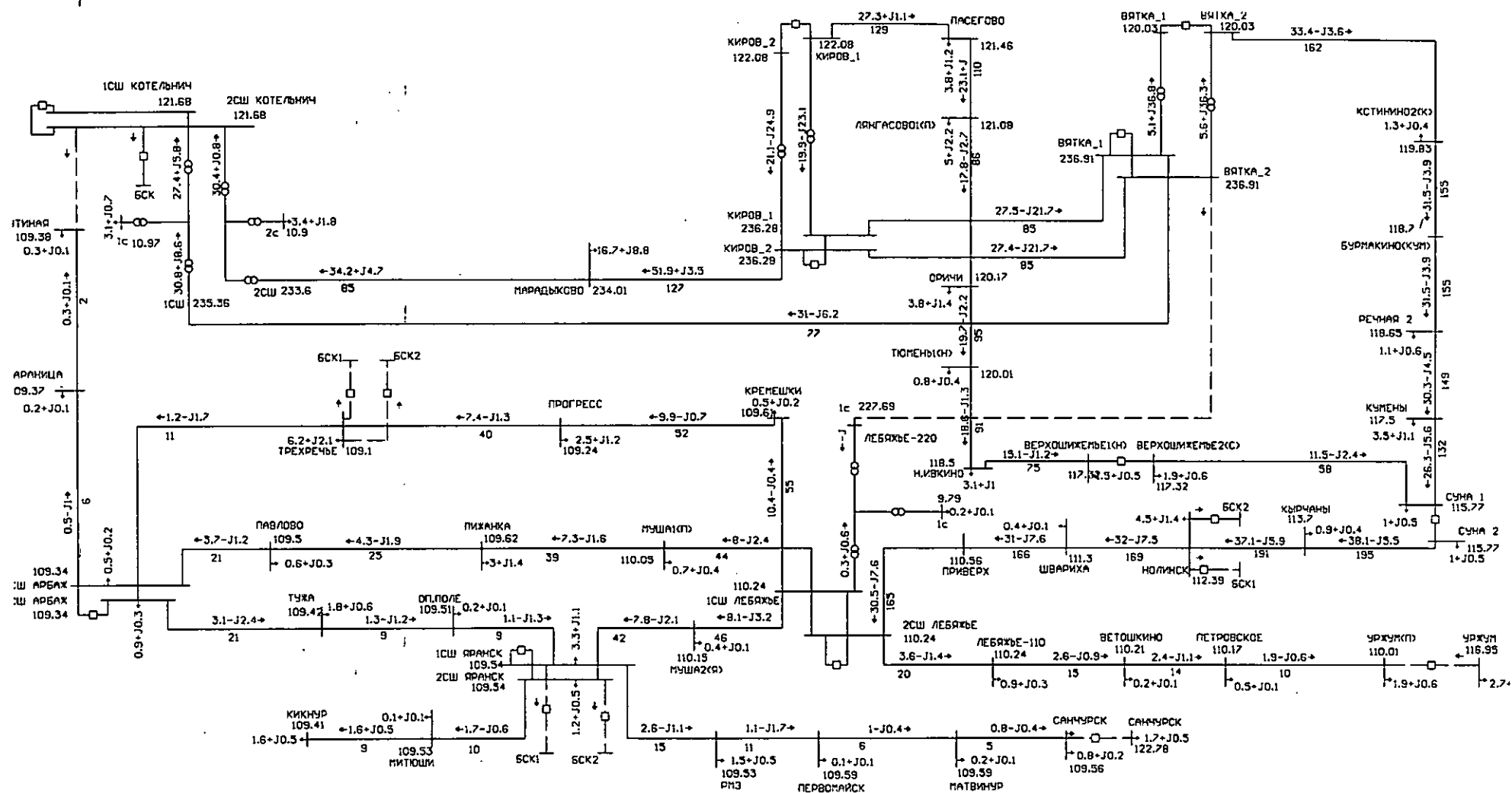
5. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны



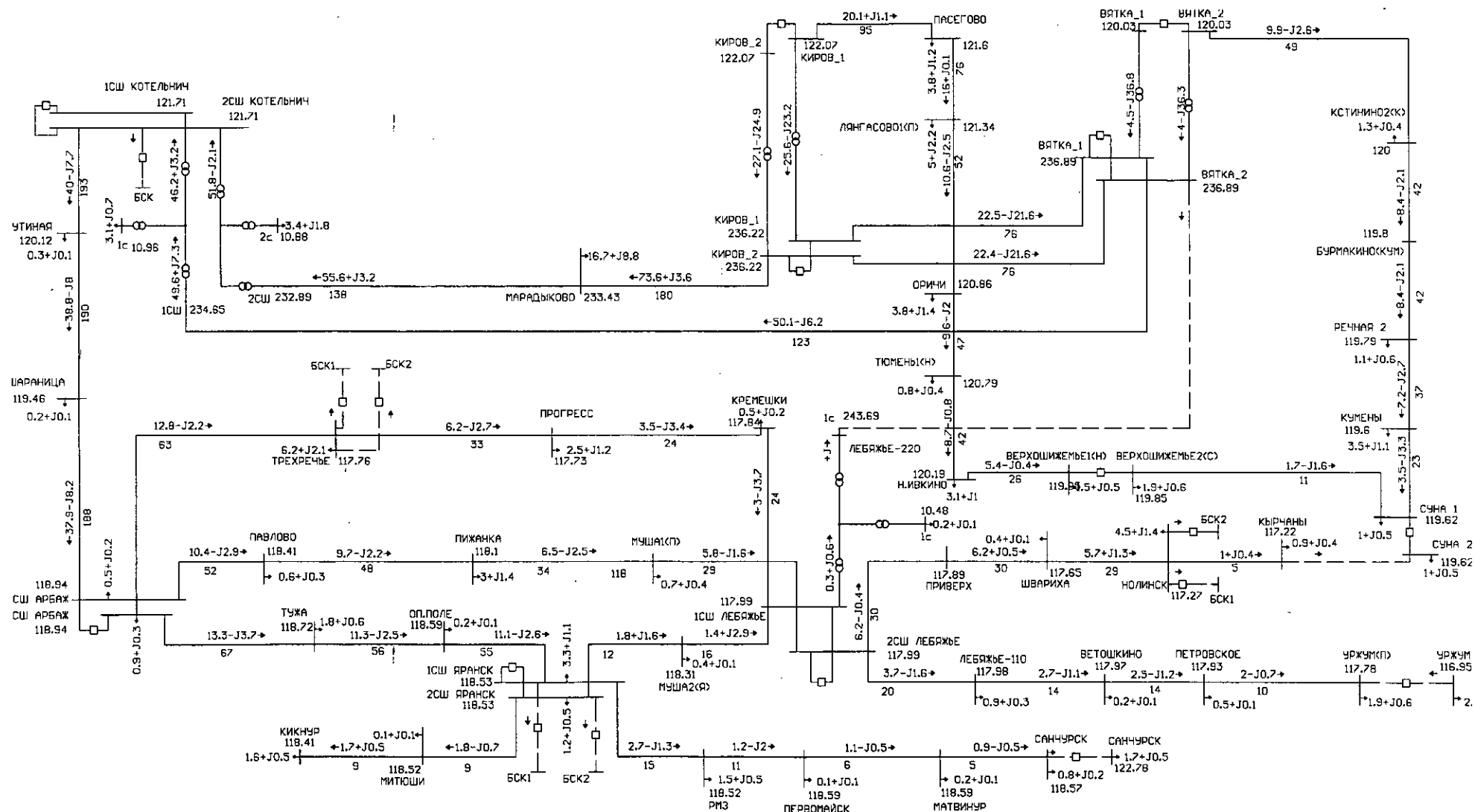
Примечание. Для повышения уровней напряжения включено по две БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.



7. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний минимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная

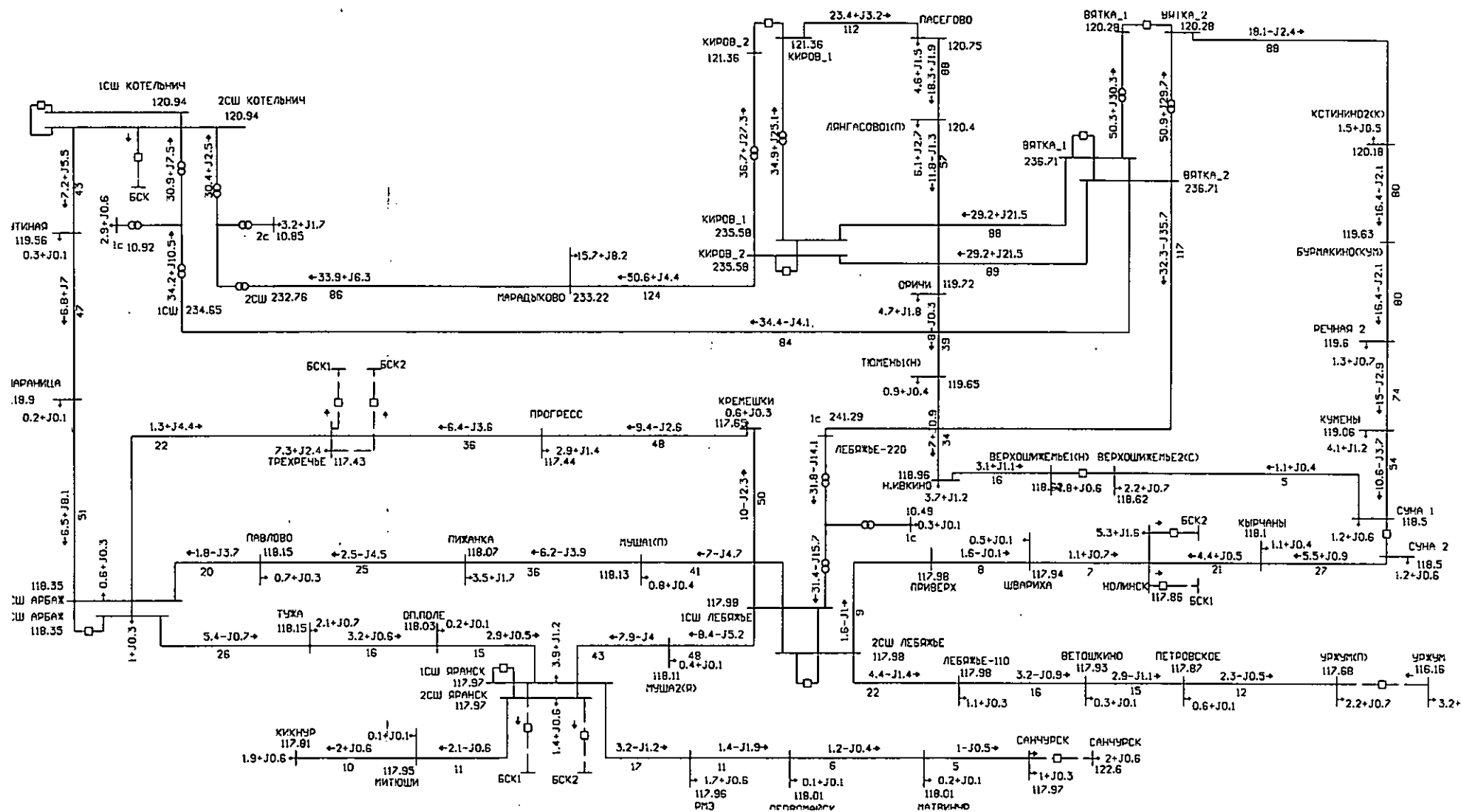


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

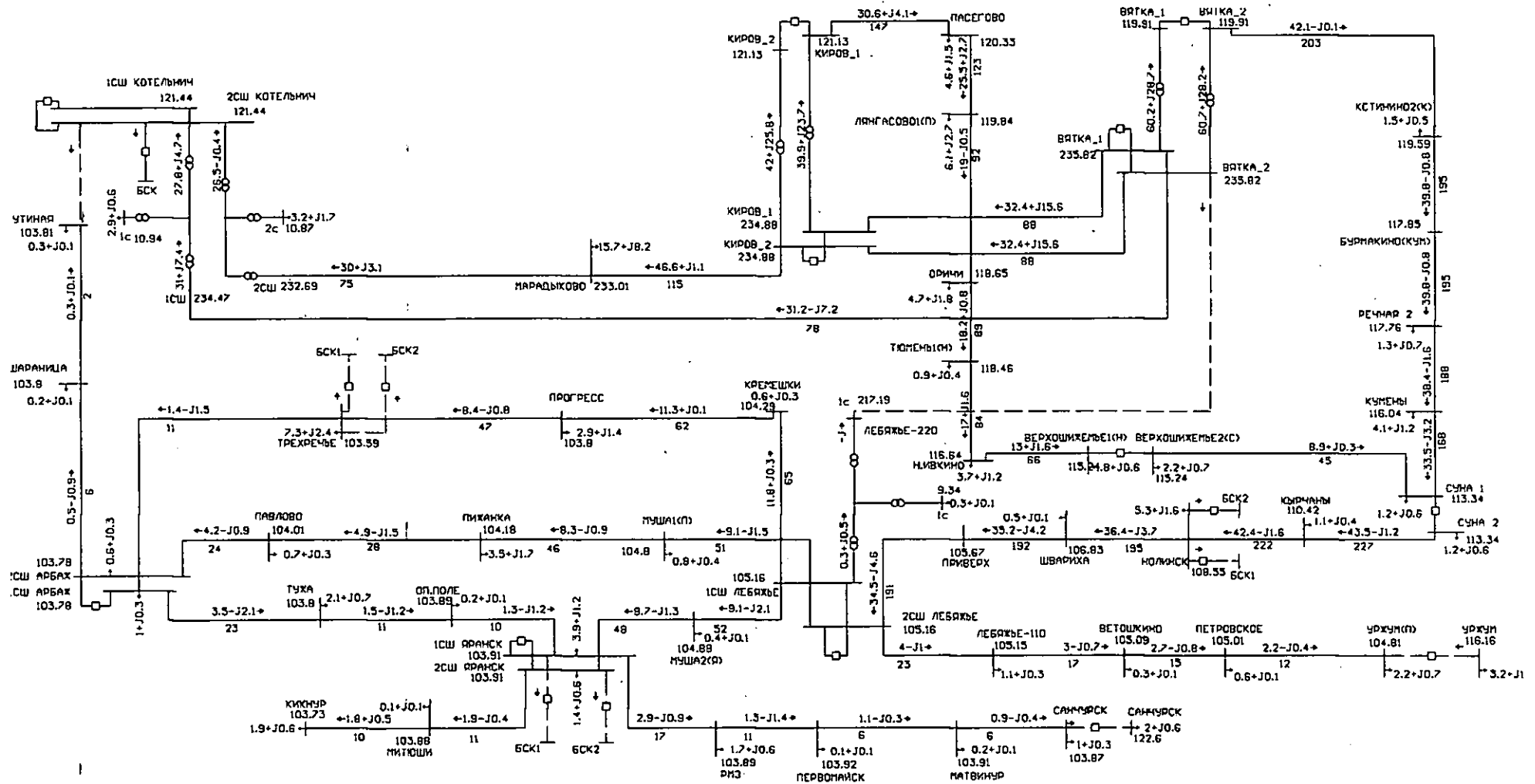


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

9. ПС 110 кВ Трехречье. Летний максимум 2023 года. Нормальная схема

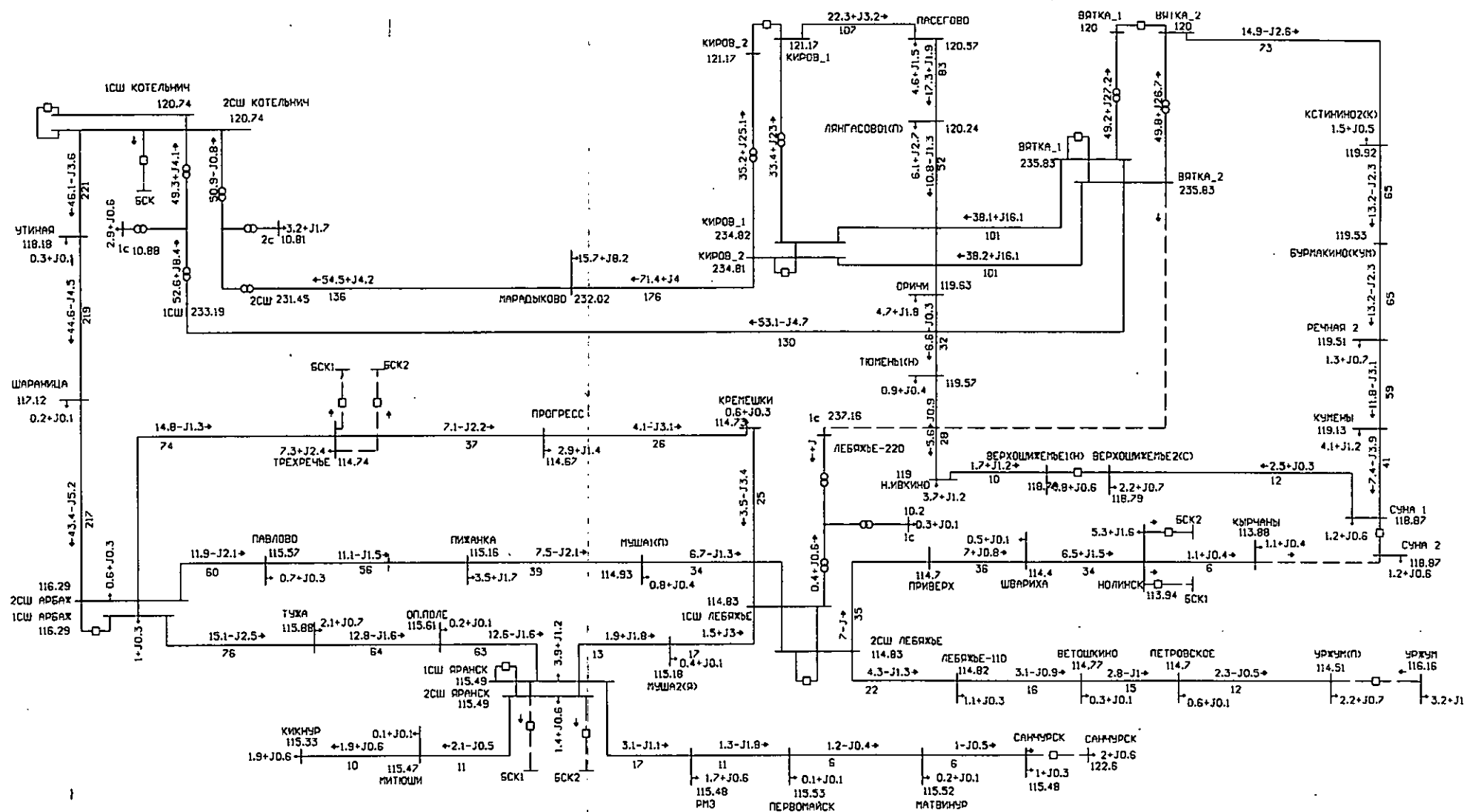


**10. ПС 110 кВ Трехречье. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье
в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная**



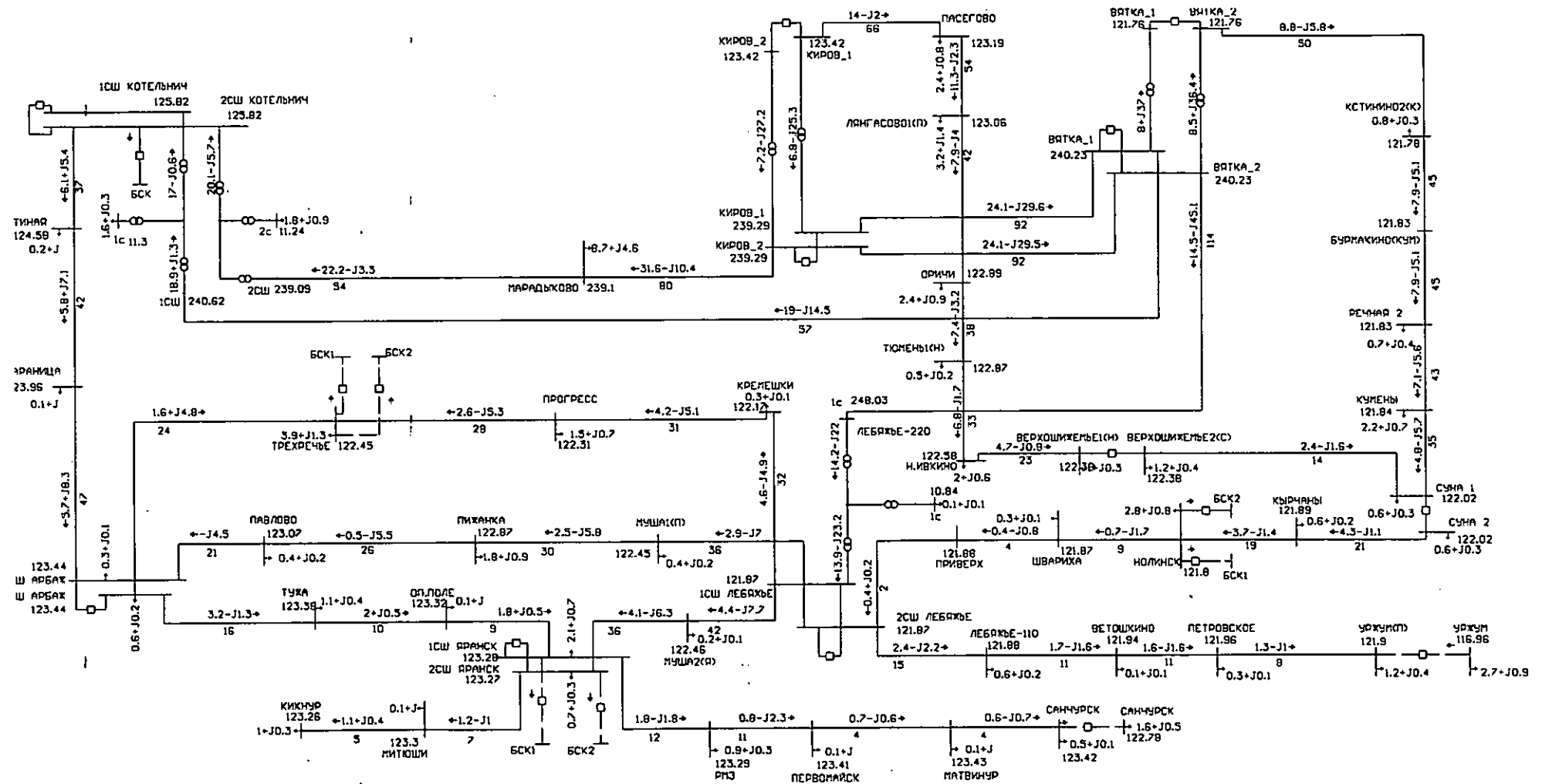
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

11. ПС 110 кВ Трехречье. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны

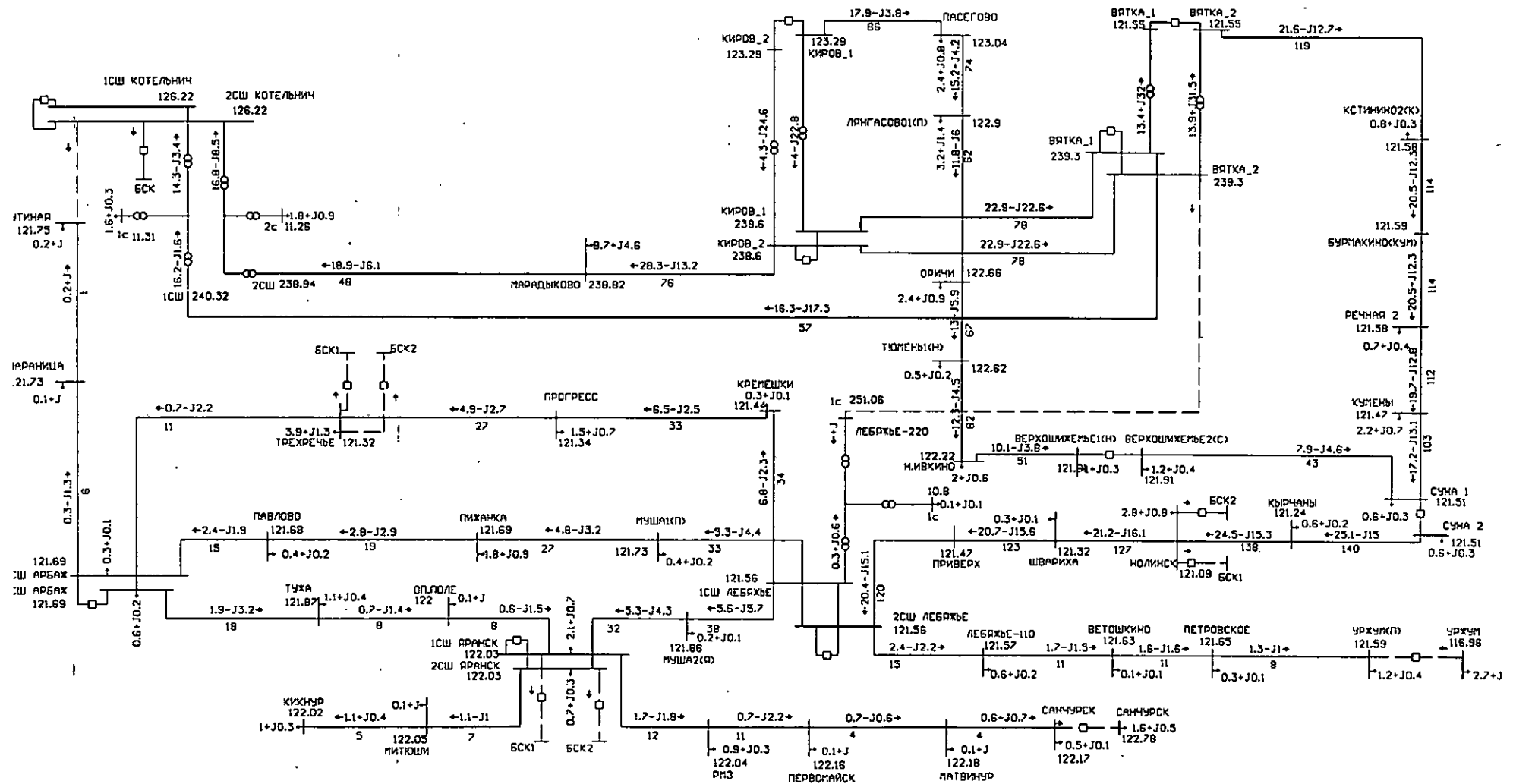


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

12. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2023 года. Нормальная схема

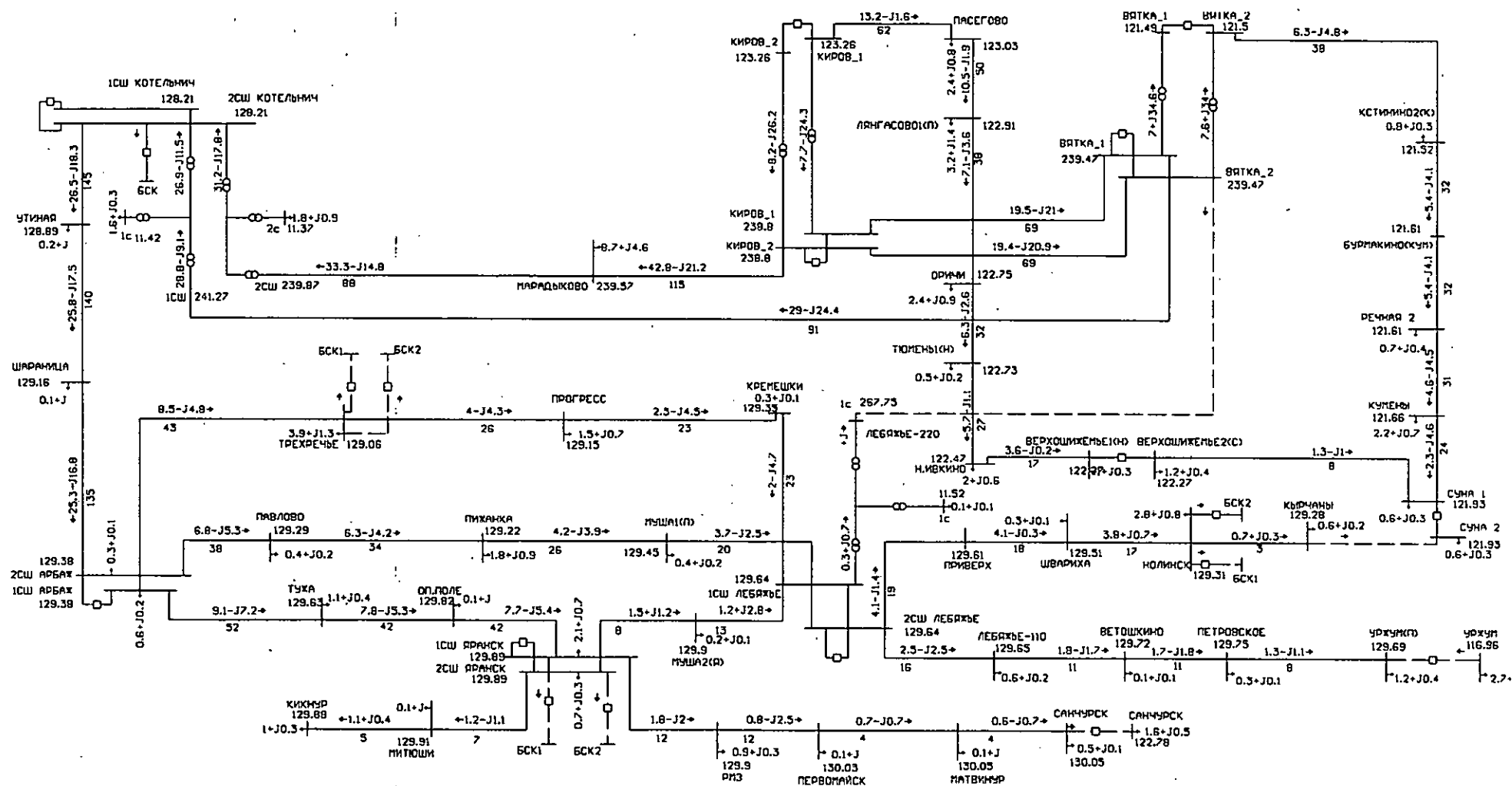


13. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

14. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны

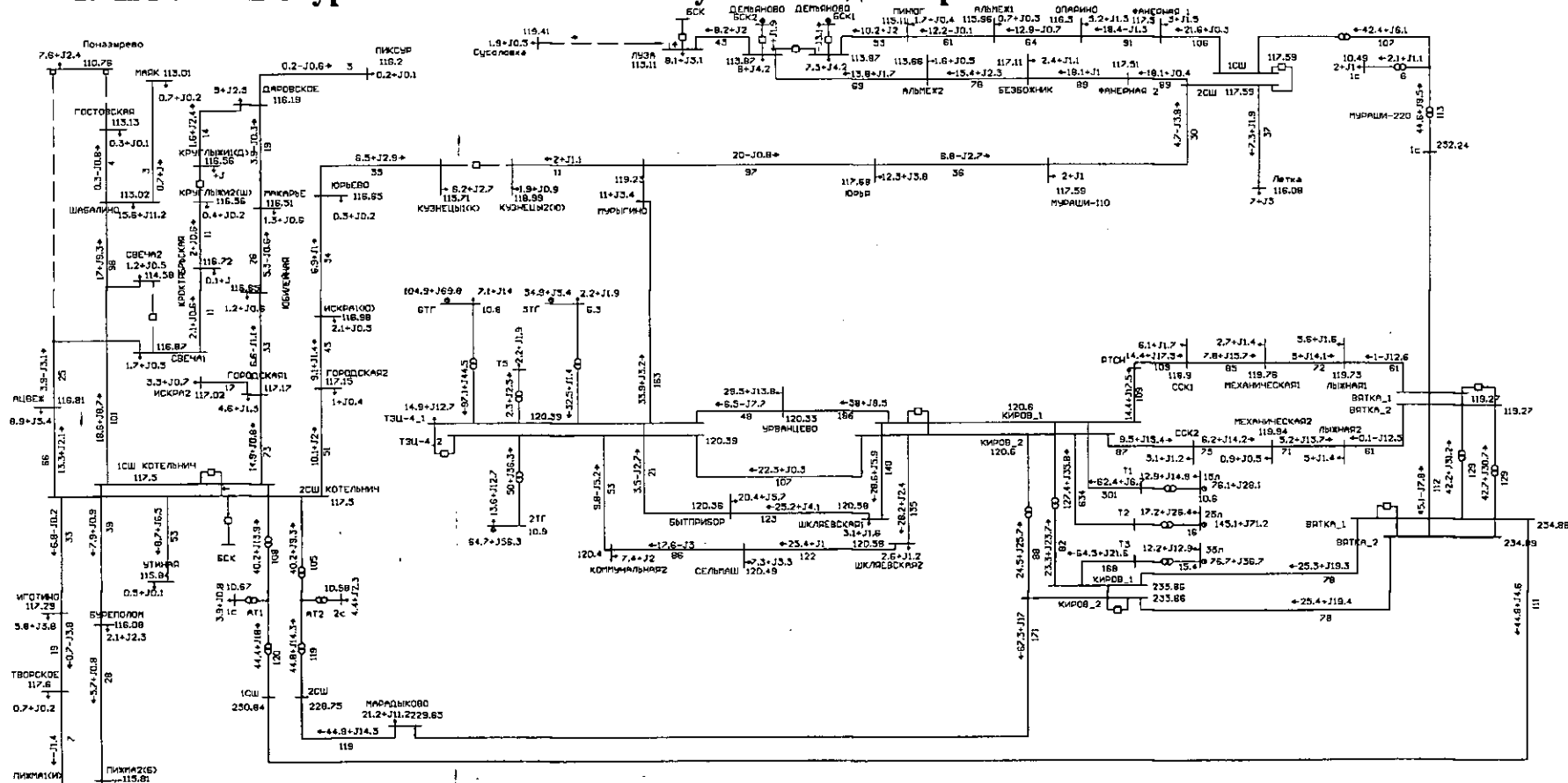


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

РЕЗУЛЬТАТЫ

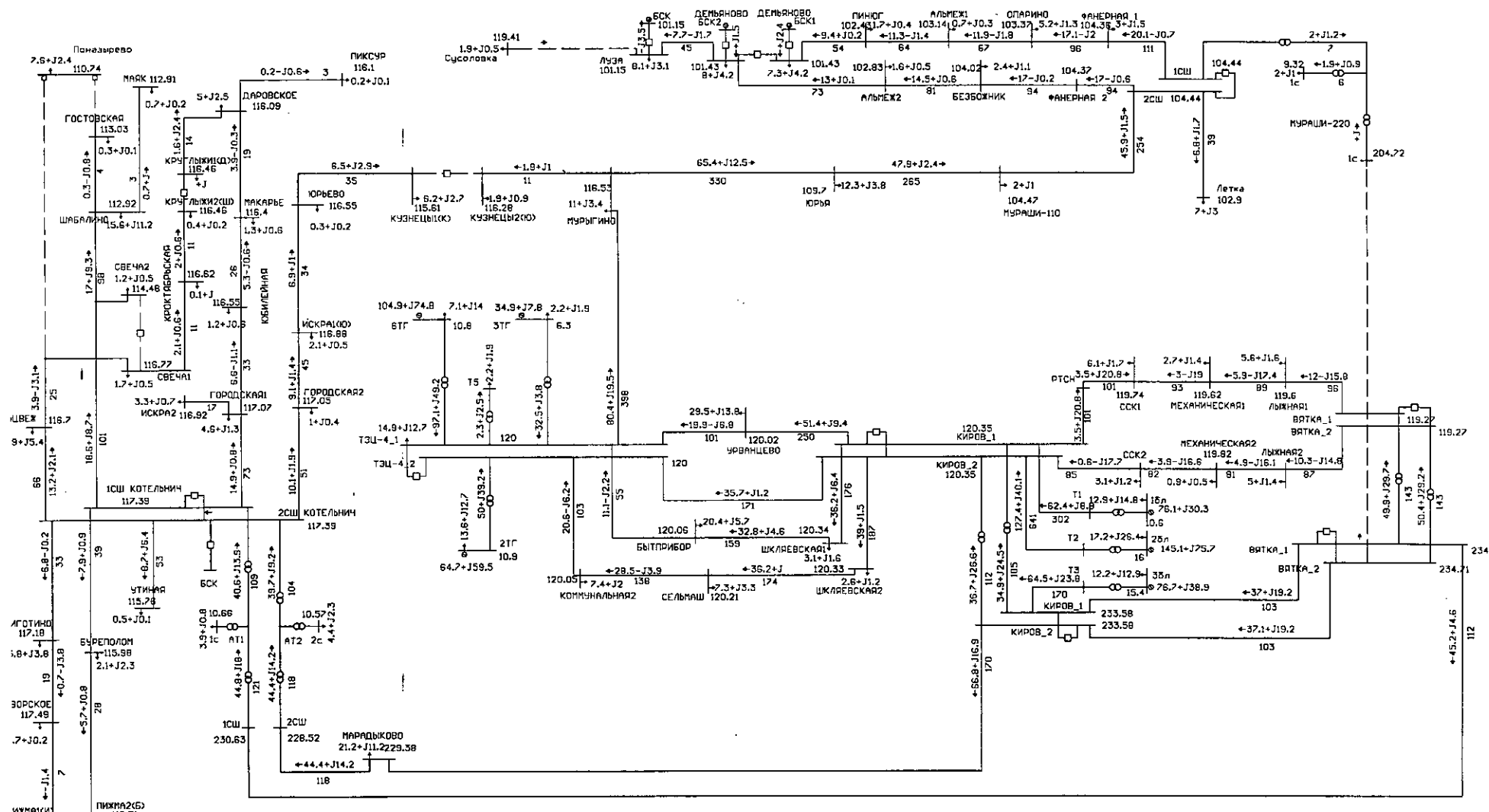
расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Мурыгино)

1. ПС 110 кВ Мурыгино. Зимний максимум 2024 года. Нормальная схема

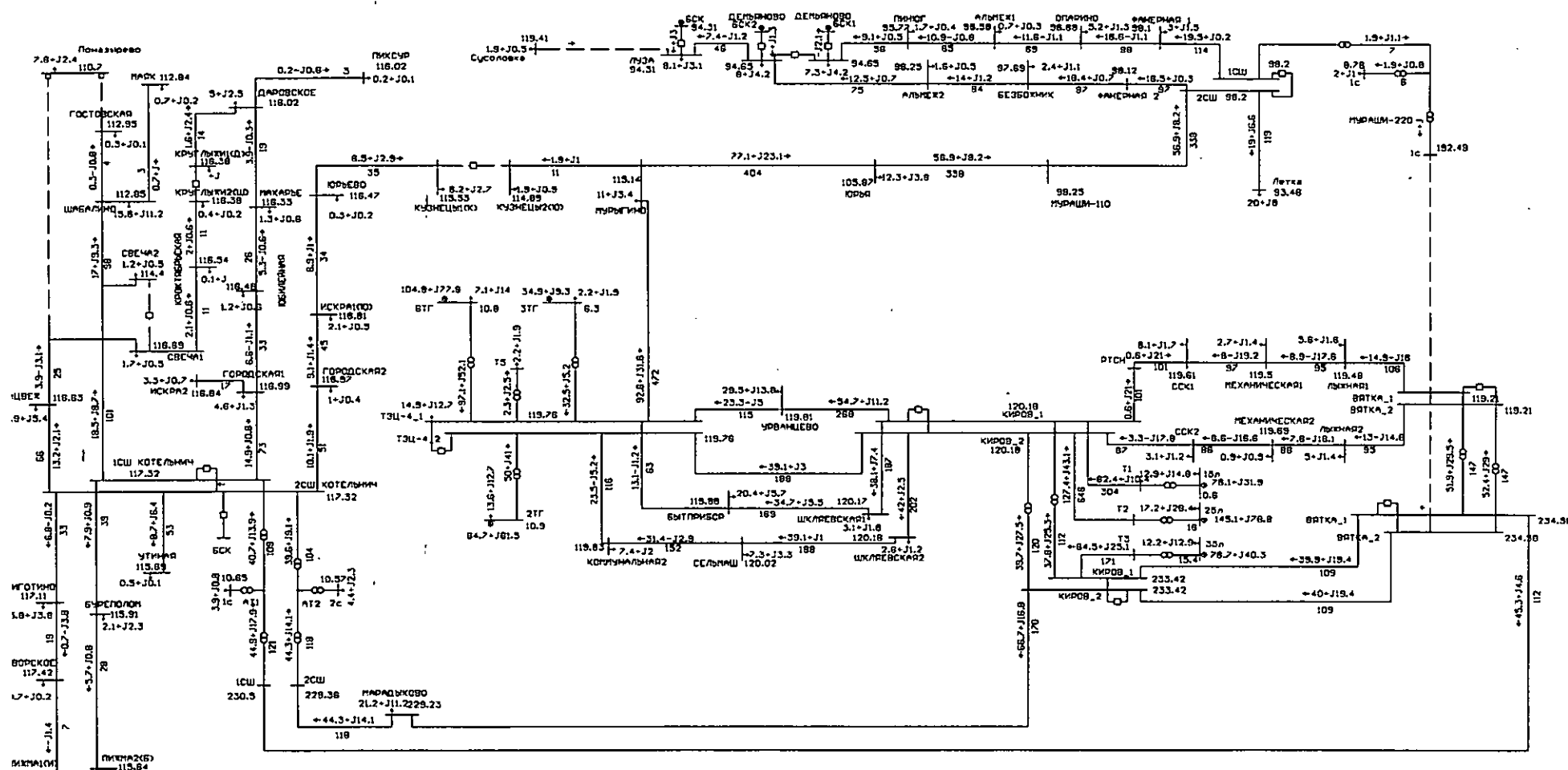


Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

2. ПС 110 кВ Мурыгино. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши

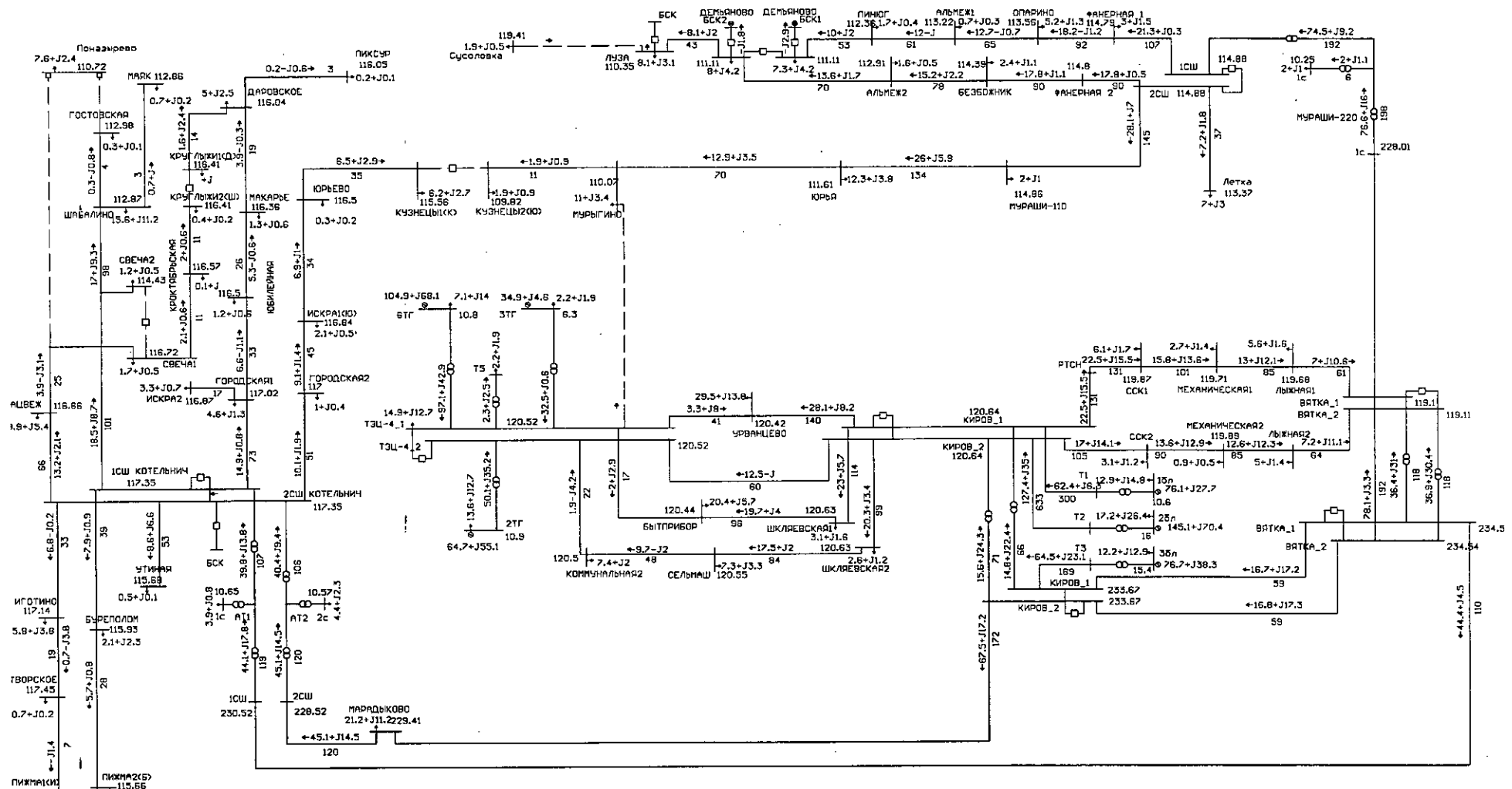


Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.



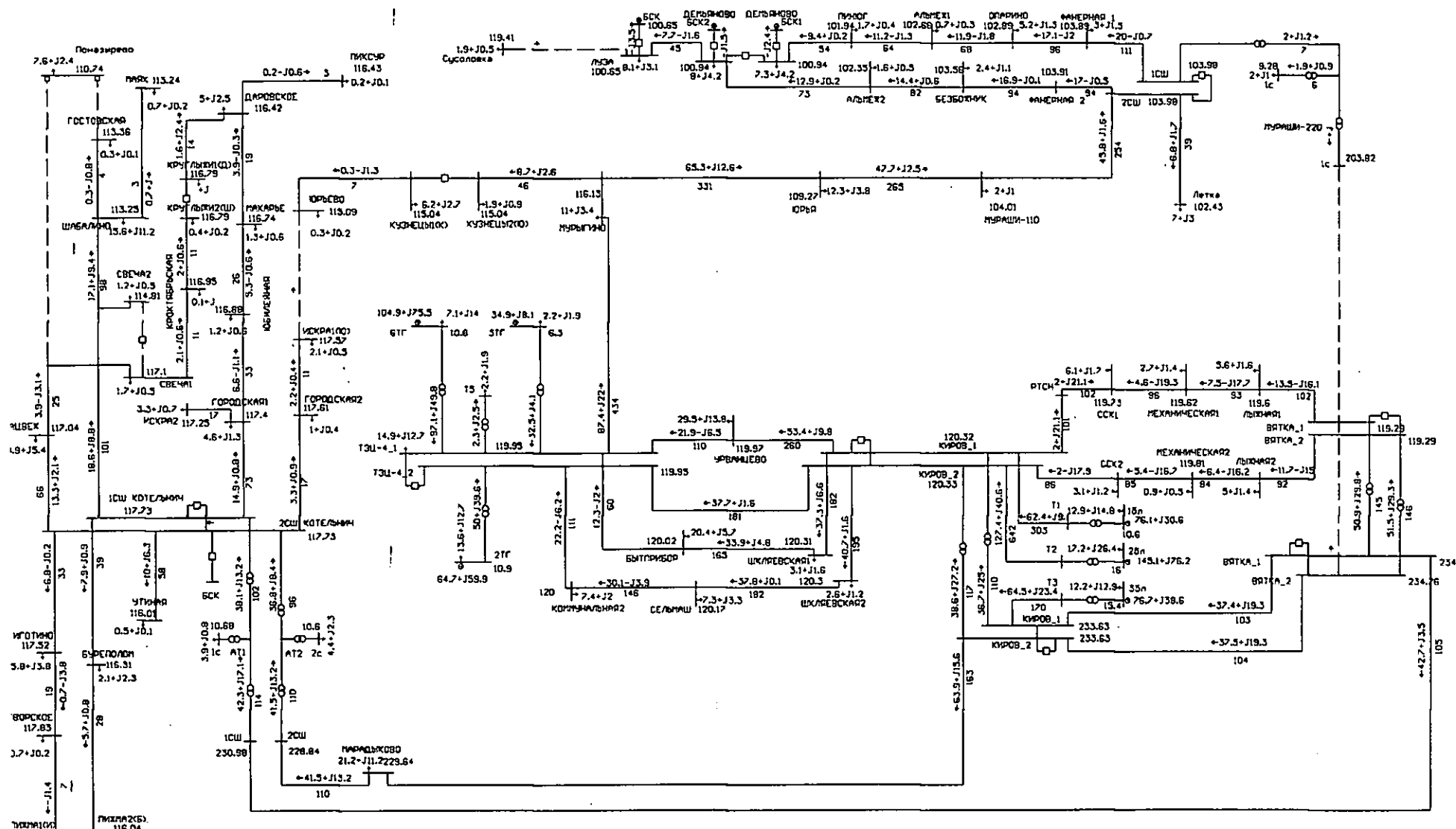
Примечание. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. При превышении перетока 50 МВт действием АНМ ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши, установленной на ПС 220 кВ Мураши, отключаются с запретом АПВ ВМ 110 кВ ВЛ Летка, ВМ 35 кВ 2Т, фидер 10 кВ (4 МВт – потребители Кировской энергосистемы, 20 МВт – потребители энергосистемы Республики Коми).

4. ПС 110 кВ Мурыгино. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино

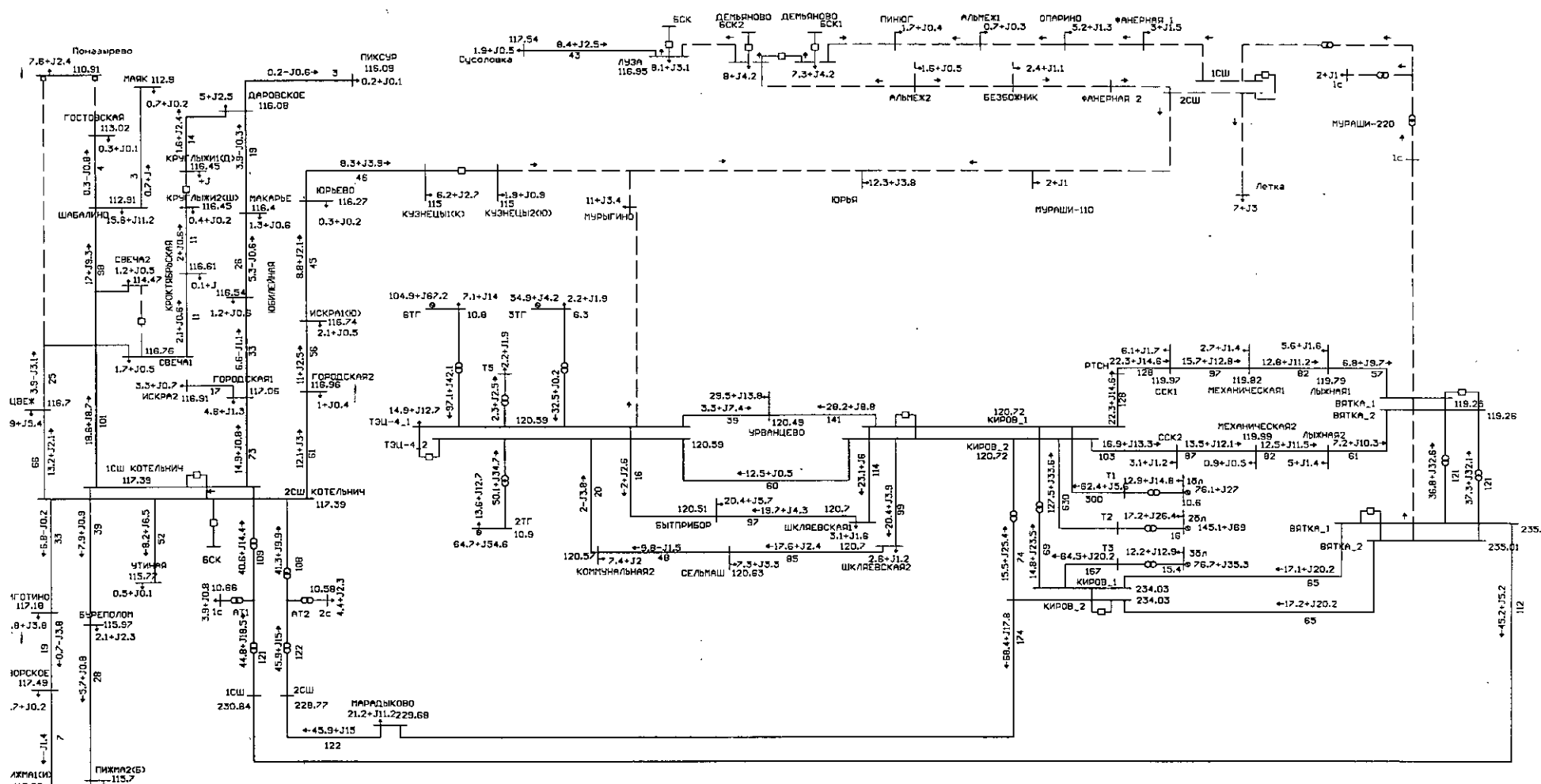


Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

5. ПС 110 кВ Мурыгино. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками

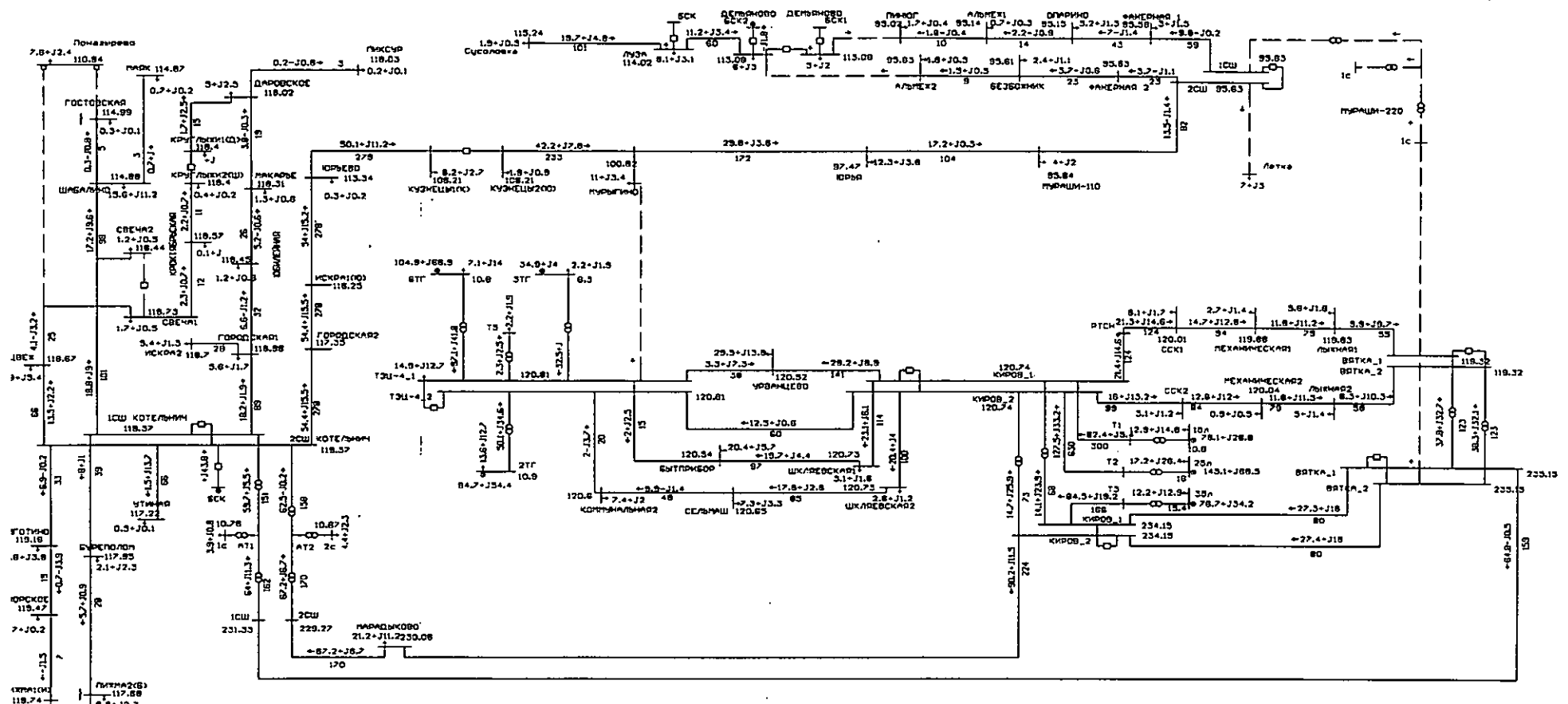


Примечание. ПС 110 кВ Мурьгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.



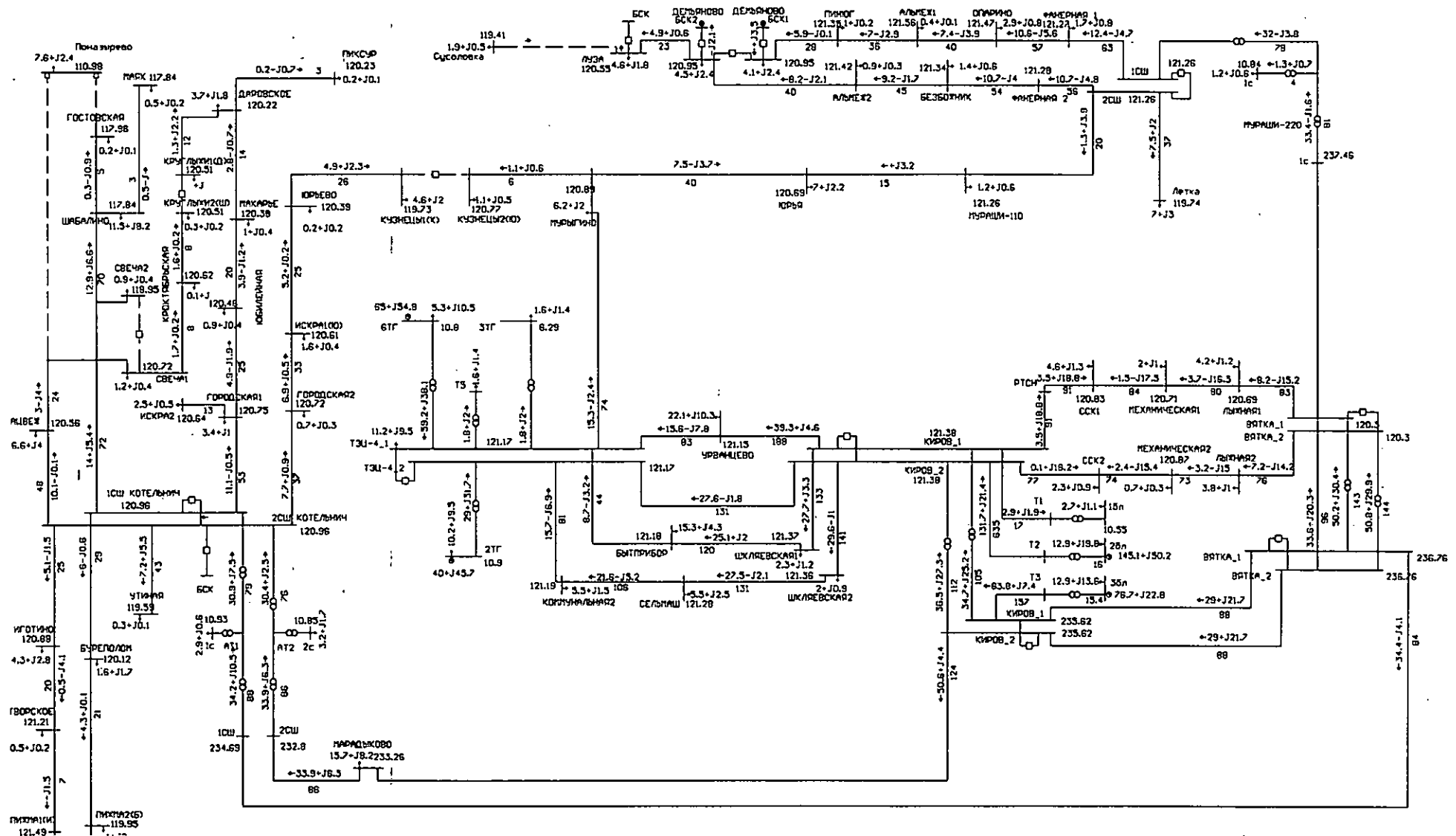
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. По ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка, ВЛ 110 кВ Луза – Сусоловка питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Луза. Потребители энергосистемы Республики Коми подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Отключены ПС 110 кВ Демьяново, ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Мурыгино, ПС 220 кВ Мураши (суммарно 60 МВт – потребители Кировской энергосистемы). Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

7. ПС 110 кВ Мурыгино. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. Восстановление питания



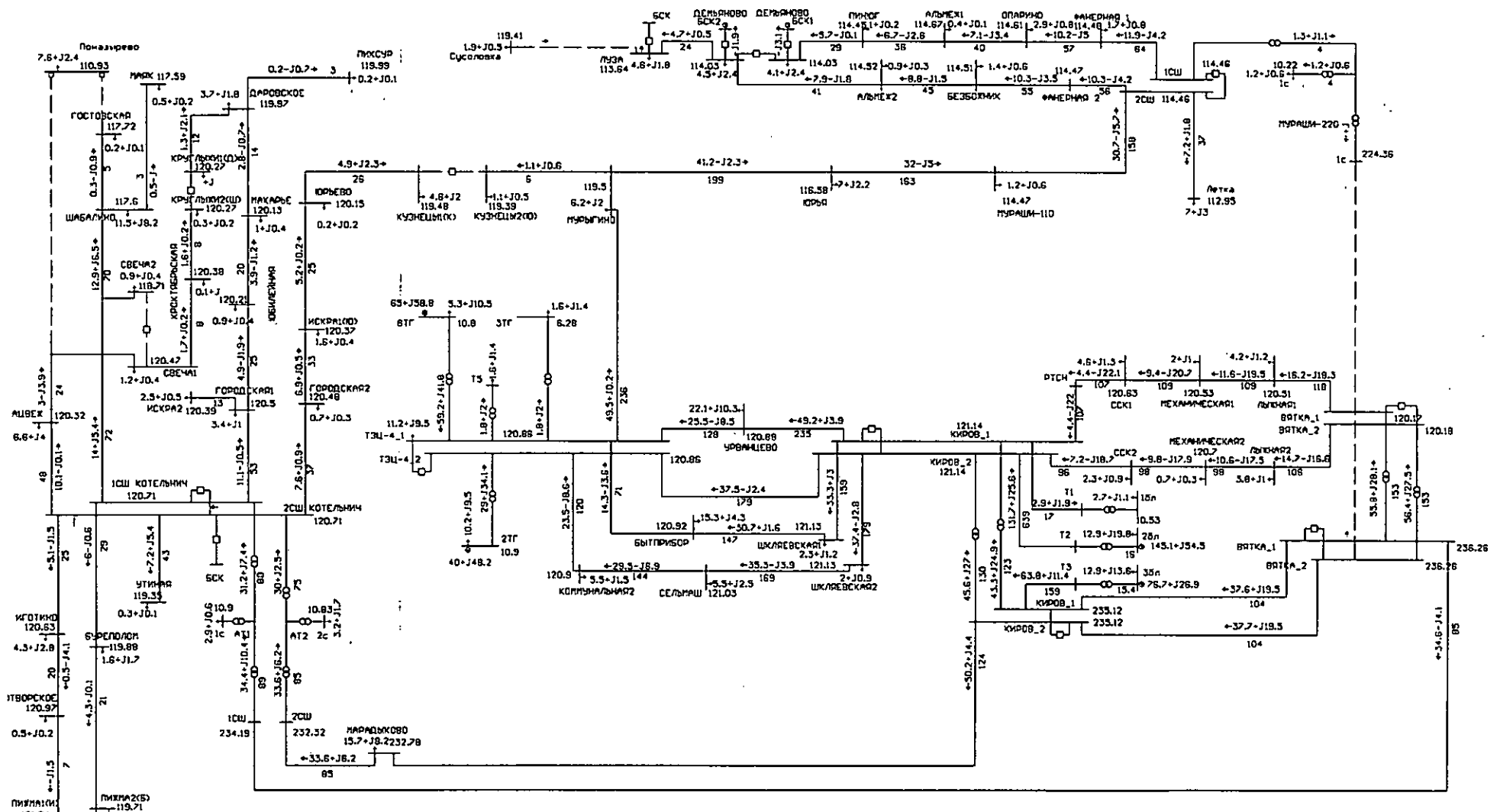
Примечание. По ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка, ВЛ 110 кВ Луза – Сусоловка питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново при условии не превышения допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка 100 А (~19,7 МВт). На ПС 110 кВ Демьяново отключено 4,3 МВт, включен СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы. По ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Мурыгино, ПС 110 кВ Юрьево, ПС 110 кВ Кузнецы (суммарно 54,4 МВт), нагрузка ПС 110 кВ Искра и ПС 110 кВ Городская переведена на ВЛ 110 кВ Котельнич – Юбилейная с отпайками. Потребители Республики Коми (суммарно 7 МВт) могут быть подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

8. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Нормальная схема

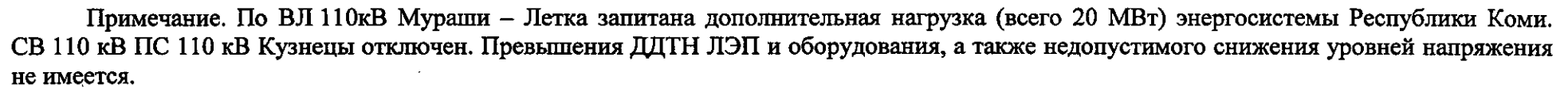


Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

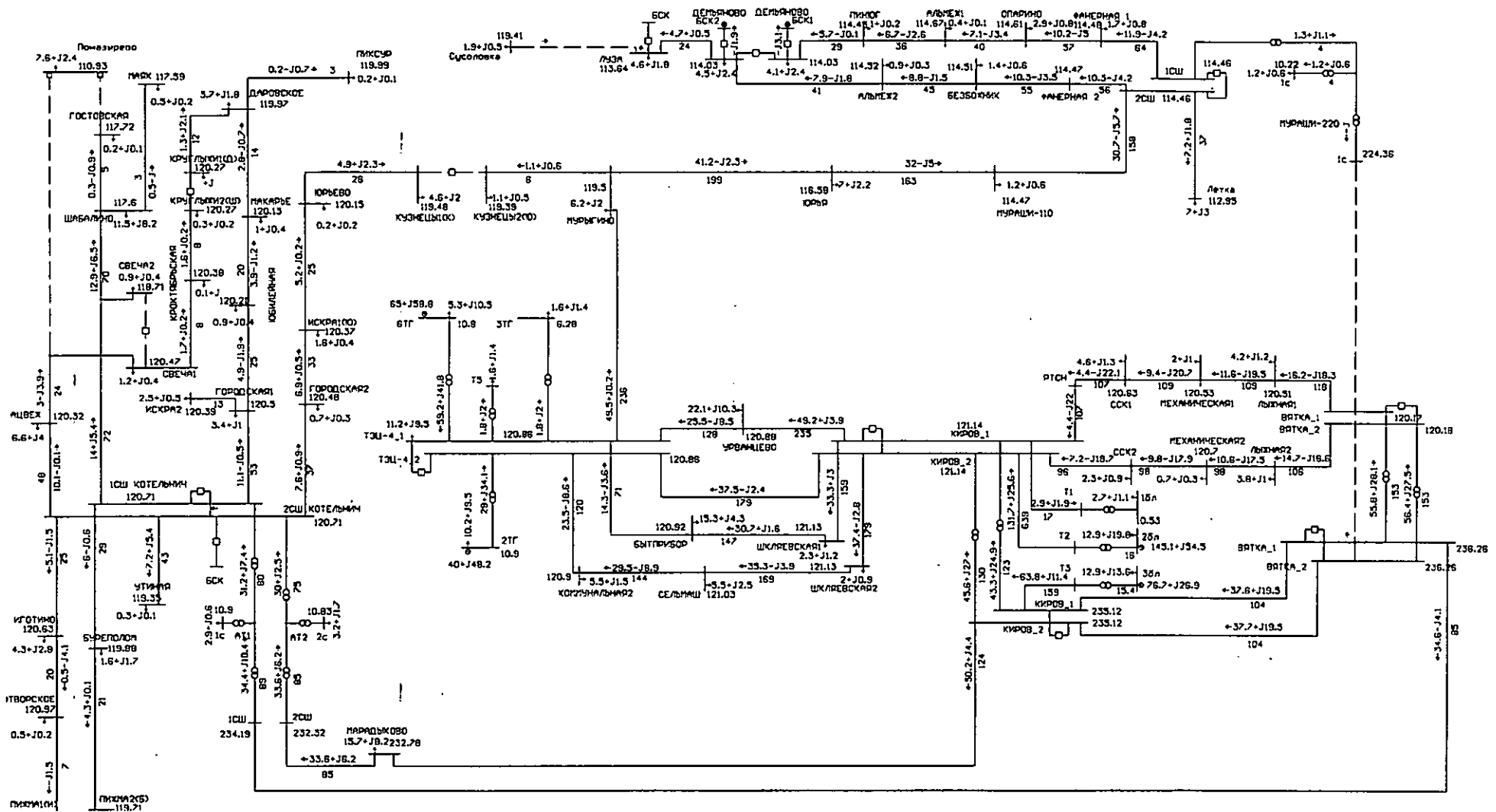
9. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецкий отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

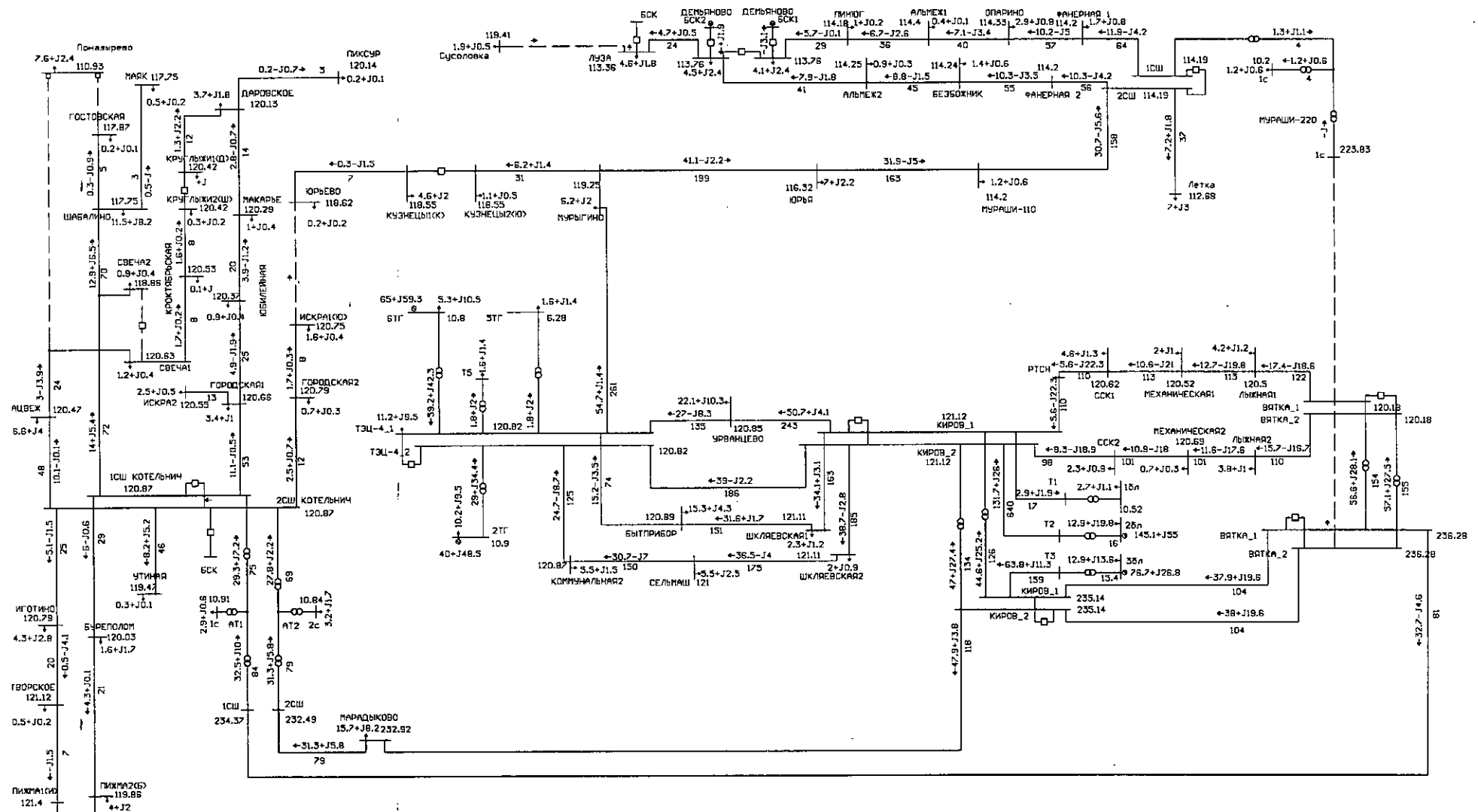


11. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино



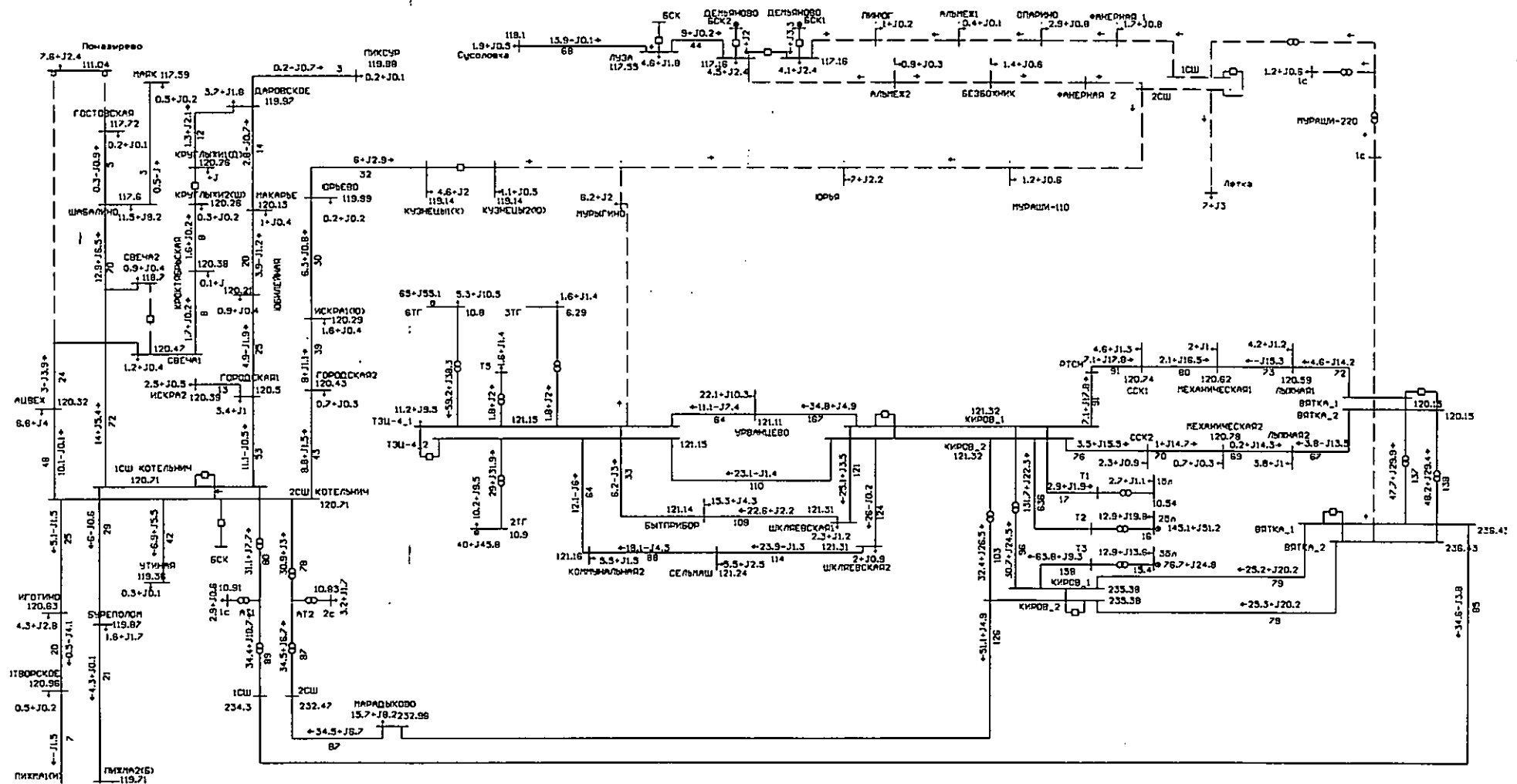
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

12. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Котельнич – Юрьево с отпайками



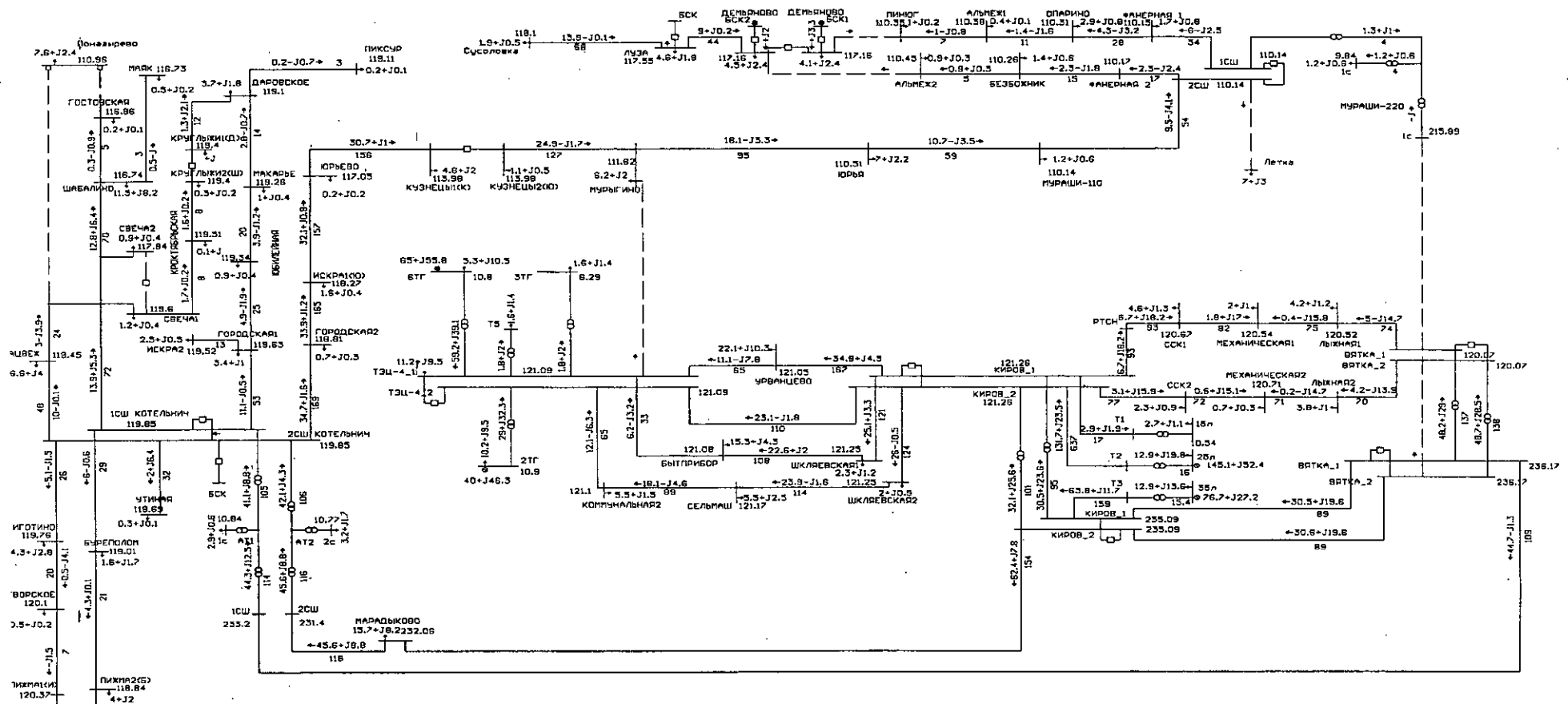
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

13. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино



Примечание. ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново переведены на питание от Архангельской энергосистемы. Нагрузка ПС 110 кВ Кузнецы питается по ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками. Потребители энергосистемы Республики Коми могут быть подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Отключены ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Мурыгино, ПС 220 кВ Мураши (суммарно 25 МВт – потребители Кировской энергосистемы).

14. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино



Примечание. Включен СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецкий. ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново переведены на питание от Архангельской энергосистемы. По ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Мурыгино, ПС 220 кВ Мураши, ПС 110 кВ Кузнецкий, ПС 110 кВ Юрьево, ПС 110 кВ Искра, ПС 110 кВ Городская (суммарно 34,7 МВт). Потребители энергосистемы Республики Коми могут быть подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

СПИСОК

сокращенных наименований, используемых в Программе развития
электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
АИИС КУЭ – автоматическая информационно-измерительная система
коммерческого учета электроэнергии;
АНМ – автоматика наброса мощности;
АО – акционерное общество;
АОСН – автоматическое ограничение снижения напряжения;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АСУТП/ССПИ – автоматизированная система управления
технологическим процессом/система сбора и передачи информации;
АТГ – автотрансформаторная группа;
АЭС – атомная электростанция;
БСК – батарея статических конденсаторов;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВЛ – воздушная линия;
ВМ – выключатель масляный;
ВН – высокое напряжение;
ГВО – графики временного отключения потребления;
Гкал/ч – гигакалория в час;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
кВ – киловольт;
КВЛ – кабельно-воздушная линия;
КЗ – короткозамыкатель;
КЛ – кабельная линия;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной
установки;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
ЛЭП – линия электропередач;
МВА – мегавольтампер;
Мвар – мегавольтампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МЭК – Международная электротехническая комиссия;
НДС – налог на добавленную стоимость;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОВМ – обходной выключатель масляный;

ОД – отделитель;

ОМП – определение места повреждения;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергосистема;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПАО – публичное акционерное общество;

ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья»;

ПАО «ФСК ЕЭС» – публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»;

ПС – подстанция;

ПТЭ – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.06.2003 № 229;

РАС – регистратор аварийных событий;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РП – распределительный пункт;

СН – собственные нужды;

СШ – система шин;

ТГ – турбогенератор;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТПС – тяговая подстанция;

ТУ – технические условия;

ТЭС – тепловая электрическая станция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УОН – устройство отключения нагрузки;

х.х. – холостой ход;

ЦПС – цифровая подстанция;

ц. – цель;

ШОВ – шиносоединительный и обходной выключатель (выключатель совмещенного исполнения).
