



ГУБЕРНАТОР КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

30.04.2020

№ 65

г. Киров

Об утверждении Программы развития электроэнергетики Кировской области на 2021 – 2025 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 2021 – 2025 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 30.04.2019 № 57 «Об утверждении Программы развития электроэнергетики Кировской области на 2020 – 2024 годы».
4. Настоящий Указ вступает в силу с 01.01.2021.

Губернатор
Кировской области И.В. Васильев

Приложение

УТВЕРЖДЕНА

Указом Губернатора
Кировской области
от 30.04.2020 № 65

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Кировской области
на 2021 – 2025 годы

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общая характеристика региона	5
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Кировской области за прошедший пятилетний период.....	6
2.1. Характеристика энергосистемы Кировской области	6
2.2. Отчетная динамика потребления электрической энергии в Кировской области за 2015 – 2019 годы.....	9
2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии Кировской области	9
2.4. Динамика максимума нагрузки по энергорайонам энергосистемы Кировской области.....	11
2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Кировской области	13
2.6. Состав оборудования существующих электростанций на территории Кировской области.....	13
2.7. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций энергосистемы Кировской области.....	14
2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Кировской области за 2015 – 2019 годы.....	15
2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Кировской области	16
2.10. Основные внешние связи энергосистемы Кировской области	18
2.11. Описание энергорайонов энергосистемы Кировской области.....	20
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Кировской области.....	27
3.1. ПС 110 кВ Белая Холуница.....	41
3.2. ПС 110 кВ Беляево	45
3.3. ПС 110 кВ Коминтерн	48
4. Основные направления развития электроэнергетики Кировской	

области.....	55
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Кировской области.....	55
4.2. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.....	55
4.3. Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности на 2020 – 2025 годы	58
4.4. Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области.....	58
4.5. Перспективный баланс производства и потребления (спроса) электрической энергии и мощности.....	60
4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше.....	64
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 2021 – 2025 годах	79
4.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области на период 2021 – 2025 годов	86
5. Ожидаемые результаты реализации Программы.....	92
Приложение № 1. Перечень действующих технических условий на технологическое присоединение.....	95
Приложение № 2. Схема развития электроэнергетики Кировской области на 2021 – 2025 годы.....	101
Приложение № 3. Схемы нормальных режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в 2021 – 2025 годах....	102
Приложение № 4. Графические схемы послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области.....	122
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).....	149
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).....	163

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, 538,7 тыс. человек);

Кирово-Чепецк (53,36 кв. километра, 70,7 тыс. человек);

Слободской (49,05 кв. километра, 32,8 тыс. человек);

Вятские Поляны (28,34 кв. километра, 32,1 тыс. человек);

Котельнич (29,24 кв. километра, 23,2 тыс. человек).

Кировская 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 °С до -15 °С, июля от +17 °С 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.

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» осуществляет производство тепловой и электрической энергии на 3 тепловых электрических станциях: Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5. ЗАО «Кировская ТЭЦ-1» осуществляет производство тепловой и электрической на Кировской 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. Филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» обслуживает 39,14 тыс. километров электрических сетей напряжением от 0,22 кВ до 110 кВ, 226 подстанций напряжением 35 – 110/6 – 10 кВ и 8924 подстанций напряжением 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 26 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 АО «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 «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»);

ООО «РУСЭНЕРГО» (ООО «Молот-Оружие»).

2.2. Отчетная динамика потребления электрической энергии в Кировской области за 2015 – 2019 годы

Потребление электроэнергии на территории энергосистемы Кировской области в 2015 – 2019 годах представлено в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электропотребление, млн. кВт·ч	7374,8	7311,7	7325,4	7300,5	7153,9
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-133,1	-63,1	+13,7	-24,9	-146,6
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,8	-0,9	+0,2	-0,3	-2,0

За истекшие 5 лет электропотребление на территории Кировской области снизилось на 3,0%.

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии Кировской области

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии (мощностью более 10 МВт) на территории энергосистемы Кировской области с указанием их потребляемой мощности в 2015 – 2019 годах представлен в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование основных потребителей электрической мощности	Потребление электрической мощности, МВт				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», филиал «Кирово-Чепецкий химический комбинат» АО «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецк	158	164	164	165	165
2	ОАО «Российские железные дороги»	134	134	132	137	137
3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (СН Кировских ТЭЦ)	103	95	95	95	95

№ п/п	Наименование основных потребителей электрической мощности	Потребление электрической мощности, МВт				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
4	АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»	38	35	38	36	40
5	АО «Омутнинский металлургический завод»	20	19	22	23	23
6	АО «Кировский шинный завод» и ООО ПК «Киров-Тайр»	14	14	12	12	12
7	ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	16	16	14	14	15
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	12	13	10	13	11
9	АО «ЛЕПСЕ»	12	10	13	11	11

Потребление мощности основными промышленными потребителями Кировской области в 2015 – 2019 годах носит стабильный характер.

Потребление электрической энергии основными потребителями Кировской области в 2015 – 2019 годах представлено в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Наименование потребителя	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч					Доля в потреблении энергосистемы в 2019 году, %
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	
1	ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», филиал «Кирово-Чепецкий химический комбинат» АО «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецк	1192,6	1204,3	1270,5	1303,5	1280,7	17,9
2	ОАО «Российские железные дороги»	750,6	733,4	742,3	740,2	712,1	10,0
3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» (СН Кировских ТЭЦ)	557,2	527,6	525,7	492,7	494,1	6,9
4	АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»	220,7	202,9	202,2	170,8	197,0	2,8
5	АО «Омутнинский металлургический завод»	84,5	89,3	93,2	94,9	88,1	1,2

№ п/п	Наименование потребителя	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч					Доля в потреблении энергосистемы в 2019 году, %
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	
6	АО «Кировский шинный завод» и ООО ПК «Киров-Тайр»	85,6	89,4	79,1	79,8	73,2	1,0
7	ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	71,0	75,6	75,4	70,4	75,9	1,1
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	37,4	35,3	33,6	34,5	34,1	0,5
9	АО «ЛЕПСЕ»	51,5	32,6	29,4	27,2	17,0	0,2

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 Кировской области представлена в таблице 4.

Таблица 4

№ п/п	Энергорайон	Показатель	Значение показателя				
			26.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	25.12.2018	06.02.2019
1	Центральный энергорайон	дата	26.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	25.12.2018	06.02.2019
		время	11:00	09:00	16:00	10:00	09:00
		максимум, МВт	1127	1113	1145	1076	1051
		прирост, %	-1,2	-1,2	+2,9	-6,0	-2,3
2	Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	дата	22.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	25.12.2018	06.02.2019
		время	10:00	09:00	11:00	10:00	09:00
		максимум, МВт	1034	1025	1001	946	933
		прирост, %	-0,4	-0,9	-2,3	-5,5	-1,4
3	Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	дата	23.01.2015	20.12.2016	19.01.2017	30.01.2018	05.02.2019
		время	14:00	15:00	17:00	09:00	13:00
		максимум, МВт	416	435	443	408	399
		прирост, %	-8,1	+4,6	+1,8	-7,9	-2,2
4	Энергорайон Кировской	дата	23.01.2015	20.12.2016	09.01.2017	21.12.2018	28.01.2019
		время	11:00	10:00	13:00	13:00	13:00

№ п/п	Энергорайон	Показатель	Значение показателя				
	ТЭЦ-4	максимум, МВт	254	252	254	234	239
		прирост, %	-3,4	-0,8	+0,8	-7,9	+2,1
5	Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	дата	20.01.2015	21.12.2016	27.01.2017	02.03.2018	25.01.2019
		время	10:00	09:00	10:00	07:00	14:00
		максимум, МВт	206	199	197	207	203
		прирост, %	+7,9	-3,4	-1,0	+5,1	-1,9
6	Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк	дата	10.11.2015	02.12.2016	17.11.2017	02.03.2018	13.02.2019
		время	11:00	09:00	09:00	07:00	09:00
		максимум, МВт	259	257	248	255	248
		прирост, %	-10,1	-0,1	-3,5	+2,8	-2,7
7	Кирсинско- Омутнинский энергорайон	дата	20.01.2015	23.12.2016	26.12.2017	22.02.2018	07.02.2019
		время	11:00	09:00	17:00	09:00	13:00
		максимум, МВт	78	78	79	76	70
		прирост, %	-1,3	0	+1,3	-3,8	-7,9
8	Фаленско- Омутнинский энергорайон	дата	18.12.2015	23.12.2016	30.01.2017	20.01.2018	27.11.2019
		время	09:00	09:00	11:00	13:00	11:00
		максимум, МВт	136	136	142	146	138
		прирост, %	-0,7	0	+4,4	+2,8	-5,5
9	Котельнич- ский энергорайон	дата	16.12.2015	16.12.2016	28.11.2017	25.01.2018	11.01.2019
		время	09:00	18:00	17:00	17:00	17:00
		максимум, МВт	100	104	98	104	102
		прирост, %	+1,0	+4,0	-0,6	+6,1	-1,9
10	Мурашин- ский (Северный) энергорайон	дата	27.01.2015	22.12.2016	10.01.2017	24.12.2018	08.02.2019
		время	10:00	09:00	12:00	11:00	09:00
		максимум, МВт	65	65	59	68	63
		прирост, %	+3,2	0	-9,2	+15,3	-7,4
11	Южный энергорайон	дата	17.02.2015	26.01.2016	09.01.2017	25.12.2018	05.02.2019
		время	10:00	19:00	17:00	09:00	09:00
		максимум, МВт	108	106	120	105	104
		прирост, %	-3,4	-1,7	+12,4	-12,2	-1,0
12	Вятско- Полянский энергорайон	дата	24.11.2015	27.12.2016	13.02.2017	15.11.2018	16.12.2019
		время	12:00	16:00	18:00	18:00	16:00
		максимум, МВт	84	87	87	78	82
		прирост, %	-3,4	+3,6	0	-10,3	+5,1

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	Установленная мощность на 01.01.2020	Ввод генерирующего оборудования с 01.01.2019 по 01.01.2020	Перемаркировка генерирующего оборудования с 01.01.2019 по 01.01.2020	Демонтаж генерирующего оборудования с 01.01.2019 по 01.01.2020
1	Кировская ТЭЦ-1 (АО «Кировская ТЭЦ-1»)	10,3	—	—	—
2	Кировская ТЭЦ-3 (Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)	258	—	—	—
3	Кировская ТЭЦ-4 (Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)	243	—	—	—
4	Кировская ТЭЦ-5 (Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)	450	—	—	—
5	ТЭЦ АО «Омутнинский металлургический завод»	10	—	—	—
	Всего по электрическим станциям	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				
		Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Энергетические котлы		Паровые и газовые турбины		Пиковые водогрейные котлы
			всего	турбин	Ст. №	Маркировка	Ст. №	Тип агрегата	
1	Кировская 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	

№ п/п	Наименование электрической станции	Установленная мощность			Состав оборудования				
		Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Энергетические котлы		Паровые и газовые турбины		Пиковые водогрейные котлы
			всего	турбин	Ст. №	Маркировка	Ст. №	Тип агрегата	
2	Кировская ТЭЦ-3	258	606	206	К-8	БКЗ-75-39 ГМА			
					К-9	БКЗ-75-39 ГМА			
					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 ГТЭ-160	КВГМ-100
3	Кировская 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 (консервация)
					К-6	БКЗ-210-140ф			ПТВМ-180
					К-7	БКЗ-210-140ф			
					К-8	БКЗ-210-140ф			
					К-9	БКЗ-210-140ф			
					К-10	БКЗ-210-140ф			
4	Кировская ТЭЦ-5	450	1090	730	1	ТПЕ-430	1ТГ	ПТ-80/100-130/13	ПТВМ-180
					блок 2	ТПЕ-429	блок 2	Т-185/220-130	ПТВМ-180 (законсервирован)
					блок 3	ТПЕ-429	блок 3	Т-185/220-130	
						ТПЕ-429			
5	ТЭЦ АО «Омутнинский металлургический завод»	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 энергосистемы Кировской области

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

Таблица 7

№ п/п	Наименование электрической станции	Выработка электрической энергии за 2019 год, (млн. кВт·ч)	Изменение выработки к предыдущему году, %
1	Кировская ТЭЦ-1	36,5	+1,7
2	Кировская ТЭЦ-3	1684,7	+3,8
3	Кировская ТЭЦ-4	1203,6	+3,5
4	Кировская ТЭЦ-5	1374,9	-8,8
5	ТЭЦ АО «Омутнинский металлургический завод»	9,2	-
	Всего по электрическим станциям	4309,1	-0,5

Электрические станции энергосистемы Кировской области в 2019 году снизили выработку электрической энергии по сравнению с 2018 годом на 0,5%.

2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Кировской области за 2015 – 2019 годы

Баланс электрической энергии представлен в таблице 8.

Таблица 8
(млн. кВт·ч)

№ п/п	Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Потребление электрической энергии	7374,8	7311,7	7325,4	7300,5	7153,9
2	Выработка электрической энергии	4798,2	4516,1	4411,5	4329,8	4309,1
3	Сальдо перетоков	2576,6	2795,6	2913,9	2970,7	2844,8

Баланс мощности представлен в таблице 9.

Таблица 9

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя				
		23.01.2015	23.12.2016	09.01.2017	19.12.2018	24.01.2019
1	Дата					
2	Время	09:00	09:00	11:00	09:00	11:00
3	Собственный максимум потребления, МВт	1215	1224	1240	1159	1152
4	Установленная мощность, МВт	1198,3	1071,3	961,3	971,3	971,3
5	Располагаемая мощность, МВт	1191,8	1066,8	953,7	957,1	958,3
6	Нагрузка, МВт	899	776	841	793	806
7	Сальдо перетоков, МВт	316	448	399	366	346

При наличии собственной генерации с установленной мощностью 971,3 МВт и максимуме потребления мощности 1152 МВт энергосистема Кировской области является дефицитной. Дефицит мощности энергосистемы Кировской области покрывается за счет перетоков мощности из смежных энергосистем.

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;
- 146 подстанций напряжением 110 кВ.

2.9.2. Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на подстанциях энергосистемы Кировской области по состоянию на 01.01.2020

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	4571,2	2318,0	1002
в том числе			
оборудование генерирующих и сетевых компаний	2840,0	1935,0	1002
оборудование потребительских подстанций	1731,2	383,0	–

2.9.3. Линии электропередачи

Протяженность линий электропередачи энергосистемы Кировской области по состоянию на 01.01.2020 составляет (по цепям):

382,2 километра напряжением 500 кВ;

937,47 километра напряжением 220 кВ;

4108,0 километра напряжением 110 кВ.

2.9.4. Средства компенсации реактивной мощности

Количество средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме Кировской области – 1610 БСК суммарной установленной мощностью 416,89 Мвар, в том числе:

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

1592 потребительских БСК суммарной установленной мощностью 239,19 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 (ВЛ-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;

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 – Урванцево, 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 (1, 2 СШ), 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 (3, 4 СШ), 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 Поллом, 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.

В Фаленско-Омутнинском энергорайоне расположена ТЭЦ АО «Омутнинский металлургический завод».

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 Иготино, 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. По данным филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», степень износа оборудования трансформаторных подстанций напряжением 35 – 110 кВ по состоянию на 01.01.2020 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 01.01.2020, лет
1	Город Киров	ПС 220 кВ Киров	220/110/35/6	1962	58
2	Котельничский район	ПС 220 кВ Котельнич	220/110/10	1964	56
3	Омутнинский район	ПС 220 кВ Омутнинск	220/110/10	1968	52

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	Мощность, МВА	Год ввода в эк- плуа- тацию	Срок службы на 01.01.2020, лет
1	ПС 110 кВ Альмеж	110/10	10+10	1968	52
2	ПС 110 кВ Арбаж	110/35/10	6,3+6,3	1983	37
3	ПС 110 кВ Афанасьев	110/35/10	6,3+4	1987	33
4	ПС 110 кВ Бахта	110/35/10	16+16	1982	38
5	ПС 110 кВ Безбожник	110/10	6,3	1979	41
6	ПС 110 кВ Белая Холуница	110/35/10	16+10	1962	58
7	ПС 110 кВ Беляево	110/10	10+10	1977	43
8	ПС 110 кВ Бисерово	110/35/10	6,3	1972	48
9	ПС 110 кВ Богородск	110/35/10	6,3+10	1979	41
10	ПС 110 кВ Бурмакино	110/10	6,3	1962	58
11	ПС 110 кВ Бытприбор	110/10	25+25	1978	42
12	ПС 110 кВ Вахруши	110/10	10+10	1982	38
13	ПС 110 кВ Верхошижемье	110/35/10	10+10	1980	40
14	ПС 110 кВ Ветошкино	110/10	6,3+6,3	1990	30
15	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	25+25	1958	62
16	ПС 110 кВ Восточная	110/10	15+10	1992	28
17	ПС 110 кВ Гарь	110/6	6,3	1985	35
18	ПС 110 кВ Городская	110/10	10+10	1989	31
19	ПС 110 кВ Гостовская	110/10	2,5+2,5	1979	41
20	ПС 110 кВ Даровское	110/35/10	10+6,3	1980	40
21	ПС 110 кВ Демьяново	110/35/10/6	4x10	1979	41
22	ПС 110 кВ Дубровка	110/10	6,3	1991	29
23	ПС 110 кВ Дымное	110/10	6,3	1972	48
24	ПС 110 кВ Заводская	110/6	16+16	2007	13
25	ПС 110 кВ Залазна	110/10	6,3	1969	51
26	ПС 110 кВ Западная	110/6	16+15	1969	51
27	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	10+6,3	1962	58
28	ПС 110 кВ Иванцево	110/35/10	10+6,3	1965	55
29	ПС 110 кВ Ильинская	110/10	2,5+2,5	1978	42
30	ПС 110 кВ Искра	110/10	6,3+10	1975	45
31	ПС 110 кВ Кикнур	110/35/10	10+10	1984	36
32	ПС 110 кВ Кирс	110/6	16+16	1961	59
33	ПС 110 кВ Коминтерн	110/35/10	16+16	1981	39
34	ПС 110 кВ Коммунальная	110/10	25+25	1970	50

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Мощность, МВА	Год ввода в эксплу- тацию	Срок службы на 01.01.2020, лет
35	ПС 110 кВ Красная Поляна	110/6	10+10	1976	44
36	ПС 110 кВ Красногорская	110/10	10+10	1979	41
37	ПС 110 кВ Краснооктябрьская	110/10	2,5	1988	32
38	ПС 110 кВ Красный Курсант	110/35/6	10+10+10	1961	59
39	ПС 110 кВ Красный Якорь	110/6	10+10	1987	33
40	ПС 110 кВ Кремешки	110/10	6,3	1985	35
41	ПС 110 кВ Крутлыжи	110/35/10	6,3+6,3	1979	41
42	ПС 110 кВ Кстинино	110/10	6,3+10	1976	44
43	ПС 110 кВ Кузнецы	110/35/10	10+10	1979	41
44	ПС 110 кВ Кумены	110/35/10	10+16	1962	58
45	ПС 110 кВ Кырчаны	110/10	6,3+6,3	1972	48
46	ПС 110 кВ Лазарево 1	110/10	25+25	1981	39
47	ПС 110 кВ Лазарево 2	110/10	40+40	1986	34
48	ПС 110 кВ Лебяжье	110/35/10	10	1977	43
49	ПС 110 кВ Луговая	110/10	6,3+6,3	1990	30
50	ПС 110 кВ Луза	110/35/10/6	10+10	1967	53
51	ПС 110 кВ Лыжная	110/35/6	25+25	1975	45
52	ПС 110 кВ Макарье	110/35/10	10+10	1972	48
53	ПС 110 кВ Малмыж	110/35/10	10+10	1966	54
54	ПС 110 кВ Матвинур	110/10	2,5	1991	29
55	ПС 110 кВ Маяк	110/6	25+25	1986	34
56	ПС 110 кВ Маяк	110/35/10	10	1991	29
57	ПС 110 кВ Митюши	110/10	2,5	1987	33
58	ПС 110 кВ Мураши	110/35/10	6,3	1961	59
59	ПС 110 кВ Муша	110/35/10	6,3+10	1986	34
60	ПС 110 кВ Нижнеивкино	110/10	6,3+10	1985	35
61	ПС 110 кВ Нолинск	110/35/10	10+16	1971	49
62	ПС 110 кВ Октябрьская	110/6	16+16	1969	51
63	ПС 110 кВ Опарино	110/35/10	10+6,3	1974	46
64	ПС 110 кВ Опытное Поле	110/10	2,5	1998	22
65	ПС 110 кВ Оричи	110/35/10	16+10	1965	55
66	ПС 110 кВ Отворское	110/10	6,3	1967	53
67	ПС 110 кВ Павлово	110/10	2,5+6,3	1978	42
68	ПС 110 кВ Пасегово	110/10	6,3+6,3	1980	40
69	ПС 110 кВ Первомайск	110/10	2,5	1989	31

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Мощность, МВА	Год ввода в эк- плуа- тацию	Срок службы на 01.01.2020, лет
70	ПС 110 кВ Первомайская	110/6	20+20	1963	57
71	ПС 110 кВ Перекоп	110/10	6,3	1974	46
72	ПС 110 кВ Песковка	110/10	32+32	1979	41
73	ПС 110 кВ Петровское	110/10	6,3	1977	43
74	ПС 110 кВ Пижанка	110/35/10	6,3+10	1979	41
75	ПС 110 кВ Пиксур	110/10	3,2	1987	33
76	ПС 110 кВ Пинюг	110/10	10+10	1967	53
77	ПС 110 кВ Подрезчиха	110/10	2,5	1972	48
78	ПС 110 кВ Полом	110/10	6,3+6,3	1991	29
79	ПС 110 кВ Прогресс	110/35/10	10	1992	28
80	ПС 110 кВ Просница	110/35/10	10+16	1982	38
81	ПС 110 кВ Прудки	110/10	16+16	1979	41
82	ПС 110 кВ Птицефабрика	110/10	10+10	1976	44
83	ПС 110 кВ РМЗ	110/10	10	1975	45
84	ПС 110 кВ Рожки	110/10	6,3+6,3	1988	32
85	ПС 110 кВ Рудничная	110/35/10/6	16+25	1961	59
86	ПС 110 кВ Савали	110/10	6,3	1990	30
87	ПС 110 кВ Садовая	110/10/6	10+10	1955	65
88	ПС 110 кВ Санчурск	110/35/10	6,3+16	1973	47
89	ПС 110 кВ Свеча	110/10	6,3+6,3	1972	48
90	ПС 110 кВ Северная	110/35/6	40+31,5	1952	68
91	ПС 110 кВ Селезениха	110/10	6,3+6,3	1989	31
92	ПС 110 кВ Скопино	110/6	6,3+6,3	1977	43
93	ПС 110 кВ Слободская	110/35/10/6	16+16	1971	49
94	ПС 110 кВ Слудка	110/10	6,3	1990	30
95	ПС 110 кВ Советск	110/35/10	16+16	1963	57
96	ПС 110 кВ Сосновка	110/35/6	10+16	1966	54
97	ПС 110 кВ ССК	110/35/10	16+16	2013	7
98	ПС 110 кВ Суна	110/35/10	10+10	1965	55
99	ПС 110 кВ Талица	110/35/10	6,3+6,3	1985	35
100	ПС 110 кВ Тужа	110/35/10	6,3+6,3	1982	38
101	ПС 110 кВ Тюмень	110/10	6,3+6,3	1988	32
102	ПС 110 кВ Уни	110/35/10	10+16	1965	55
103	ПС 110 кВ Урванцево	110/35/10	40	2019	1
104	ПС 110 кВ Уржум	110/35/10	16+10	1981	39

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01.01.2020, лет
105	ПС 110 кВ Утиная	110/10	6,3+6,3	1983	37
106	ПС 110 кВ Филиппово	110/35/10	6,3+10	1978	42
107	ПС 110 кВ Черная Холуница	110/10	6,3	1977	43
108	ПС 110 кВ Чижи	110/35/10	40+40	2006	14
109	ПС 110 кВ Шараница	110/10	3,2	1981	39
110	ПС 110 кВ Швариха	110/10	6,3	1985	35
111	ПС 110 кВ Шевели	110/6	40+40	1988	32
112	ПС 110 кВ Шестаки	110/35/10	6,3+6,3	1983	37
113	ПС 110 кВ Шурма	110/10	2,5+2,5	1990	30
114	ПС 110 кВ Юбилейная	110/10	2,5+2,5	1981	39
115	ПС 110 кВ Юрьево	110/10	6,3+6,3	1983	37
116	ПС 110 кВ Юрья	110/35/10/6	16+16	1961	59
117	ПС 110 кВ Яранск	110/35/10	16+16	1984	36

По данным филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Урала», 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 том числе системообразующие линии электропередачи, от надежности работы которых зависит жизнеобеспечение целых административных районов Кировской области.

По данным филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», 4183,43 километра линий электропередачи напряжением 35 – 110 кВ (59% от общей протяженности ЛЭП 35 – 110 кВ, принадлежащих филиалу) имеют срок службы от 35 до 54 лет. Срок службы ЛЭП 35 – 110 кВ протяженностью 1125,28 километра (16% от общей протяженности ЛЭП 35 – 110 кВ) составляет 55 лет и более, в том числе системообразующие линии электропередачи, от надежности работы которых зависит жизнеобеспечение областного центра и целых административных районов Кировской области. В целом степень износа ЛЭП напряжением 35 – 110 кВ

филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по состоянию на 01.01.2020 достигла 69%.

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	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01.01.2020, лет
1	ВЛ 110 кВ Арбаж – Павлово	21,64	АС70; АС150	1978	42
2	ВЛ 110 кВ Арбаж – Советск	42,33	АС95	1964	56
3	ВЛ 110 кВ Арбаж – Тужа	28,20	АС150; АС185	1982	38
4	ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча	88,72	АС120; АС150	1968	52
5	ВЛ 110 кВ Бахта – Луговая	23,51	АЖ120	1980	40
6	ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево	35,95	АС120; АС185	1962	58
7	ВЛ 110 кВ Беляево – Вахруши	16,99	АС120	1977	43
8	ВЛ 110 кВ Богородск – Уни	54,72	АС95	1980	40
9	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Бытприбор	6,94	АС185	1969	51
10	ВЛ 110 кВ Ветошкино – Петровское	18,04	АС120	1976	44
11	ВЛ 110 кВ Вятка – Азот	12,61	АС400	1977	43
12	ВЛ 110 кВ Вятка – Бурмакино с отпайками	34,11	АС120; АС150	1976	44
13	ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП I цепь	7,23	АС120	1973	47
14	ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП II цепь	7,24	АС120	1973	47
15	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками	25,41	АС120	1960	60
16	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 2 с отпайками	24,44	АС120	1961	59
17	ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн	27,34	АС120	1979	41
18	ВЛ 110 кВ Вятка – Кристалл	10,63	АС120	1951	69
19	ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены с отпайками	45,78	АС95; АС120; АС150	1962	58
20	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 II цепь (резерв)	3,39	АС240	1975	45

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Протя- женность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Срок службы на 01.01.2020, лет
21	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 с отпайкой на ПС Азот-1, Азот-2	16,74	АС240	1975	45
22	ВЛ 110 кВ Вятка – Чепецк	10,11	АС240	1961	59
23	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками	48,58	АС95	1966	54
24	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – МСЗ 1	6,51	АС150	1976	44
25	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – МСЗ 2	6,51	АС150	1976	44
26	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Слудка	17,33	АС185	1987	33
27	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Сосновка 1 с отпайками	21,02	АС70	1965	55
28	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Сосновка 2 с отпайками	20,24	АС120	1988	32
29	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Тяговая 1	4,33	АС120	1984	36
30	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Тяговая 2	4,33	АС120	1984	36
31	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево	16,92	АС120	1969	51
32	ВЛ 110 кВ Даровское – Круглыжи	39,89	АпС120	1986	34
33	ВЛ 110 кВ Даровское – Пиксур	19,20	АС120	1987	33
34	ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками	93,86	АС120; АС185	1962	58
35	ВЛ 110 кВ Иготино – Шахунья с отпайками	48,05	АС150	1963	57
36	ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница	24,68	АС185	1961	59
37	ВЛ 110 кВ Киров – Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская	5,13	АС185	1969	51
38	ВЛ 110 кВ Киров – Лянгасово	12,52	АС120	1963	57
39	ВЛ 110 кВ Киров – Пасегово	9,85	АЖ120; АС120	1963	57
40	ВЛ 110 кВ Киров – Сельмаш с отпайкой на ПС Шкляевская	2,35	АС120; АС185	1969	51
41	ВЛ 110 кВ Киров – Урванцево	3,6	АС185	1968	52
42	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Урванцево	3,31	АС185	1968	52
43	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4 II цепь	6,85	АС185	1968	52
44	ВЛ 110 кВ Киров – Чижи I цепь с отпайками	6,51	АС120	1961	59
45	ВЛ 110 кВ Киров – Чижи II цепь с отпайками	6,54	АС120	1961	59
46	ВЛ 110 кВ Кирс – Гарь	6,55	АС185	1993	27

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Протя- женность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Срок службы на 01.01.2020, лет
47	ВЛ 110 кВ Кирс – Рудничный I цепь с отпайкой на ПС Дымное	40,00	АС185	1978	42
48	ВЛ 110 кВ Кирс – Рудничный II цепь с отпайкой на ПС Дымное	38,24	АС120	1986	34
49	ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево	9,72	АС120	1979	41
50	ВЛ 110 кВ Котельнич – Ацвеж	22,38	АС150	1963	57
51	ВЛ 110 кВ Котельнич – Буреполом	60,07	АС150	1963	57
52	ВЛ 110 кВ Котельнич – Иготино	17,95	АС150	1963	57
53	ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная	40,89	АС150	1963	57
54	ВЛ 110 кВ Котельнич – Шабалино с отпайкой на ПС Свеча	70,61	АС150	1969	51
55	ВЛ 110 кВ Котельнич – Юбилейная с отпайками	42,71	АС70	1971	49
56	ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками	35,66	АС70; АС120	1983	37
57	ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Кузнецы	26,75	АС70	1979	41
58	ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья	37,54	АС120	1970	50
59	ВЛ 110 кВ Кремешки – Лебяжье	23,19	АС120	1973	47
60	ВЛ 110 кВ Кумены – Суна	35,11	АС95	1962	58
61	ВЛ 110 кВ Лазарево 1 – Шурма	14,73	АЖ120	1981	39
62	ВЛ 110 кВ Лазарево 21	1,05	АС120	1986	34
63	ВЛ 110 кВ Лазарево 22	1,16	АС120	1986	34
64	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Пижанка с отпайкой на ПС Муша	68,24	АС120; АС185	1986	34
65	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Яранск с отпайкой на ПС Муша	111,39	АС185	1990	30
66	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Ветошкино с отпайкой на ПС Лебяжье	24,00	АС120	1976	44
67	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Швариха с отпайкой на ПС Приверх	23,61	АЖ120; АС120; АСУС 185	1975	45
68	ВЛ 110 кВ Луговая – УХО	17,79	АЖ120	1980	40
69	ВЛ 110 кВ Луза – Демьяново	36,50	АС185; АСУ300	1968	52
70	ВЛ 110 кВ Макарье – Даровское	26,46	АС70	1977	43
71	ВЛ 110 кВ Малмыж – Лазарево 1 с отпайками	62,41	АС120	1980	40

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Протя- женность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Срок службы на 01.01.2020, лет
72	ВЛ 110 кВ Матвинур – Санчурск	20,68	АС120	1972	48
73	ВЛ 110 кВ Митюши – Кикнур	31,47	АС120	1987	33
74	ВЛ 110 кВ Мураши – Демьяново с отпайками	171,64	АСО240; АС240	1975	45
75	ВЛ 110 кВ Мураши – Опарино с отпайкой на ПС Фанерная	70,35	АСО240	1975	45
76	ВЛ 110 кВ Нижнеивкино – Верхошижемье	40,33	АЖ120; АС120	1980	40
77	ВЛ 110 кВ Нолинск – Кырчаны	16,96	АС95	1962	58
78	ВЛ 110 кВ Нолинск – Швариха	24,05	АС120; АЖ120	1975	45
79	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Афанасьев с отпайкой на ПС Залазна	80,97	АС185	1987	33
80	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка	83,03	АС185	1976	44
81	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка	83,54	АС120	1962	58
82	ВЛ 110 кВ Омутнинск – ОХЗ I цепь	17,25	АС120	1989	31
83	ВЛ 110 кВ Омутнинск – ОХЗ II цепь	17,42	АС120	1989	31
84	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Черная Холуница	41,54	АС70; АС120	1976	44
85	ВЛ 110 кВ Опарино – Пинюг с отпайкой на ПС Альмеж	58,92	АСО240; АС120	1970	50
86	ВЛ 110 кВ Опытное Поле – Яранск	9,64	АС185	1982	38
87	ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень	55,16	АЖ120; АС120	1980	40
88	ВЛ 110 кВ Оричи – Тюмень	14,34	АЖ120; АС120	1983	37
89	ВЛ 110 кВ Оричи – УХО	0,07	АС150	1980	40
90	ВЛ 110 кВ Оршанка – Табашино	8,90	АЖ120; АС120	1979	41
91	ВЛ 110 кВ Павлово – Пижанка	11,95	АС70	1979	41
92	ВЛ 110 кВ Пасегово – Оричи с отпайкой на ПС Лянгасово	35,43	АЖ120; АС120	1963	57
93	ВЛ 110 кВ Первомайск – Матвинур	10,70	АС120	1972	48
94	ВЛ 110 кВ Песковка – Бисерово	55,81	АС70; АС120	1973	47
95	ВЛ 110 кВ Петровское – Уржум	35,54	АС120	1976	44

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Протя- женность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Срок службы на 01.01.2020, лет
96	ВЛ 110 кВ Пинюг – Демьяново	46,36	АС120	1970	50
97	ВЛ 110 кВ Полом – Филиппово	13,24	АС70	1978	42
98	ВЛ 110 кВ Прогресс – Кремешки	16,93	АС120	1973	47
99	ВЛ 110 кВ Просница – Полом	10,10	АС70	1978	42
100	ВЛ 110 кВ Прудки – Нижний Торъял	27,40	АС120	1981	39
101	ВЛ 110 кВ РМЗ – Первомайск	28,82	АС120	1976	44
102	ВЛ 110 кВ Свеча – Круглыжи с отпайкой на ПС Краснооктябрьская	32,51	АС70	1979	41
103	ВЛ 110 кВ Селезениха – Талица	65,65	АС120	1989	31
104	ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4	5,82	АС120; АС185	1969	51
105	ВЛ 110 кВ Слудка – Лазарево 1 с отпайками	94,60	АС185	1987	33
106	ВЛ 110 кВ Советск – Прогресс	11,60	АС120	1973	47
107	ВЛ 110 кВ Суна – Богородск	40,27	АС95	1978	42
108	ВЛ 110 кВ Суна – Верхошижемье	76,20	АС120	1989	31
109	ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны	24,72	АС95	1962	58
110	ВЛ 110 кВ Сусоловка – Луза	26,75	АС150; АС185	1968	52
111	ВЛ 110 кВ Табашино – Прудки	11,36	АЖ120	1979	41
112	ВЛ 110 кВ Тужа – Опытное Поле	23,53	АС185	1982	38
113	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Азот-1	2,66	АС400	1979	41
114	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП (резерв)	1,31	АС120	1961	59
115	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП № 1	3,17	АС300	2013	7
116	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП № 2	3,17	АС300	2013	7
117	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Слободская I цепь с отпайками	32,59	АС120; АЖ120; АС185	1971	49
118	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Слободская II цепь с отпайками	52,74	АС120; АС185	1971	49
119	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк с отпайкой на ПС Кристалл	8,75	АС240	1975	45
120	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Бахта с отпайками	18,08	АС120; АС150	1980	40
121	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная I цепь с отпайками	8,59	АС150	1970	50

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Протя- женность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Срок службы на 01.01.2020, лет
122	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная II цепь с отпайками	8,59	АС150	1970	50
123	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красногорская с отпайками	10,89	АС120; АС150	1980	40
124	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красный Курсант	20,10	АС120; АС185	1970	50
125	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь с отпайками	10,63	АС185	1978	42
126	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ II цепь с отпайками	7,32	АС185	1978	42
127	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Северная № 6 с отпайкой на ПС Авитек	2,72	АС120	1962	58
128	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Северная № 8 с отпайкой на ПС Авитек	2,72	АС185	1962	58
129	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Кировская ТЭЦ-1 № 10 с отпайками	6,02	АС185	1960	60
130	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Кировская ТЭЦ-1 № 9 с отпайками	6,02	АС185	1960	60
131	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-5 1 блок	1,20	АС400	1980	40
132	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-5 2 блок	1,17	2АС400	1983	37
133	ВЛ 110 кВ Уни – Талица	34,36	АС120	1985	35
134	ВЛ 110 кВ Утиная – Арбач с отпайкой на ПС Шараница	58,31	АС150	1963	57
135	ВЛ 110 кВ Филиппово – Селезениха	17,08	АС120	1989	31
136	ВЛ 110 кВ Чепецк – Азот-1	1,70	АС240	1986	34
137	ВЛ 110 кВ Чепецк – Азот	1,70	АС240	1986	34
138	ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 1	5,87	АС240	1979	41
139	ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 2	5,70	АС120	1979	41
140	ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца	52,15	АС185; АС240	1979	41
141	ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца	22,51	АС120; АС240	1979	41
142	ВЛ 110 кВ Чижи – Восточная I цепь	1,80	АС120	1961	59
143	ВЛ 110 кВ Чижи – Восточная II цепь	1,80	АС120	1961	59
144	ВЛ 110 кВ Шабалино – Гостовская	26,48	АС120	1969	51
145	ВЛ 110 кВ Шабалино – Маяк	5,45	АС120	1991	29

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Протя- женность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в экс- плуа- та- цию	Срок службы на 01.01.2020, лет
146	ВЛ 110 кВ Шурма – Уржум	26,81	АЖ120	1981	39
147	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Макарье	8,68	АС70	1971	49
148	ВЛ 110 кВ Юрьево – Кузнецы	42,61	АС120	1989	31
149	ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши	41,21	АС120	1964	56
150	ВЛ 110 кВ Яранск – Митюши	13,02	АС120	1984	36
151	ВЛ 110 кВ Яранск – РМЗ	4,82	АС120	1975	45

Проведенный филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» анализ технологических нарушений в его электросетевом комплексе, произошедших в 2019 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	22	78
2	Старение материалов	51	49

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% длительно допустимых токовых нагрузок (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 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666). Согласно письму филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666 ДДТН и аварийно допустимые токовые нагрузки (АДТН) обмоток силовых трансформаторов приняты в соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденных Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 (далее – Требования к перегрузочной способности трансформаторов).

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

Таблица 15

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Год выпуска трансформатора	Индекс технического состояния трансформатора	Номинальный ток обмотки ВН трансформатора, А	Возможная нагрузка трансформатора в послеаварийном режиме, А (при температуре окружающей среды)	Возможная загрузка трансформатора в послеаварийном режиме, %	ДДТН обмоток трансформатора, А (для температуры окружающей среды)	АДТН обмоток трансформатора, А / продолжительность нагрузки, мин (для температуры окружающей среды)	Объем отключаемой нагрузки в послеаварийном режиме для исключения токовой перегрузки трансформатора без учета схемно-режимных мероприятий, МВт	Наличие (отсутствие) возможности применения схемно-режимных мероприятий для приведения параметров послеаварийного режима в допустимую область	Объем отключаемой нагрузки в послеаварийном режиме для исключения токовой перегрузки трансформатора с учетом схемно-режимных мероприятий, МВт	Причины отсутствия возможности проведения схемно-режимных мероприятий для приведения параметров послеаварийного режима в допустимую область
1	ПС 110 кВ Беляя Холуница	T-2	1971	91,88	50,2	69 (-6 °C)	137	59,2 (-6 °C)	70,3 / 30 (-10 °C)	1,7	имеется возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания в объеме 0,47 МВт	1,23	ограниченная пропускная способность сети и невозможность обеспечения допустимых уровней напряжения при переводе нагрузки
2	ПС 110 кВ Беляево	T-1 T-2	1977 1981	93,31 87,59	50,2	74 (-20 °C)	147	60,2 (-20 °C)	75,3 / 30 (-20 °C)	2,4	отсутствует возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания	2,4	ограниченная пропускная способность сети и невозможность обеспечения допустимых уровней напряжения при переводе нагрузки
3	ПС 110 кВ Коминтерн	T-1 T-2	1981 1986	87,59 93,06	80,3	116 (-3 °C)	144	94,0 (-3 °C)	120,5 / 10 (-10 °C)	3,9	имеется возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ на другие центры питания в объеме 1,69 МВт	2,21	ограниченная пропускная способность сети и невозможность обеспечения допустимых уровней напряжения при переводе нагрузки

3.1. ПС 110 кВ Белая Холуница

ПС 110 кВ Белая Холуница введена в эксплуатацию в 1962 году. На ПС 110 кВ Белая Холуница установлено 2 трансформатора напряжением 110/35/10 кВ: Т-1 типа ТДТН-16000/110 мощностью 16 МВА, 1983 года выпуска, индекс технического состояния 91,88, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-10000/110 мощностью 10 МВА, 1971 года выпуска, индекс технического состояния 94,90, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

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 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666) приведен на рисунке 1. В день максимальной нагрузки температура окружающей среды с 8:00 до 23:00 составляла от -6 °С до -7 °С. В среднем температура держалась на отметке -6 °С.

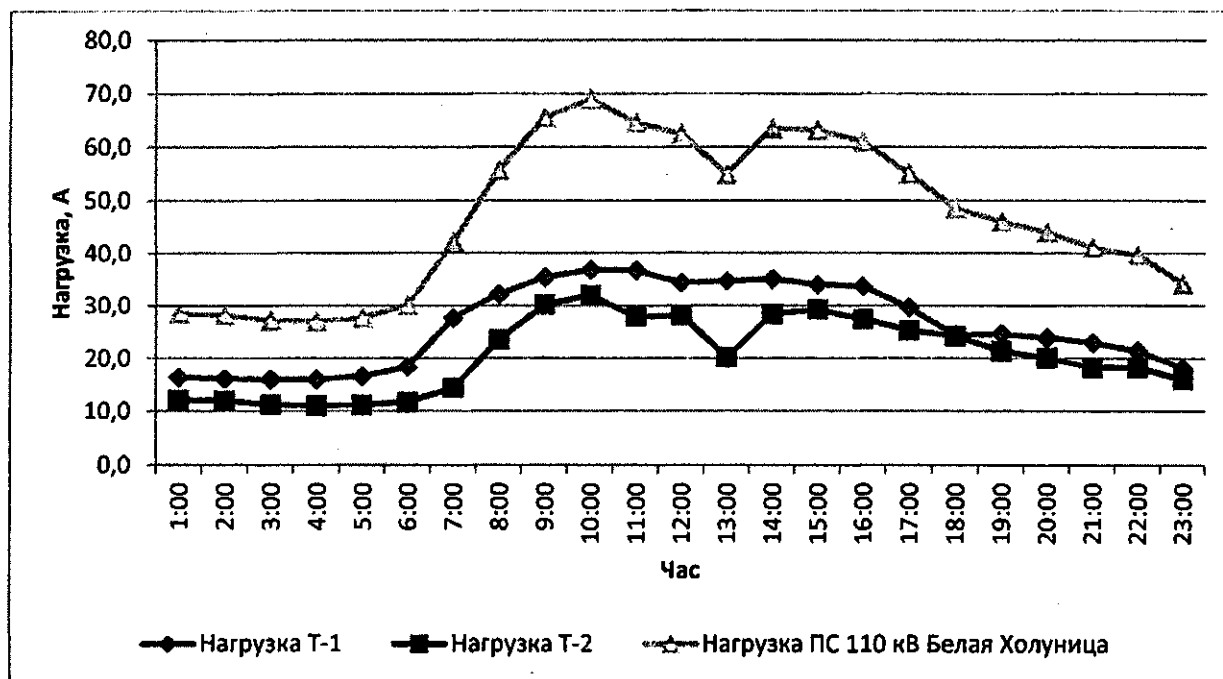


Рисунок 1. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница в день максимальной зимней нагрузки (17.01.2019).

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).

Параметры допустимой загрузки Т-1 мощностью 16 МВА ПС 110 кВ Белая Холуница (в соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 8, 9, 11, 12 Требований к перегрузочной способности трансформаторов):

номинальный ток обмотки ВН – 80,3 А;

ДДТН при температуре окружающей среды -6 °С – 94,8 А (118% от номинального тока);

АДТН обмотки ВН в течение 30 минут для температуры окружающей среды -10 °С – 112,4 А (140% от номинального тока).

Параметры допустимой загрузки Т-2 мощностью 10 МВА ПС 110 кВ Белая Холуница (в соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 8, 9, 11, 12 Требований к перегрузочной способности трансформаторов):

номинальный ток обмотки ВН – 50,2 А;

ДДТН при температуре окружающей среды -6 °С – 59,2 А (118% от номинального тока);

АДТН обмотки ВН в течение 30 минут для температуры окружающей среды -10 °С – 70,3 А (140% от номинального тока).

При аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Белая Холуница нагрузка 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 для температуры окружающей среды -10 °С. В соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 11, 12 Требований к перегрузочной способности трансформаторов допустимая продолжительность такой перегрузки обмотки ВН не должна превышать 30 минут.

Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница в зимнее время на другие центры питания невозможен в связи с

ограничениями пропускной способности сети и невозможностью обеспечения допустимых уровней напряжения. 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 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666). Таким образом, располагаемых мероприятий по переводу нагрузки на смежные центры питания недостаточно для ликвидации превышения ДДТН, АДТН Т-2.

Для ликвидации превышения ДДТН Т-2 на ПС 110 кВ Белая Холуница необходим ввод ГВО в объеме 1,7 МВт с целью предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 118% (допустимая длительная перегрузка трансформатора для температуры окружающей среды -6 °С). Для исключения риска ввода ГВО при аварийном отключении трансформатора Т-1 с учетом максимальной нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница 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 превентивного перевода нагрузки на близлежащие центры питания (ПС 110 кВ Иванцево, ПС 110 кВ Ильинская) является нецелесообразным из-за недопустимого снижения напряжения 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).

По информации, представленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», в случае реализации выданных ТУ на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (все относятся к указанным в

пунктах 12(1) и 14 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» (далее – Правила технологического присоединения) прирост нагрузки на ПС 110 кВ Белая Холуница с учетом эффекта совмещения максимумов составит до 0,17 МВт (0,18 МВА).

Действующие (выданные) ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Белая Холуница по состоянию на 01.01.2020 года представлены в таблице 16, перечень действующих ТУ на технологическое присоединение – в приложении № 1.

Таблица 16

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	ТУ на технологическое присоединение
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	187	Белохолуницкий район	до 15 кВт – 4 единицы; от 15 до 150 кВт – 1 единица
Итого	187		

В случае реализации выданных ТУ на технологическое присоединение нагрузка ПС 110 кВ Белая Холуница составит до 70 А (13,92 МВА). Для ликвидации превышения ДДТН на ПС 110 кВ Белая Холуница с учетом выданных ТУ может потребоваться ввод ГВО в объеме до 1,87 МВт.

Замена трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА (номинальный ток обмотки ВН 80,3 А) по условию исключения необходимости ввода ГВО в существующей схеме (отчетном периоде) является достаточной мерой также для исключения возможной недопустимой перегрузки по току трансформатора Т2 ПС 110 кВ Белая Холуница в случае реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии по действующим техническим условиям.

3.2. ПС 110 кВ Беляево

ПС 110 кВ Беляево введена в эксплуатацию в 1977 году. На ПС 110 кВ Беляево установлено 2 трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый: Т-1 типа ТДН-10000/110, 1977 года выпуска, индекс технического состояния 93,31, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-10000/110, 1981 года выпуска, индекс технического состояния 87,59, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

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 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666) приведен на рисунке 2. В день максимальной нагрузки температура окружающей среды составляла от -18 °С до -22 °С. В среднем температура держалась на отметке -20 °С.

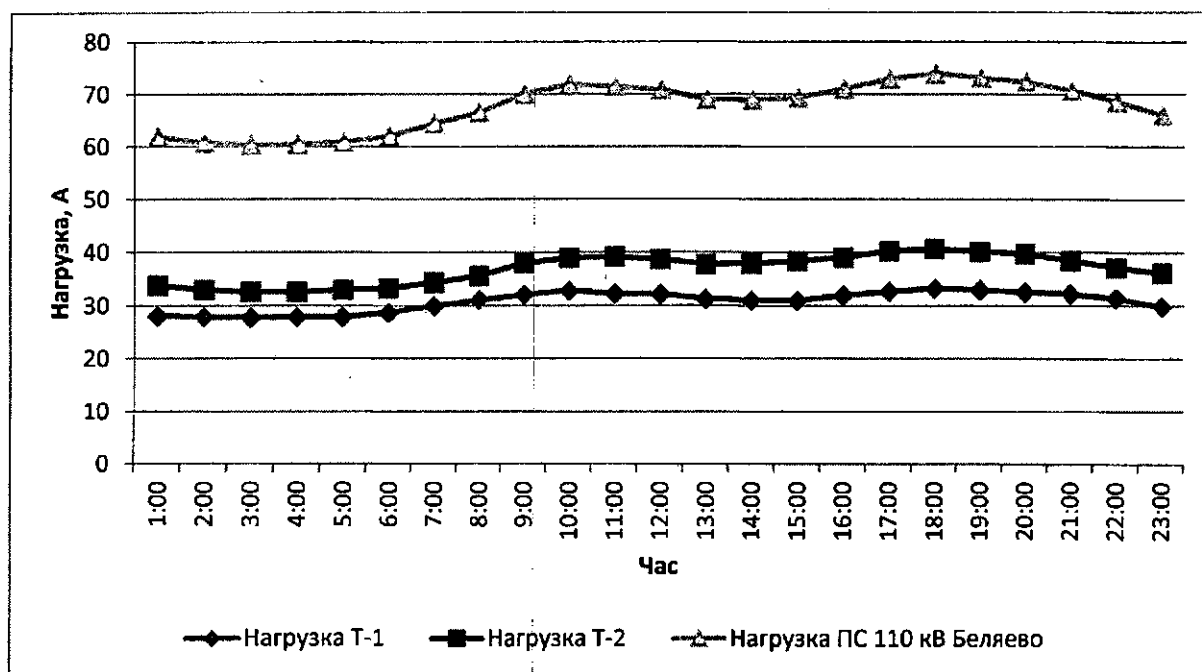


Рисунок 2. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Беляево в день максимальной зимней нагрузки (26.01.2019).

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).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА ПС 110 кВ Беляево (в соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 8, 9, 11, 12 Требований к перегрузочной способности трансформаторов):

номинальный ток обмотки ВН – 50,2 А;

ДДТН при температуре окружающей среды $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – 60,2 А (120% от номинального тока);

АДТН обмотки ВН в течение 30 минут для температуры окружающей среды $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – 75,3 А (150% от номинального тока).

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 для температуры окружающей среды $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. В соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 11, 12 Требований к перегрузочной способности

трансформаторов допустимая продолжительность такой перегрузки обмотки ВН не должна превышать 30 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 при переводе нагрузки. Указанная информация представлена филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666).

Для ликвидации превышения ДДТН на ПС 110 кВ Беляево необходим ввод ГВО в объеме 2,4 МВт с целью предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 120% (допустимая длительная перегрузка трансформатора для температуры окружающей среды -20 °С).

Для исключения риска ввода ГВО при аварийном отключении одного трансформатора с учетом максимальной нагрузки ПС 110 кВ Беляево в размере 74 А 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 превентивного перевода нагрузки на близлежащие центры питания (ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Коминтерн) является нецелесообразным из-за недопустимого снижения напряжения ввиду большой удаленности ПС друг от друга (от ПС 110 кВ Беляево до ПС Вахруши – 20 километров, от ПС 110 кВ Беляево до ПС 110 кВ Коминтерн – 10 километров).

По информации, представленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», в случае реализации выданных ТУ на технологическое присоединение потребителей электрической энергии (все относится к указанным в пунктах 12(1) и 14 Правил технологического присоединения) прирост нагрузки на ПС 110 кВ Беляево с учетом эффекта совмещения максимумов составит до 1,4 МВт (1,51 МВА).

Действующие (выданные) ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Беляево по состоянию на 01.01.2020 года представлены в таблице 17, перечень действующих ТУ на технологическое присоединение – в приложении № 1.

Таблица 17

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	ТУ на технологическое присоединение
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	1558,5	Слободской район	до 15 кВт – 89 единиц; от 15 до 150 кВт – 10 единиц
Итого	1558,5		

В случае реализации выданных ТУ на технологическое присоединение нагрузка ПС 110 кВ Беляево составит до 82 А (16,25 МВА). Для ликвидации превышения ДДТН на ПС 110 кВ Беляево может потребоваться ввод ГВО в объеме до 3,8 МВт.

Замена трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА (номинальный ток обмотки ВН 80,3 А) по условию исключения необходимости ввода ГВО в существующей схеме (отчетном периоде) является достаточной мерой также для исключения возможной недопустимой перегрузки по току трансформатора ПС 110 кВ Беляево в случае реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии по действующим техническим условиям.

3.3. ПС 110 кВ Коминтерн

ПС 110 кВ Коминтерн введена в эксплуатацию в 1981 году. На ПС 110 кВ Коминтерн установлено 2 трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый: Т-1 типа ТДТН-16000/110, 1981 года выпуска, индекс технического состояния 87,59, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-16000/110, 1986 года выпуска, индекс технического состояния

93,06, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Схема прилегающей к ПС 110 кВ Коминтерн сети 35 – 110 кВ приведена на рисунке 3.

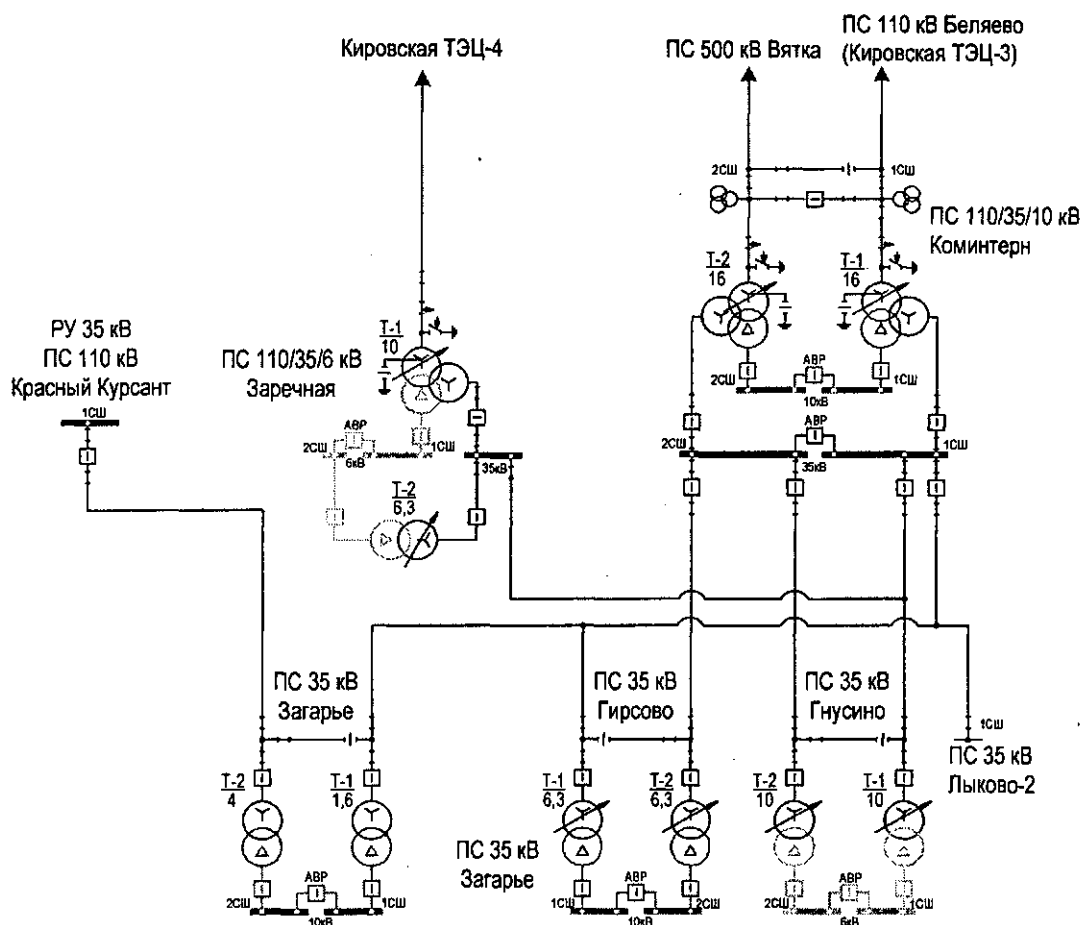


Рисунок 3. Схема прилегающей к ПС 110 кВ Коминтерн сети 35 – 110 кВ.

Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в день максимальной нагрузки отопительного периода 2018/2019 года (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666) приведен на рисунке 4. В день максимальной нагрузки температура окружающей среды составляла от -5 °С до -2 °С. В среднем температура держалась на отметке -3 °С.

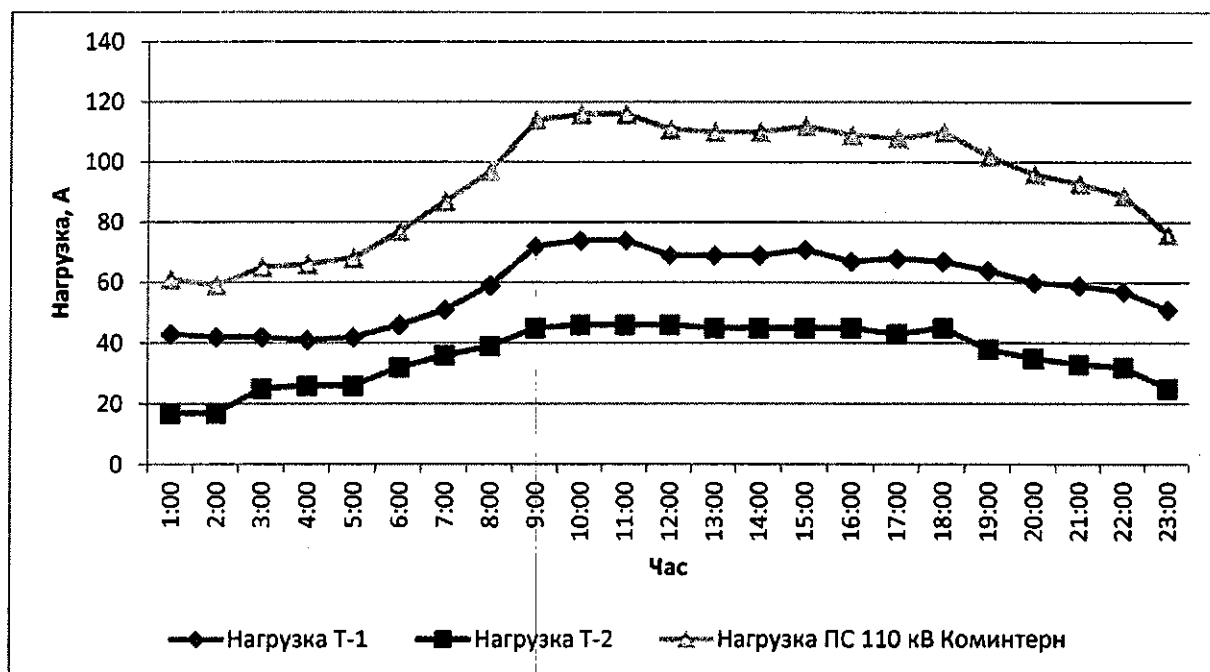


Рисунок 4. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в день максимальной зимней нагрузки (26.02.2019).

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).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА ПС 110 кВ Коминтерн (в соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 8, 9, 11, 12 Требований к перегрузочной способности трансформаторов):

номинальный ток обмотки ВН – 80,3 А;

ДДТН при температуре окружающей среды -3 °С – 94,0 А (117% от номинального тока);

АДТН обмотки ВН в течение 10 минут при температуре окружающей среды -10 °С – 120,5 А (150% от номинального тока).

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 для температуры окружающей среды -10 °С. В соответствии с пунктом 5.3.14 ПТЭ и с учетом пунктов 11, 12 Требований к перегрузочной способности

трансформаторов допустимая продолжительность такой перегрузки обмотки ВН не должна превышать 10 минут.

Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в зимнее время на другие центры питания невозможен. На близлежащем центре питания (ПС 110 кВ Заречная) низкий класс напряжения составляет 6 кВ. Перевод нагрузки на ПС 110 кВ Беляево по сети 10 кВ невозможен в связи с ограничениями пропускной способности сети и невозможностью обеспечения допустимых уровней напряжения при переводе нагрузки. 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 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666).

Для ликвидации превышения ДДТН на ПС 110 кВ Коминтерн необходим ввод ГВО в объеме 3,9 МВт с целью предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 117% (допустимая длительная перегрузка трансформатора для температуры окружающей среды -3 °С).

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

Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для превентивного перевода нагрузки с шин 10 кВ ПС 110 кВ Коминтерн на близлежащие центры питания (ПС 110 кВ Беляево) является нецелесообразным из-за недопустимого снижения напряжения ввиду большой удаленности подстанций друг от друга (от ПС 110 кВ Коминтерн до ПС 110 кВ Беляево – 10 километров).

По информации, представленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», в случае реализации выданных ТУ на технологическое присоединение потребителей электрической энергии (все

относятся к указанным в пунктах 12(1) и 14 Правил технологического присоединения) прирост нагрузки на ПС 110 кВ Коминтерн с учетом эффекта совмещения максимумов составит до 0,4 МВт (0,43 МВА).

Действующие (выданные) ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Коминтерн по состоянию на 01.01.2020 года представлены в таблице 18, перечень действующих ТУ на технологическое присоединение – в приложении № 1.

Таблица 18

№ п/п	Наименование ПС, объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	ТУ на технологическое присоединение
1	ПС 110 кВ Коминтерн			
	Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	249	Слободской район	до 15 кВт – 16 единиц; от 15 до 100 кВт – 1 единица
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	198,9	Юрьянский район	до 15 кВт – 5 единиц; от 100 до 150 кВт – 1 единица
	Итого	447,9		

В случае реализации выданных ТУ на технологическое присоединение загрузка ПС 110 кВ Коминтерн составит до 118 А (23,53 МВА). Для ликвидации превышения ДДТН на ПС 110 кВ Коминтерн с учетом выданных ТУ может потребоваться ввод ГВО в объеме до 4,3 МВт.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 24.12.2019 № МР7-КирЭ/18/6666), техническое перевооружение ПС 110 кВ Коминтерн на существующей площадке невозможно в связи с отсутствием возможности установки силовых трансформаторов мощностью 25 МВА на существующие фундаменты в

условиях стесненной площадки ПС 110 кВ Коминтерн, а также по условиям безопасного производства строительно-монтажных работ.

Для исключения риска ввода ГВО при аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Коминтерн 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 (со строительством отпайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево).

ПС 110 кВ Заречная введена в эксплуатацию в 1962 году. На ПС 110 кВ Заречная установлено 2 трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА, 1965 года выпуска, индекс технического состояния 91,79; Т-2 типа ТМН-6300/35 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА, 1992 года выпуска, индекс технического состояния 85,00. Т-1 запитан от ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь с отпайками, Т-2 запитан от ВЛ 35 кВ Коминтерн – Заречная с отпайкой на ПС Гнусино.

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 по состоянию на 01.01.2020 года отсутствуют.

В случае перевода Т-2 ПС 110 кВ Заречная на питание от сети 110 кВ и изменения схемы прилегающей сети 35 кВ (перевод по сети 35 кВ нагрузки с ПС 110 кВ Коминтерн (Т-1 ПС 35 кВ Гнусино) на 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 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА 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 выданных ТУ на технологическое присоединение нагрузка ПС 110 кВ Коминтерн составит 16,4 МВА (82 А на стороне ВН, что не превышает ДДТН в размере 94,0 А при температуре -3 °С).

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 (с учетом отмеченного выше отсутствия возможности реконструкции ПС 110 кВ Коминтерн на существующей площадке) 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.

По результатам технико-экономического сравнения для исключения риска ввода ГВО при аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Коминтерн к реализации рекомендуется наиболее оптимальный вариант с заменой силового трансформатора Т-2 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на ПС 110 кВ Заречная на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА (со строительством отпайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево).

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 строительством отпайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная является достаточной мерой как для исключения недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийных режимах в существующей схеме (отчетном периоде), так и с учетом возможной

реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии по действующим техническим условиям.

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 2021 – 2025 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.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» Правительство Российской Федерации при реализации совместно с органами государственной власти субъектов Российской Федерации национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» должно обеспечить в 2024 году решение задачи по преобразованию приоритетных отраслей экономики и социальной сферы, включая энергетическую инфраструктуру, посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений.

Соглашением между Правительством Кировской области и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 06.06.2019 о взаимодействии в сфере развития электросетевого комплекса Кировской области определено стратегическое взаимодействие в процессе инновационного развития электросетевого комплекса Кировской области с применением технологий «цифровизации» в рамках долгосрочного тарифного регулирования, в том числе в целях увеличения надежности электроснабжения потребителей Кировской области и создания благоприятных условий для повышения уровня и качества жизни населения Кировской области.

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 2021 – 2025 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 2020 – 2025 годы

Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности на 2020 – 2025 годы представлен в таблице 19.

Таблица 19

№ п/п	Наименование показателя	Прогноз потребления (спроса) электрической энергии и мощности					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	Потребление (спрос) электроэнергии, млн. кВт·ч	7240	7241	7254	7284	7346	7364
	% к предыдущему году	—	0,01	0,18	0,41	0,85	0,25
2	Потребление мощности (спрос), МВт	1193	1196	1198	1203	1210	1217
	% к предыдущему году	—	0,25	0,17	0,42	0,58	0,58

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 20.

Таблица 20
(МВт)

№ п/п	Наименование энергорайона	Максимум нагрузки					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	Центральный энергорайон	1088	1091	1093	1098	1104	1110
2	Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	966	969	970	974	980	986
3	Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	413	414	415	417	419	422
4	Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	248	248	249	250	251	252
5	Энергорайон Кировской ТЭЦ-3*	133	133	133	134	134	135
6	Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк	257	257	258	259	260	262
7	Кирсинско-Омутнинский энергорайон	72	73	73	73	74	74
8	Фаленско-Омутнинский энергорайон	143	143	144	144	145	146
9	Котельничский энергорайон	98	98	99	99	100	100
10	Мурашинский (Северный) энергорайон	65	66	67	67	68	68
11	Южный энергорайон	108	108	108	109	109	110
12	Вятско-Полянский энергорайон	85	85	85	86	86	87

* Снижение потребления энергорайона по сравнению со статистическими данными 2015 – 2019 годов связано с реализацией технических условий 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 21.

Таблица 21
(МВт)

№ п/п	Наименование энергорайона	Максимум нагрузки					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	Центральный энергорайон	838	840	841	845	850	855
2	Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	731	733	734	737	742	746
3	Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	310	310	311	312	314	316
4	Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	183	184	184	185	186	187
5	Энергорайон Кировской ТЭЦ-3*	105	105	105	105	106	107
6	Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк	223	223	224	225	226	227
7	Кирсинско-Омутнинский энергорайон	65	65	66	66	66	67
8	Фаленско-Омутнинский энергорайон	120	120	121	121	122	123
9	Котельничский энергорайон	81	81	81	82	82	82
10	Мурашинский (Северный) энергорайон	46	47	47	47	48	48
11	Южный энергорайон	84	84	84	85	85	86
12	Вятско-Полянский энергорайон	71	72	72	72	72	73

* Снижение потребления энергорайона по сравнению со статистическими данными 2015 – 2019 годов связано с реализацией технических условий 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. Прогноз развития генерирующих мощностей

Прогноз развития генерирующих мощностей принят в соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы.

На период 2021 – 2025 годов ввод новых генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации в энергосистеме Кировской области не планируется.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации на электростанциях энергосистемы Кировской области представлены в таблице 22.

Таблица 22

№ п/п	Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год вывода	Выводимая мощность, МВт
1	Кировская ТЭЦ-1	АО «Кировская ТЭЦ-1»	2 Р-5-35	Газ	2020	5,0
2	Кировская ТЭЦ-3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»	3 ПТ-22-90	Газ	2020	22,0

4.5.2. Структура перспективных балансов электрической энергии и мощности

Структура перспективных балансов электрической энергии с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2020 – 2025 годов представлена в таблице 23.

Таблица 23
(млн. кВт·ч)

№ п/п	Наименование показателя	Производство и потребление (спрос) электрической энергии					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	Потребность (электропотребление)	7240	7241	7254	7284	7346	7364
2	Покрывтие (производство электроэнергии)	4178	4260	4351	4407	4474	4506
	в том числе:						
	АЭС	—	—	—	—	—	—
	ГЭС	—	—	—	—	—	—

№ п/п	Наименование показателя	Производство и потребление (спрос) электрической энергии					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
	ТЭС	4178	4260	4351	4407	4474	4506
	ВИЭ	—	—	—	—	—	—
3	Сальдо перетоков	3062	2981	2903	2877	2872	2858

Структура перспективных балансов мощности с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2020 – 2025 годов представлена в таблице 24.

Таблица 24
(МВт)

№ п/п	Наименование показателя	Перспективные балансы мощности					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	Потребность (собственный максимум)	1193	1196	1198	1203	1210	1217
2	Покрытие (установленная мощность)	944,3	944,3	944,3	944,3	944,3	944,3
	в том числе:						
	АЭС	—	—	—	—	—	—
	ГЭС	—	—	—	—	—	—
	ТЭС	944,3	944,3	944,3	944,3	944,3	944,3
	ВИЭ	—	—	—	—	—	—
3	Сальдо перетоков	248,7	251,7	253,7	258,7	265,7	272,7

4.5.3. 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 2021 – 2025 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 2021 – 2025 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 органов местного самоуправления Кировской области 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 2021 – 2025 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 2021 – 2025 годы представлена в приложении № 2.

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 напряжением 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый: Т-1 типа ТДТН-16000/110, 1976 года выпуска, индекс технического состояния 90,49; Т-2 типа ТДТН-16000/110, 1981 года выпуска, индекс технического состояния 84,47 (схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Советск – № 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой 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 (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768) 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. Мероприятиями 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.

Для устранения выявленных нарушений требуется проведение комплексной реконструкции ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ. В соответствии с требованиями пункта 1 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (НТП ПС)» (далее – СТО 56947007-29.240.10.248-2017) при проведении реконструкции схемы распределительных устройств должны выбираться в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35 – 750 кВ. Типовые решения» (далее – СТО 56947007-29.240.30.010-2008) и СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ» (далее – СТО 56947007-29.240.30.047-2010).

Согласно пункту 6.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

С учетом требований пункта 2.5 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 для проходной ПС 110 кВ, а также для сохранения транзита мощности при ремонте секционного выключателя рекомендуется применить схему РУ 110 кВ № 110-5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768), при проведении реконструкции подстанции в пределах существующей территории требуется на длительное время выводить из работы один трансформатор, отключение оставшегося в работе трансформатора может привести к отключению на длительный период нагрузки в размере 11,13 МВА, в том числе потребителей 1 и 2 категории по надежности электроснабжения. При этом возможен перевод нагрузки на соседние центры питания только в размере 2 МВА. Без электроснабжения может остаться население численностью более 17 тыс. человек.

С целью минимизации рисков отключения нагрузки рассмотрен вариант строительства новой ПС 110 кВ Трехречье взамен существующей ПС 110 кВ Советск.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768), для размещения новой ПС 110 кВ Трехречье, сооружаемой взамен ПС 110 кВ Советск, зарезервирована площадка в непосредственной близости от существующей ПС 110 кВ Советск. По предварительной оценке стоимость строительства новой подстанции оценивается в размере 468,4 млн. рублей, в то время как проведение комплексной реконструкции без замены силовых трансформаторов в пределах существующей подстанции с учетом производства работ внутри действующей подстанции и мероприятий по обеспечению ответственных потребителей на период проведения

реконструкции резервными источниками электроснабжения оценивается в размере 502,5 млн. рублей.

Следовательно, рекомендуется в 2022 – 2023 годах выполнить строительство ПС 110 кВ Трехречье с последующим выводом из работы ПС 110 кВ Советск. Окончательный год реализации будет определен на стадии формирования инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

Рекомендуемая схема подключения ПС 110 кВ Трехречье к энергосистеме Кировской области приведена на рисунке 5.

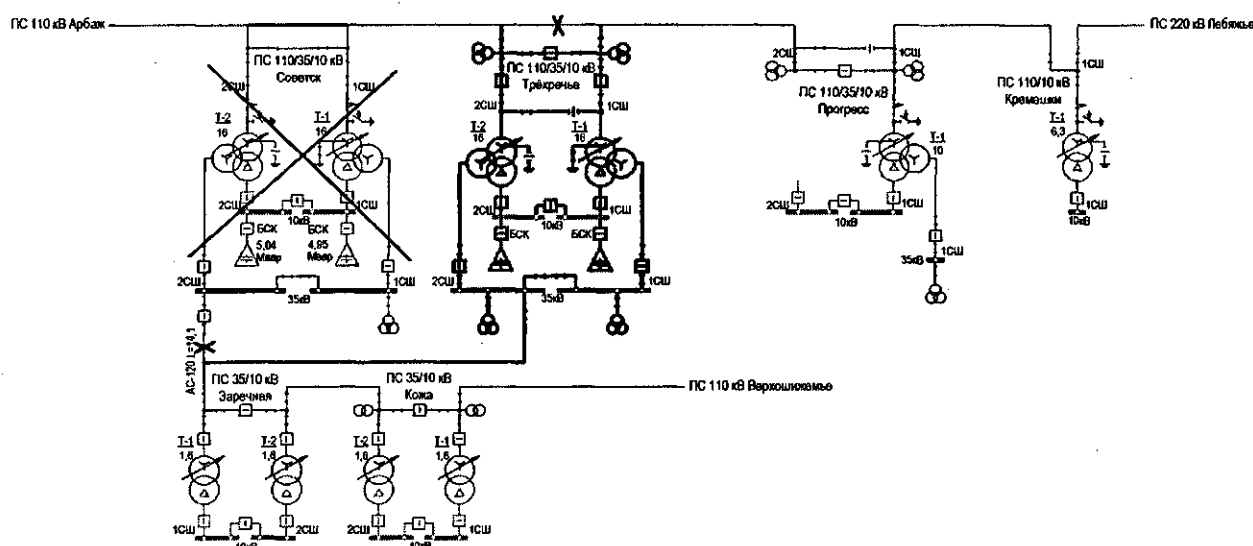


Рисунок 5. Строительство ПС 110 кВ Трехречье в Советском районе (взамен существующей ПС 110 кВ Советск).

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, индекс технического состояния 92,04; Т-2 типа КТРУ-10000/110, 1963 года выпуска, индекс технического состояния 83,45; Т-3 типа ТДТН-10000/110, 1971 года выпуска, индекс технического состояния 92,04.

ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Красный Курсант выполнено по нетиповой схеме. 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 с отключением потребителей пгт Мурыгино.

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 результатам контрольных зимних замеров за последние три года нагрузка ПС 110 кВ Красный Курсант составляла: 20.12.2017 – 8,5 МВА (43 А на стороне ВН трансформатора); 19.12.2018 – 14,5 МВА (73 А на стороне ВН трансформатора); 18.12.2019 – 9,6 МВА (48 А на стороне ВН трансформатора).

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 28.01.2020 (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768) 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 МВ 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, МВ 110 кВ, МВ 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, МВ 6 кВ, КРУ 6 кВ, МВ 35 кВ, разъединителей 35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, разъединителей 110 кВ, МВ 110 кВ и металлических порталов 110 кВ.

Для устранения выявленных нарушений требуется проведение комплексной реконструкции ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ. В соответствии с требованиями пункта 6.1 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 при проведении реконструкции схемы распределительных устройств должны выбираться на основании СТО 56947007-29.240.30.010-2008 и СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Согласно пункту 6.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 применение отделителей и короткозамыкателей не допускается. В соответствии с пунктом 6.8 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 количество трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, принимается, как правило, два.

С учетом требований пункта 2.14 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 для узловой ПС 110 кВ с тремя отходящими ЛЭП 110 кВ и двумя трансформаторами, а также для сохранения в работе транзита 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант – Мураши при плановом отключении системы сборных шин рекомендуется применить схему РУ 110 кВ № 110-13 «две рабочие системы шин».

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768), при проведении реконструкции подстанции в пределах существующей территории с учетом существующей схемы ОРУ 110 кВ потребуется на длительное время полностью отключать подстанцию, с отключением нагрузки в размере

14,5 МВА, в том числе отключением промышленных предприятий и потребителей 1 и 2 категории по надежности электроснабжения. При этом перевод нагрузки на соседние центры питания невозможен из-за отсутствия на смежных центрах питания напряжения 6 кВ. Без электроснабжения останется население численностью около 7 тыс. человек.

С целью сохранения бесперебойного электроснабжения потребителей в период проведения реконструкции подстанции рассмотрен вариант строительства новой ПС 110 кВ Мурыгино взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768), для размещения новой ПС 110 кВ Мурыгино зарезервирована площадка на расстоянии 200 метров от существующей ПС 110 кВ Красный Курсант. В соответствии с пунктом 7.3 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе трансформаторы (с учетом их допустимой по техническим условиям перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание нагрузки. Таким образом, с учетом существующей нагрузки, стандартной шкалы мощностей трансформаторов и отсутствия в рассматриваемом районе перспективных энергоемких потребителей на подстанции рекомендуется установить два силовых трансформатора мощностью по 16 МВА (с номинальным током обмотки ВН 80,3 А).

По предварительной оценке стоимость строительства новой подстанции оценивается в размере 526,646 млн. рублей, в то время как проведение комплексной реконструкции без замены силовых трансформаторов в пределах существующей подстанции с учетом производства работ внутри действующей подстанции и мероприятий по обеспечению ответственных потребителей на период проведения

реконструкции резервными источниками электроснабжения оценивается в размере 581,2 млн. рублей.

Следовательно, рекомендуется в 2023 – 2025 годах выполнить строительство ПС 110 кВ Мурыгино с последующим выводом из работы ПС 110 кВ Красный Курсант.

Рекомендуемая схема подключения ПС 110 кВ Мурыгино к энергосистеме Кировской области представлена на рисунке 6.

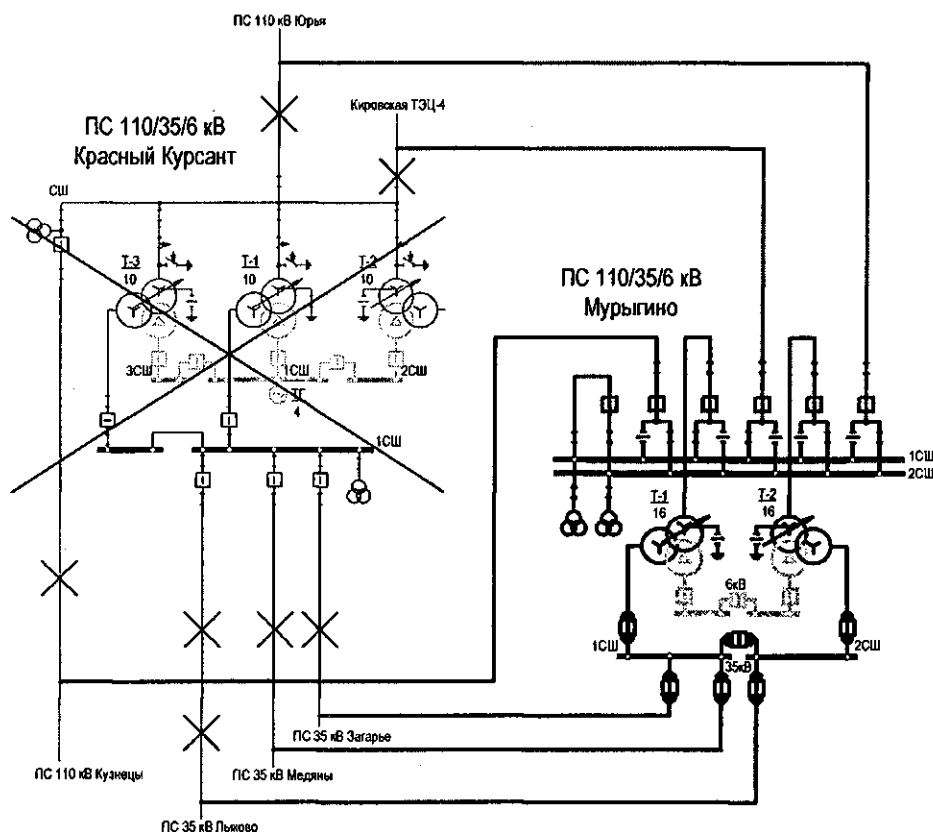


Рисунок 6. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино в Юрьянском районе (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант).

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 Заречная введена в эксплуатацию в 1962 году. На ПС 110 кВ Заречная установлено 2 трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110

напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА, 1965 года выпуска, индекс технического состояния 91,79; Т-2 типа ТМН-6300/35 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА, 1992 года выпуска, индекс технического состояния 85,00. Т-1 запитан от ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь с отпайками, Т-2 запитан от ВЛ 35 кВ Коминтерн – Заречная с отпайкой на ПС Гнусино.

По итогам анализа существующих режимов, рассмотренных в подразделе 3.3 настоящей Программы, для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме трансформатора Т-1 (Т-2) с учетом максимальной нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн в размере 116 А необходимы 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 и увеличением мощности трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Заречная мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА).

Кроме того, 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 28.01.2020 (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768) 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 МВ 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, МВ 35 кВ, разъединителей

35 кВ, ОД и КЗ 110 кВ, разъединителей 110 кВ и металлических порталов 110 кВ.

Для устранения выявленных нарушений с учетом необходимости перевода питания Т-2 ПС 110 кВ Заречная с сети 35 кВ на сеть 110 кВ требуется проведение комплексной реконструкции ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ. В соответствии с требованиями пункта 6.1 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 при проведении реконструкции схемы распределительных устройств должны выбираться на основании СТО 56947007-29.240.30.010-2008 и СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Согласно пункту 6.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

С учетом требований пункта 2.2 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 для тупиковой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами рекомендуется применить схему РУ 110 кВ № 110-4 «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768), техническое перевооружение ОРУ 35 кВ и ОРУ 110 кВ планируется выполнить на существующей территории подстанции, при этом требуется расширение территории подстанции в северном и западном направлениях.

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

Рекомендуемая схема подключения ПС 110 кВ Заречная к энергосистеме Кировской области после реконструкции ОРУ 35 – 110 кВ приведена на рисунке 7.

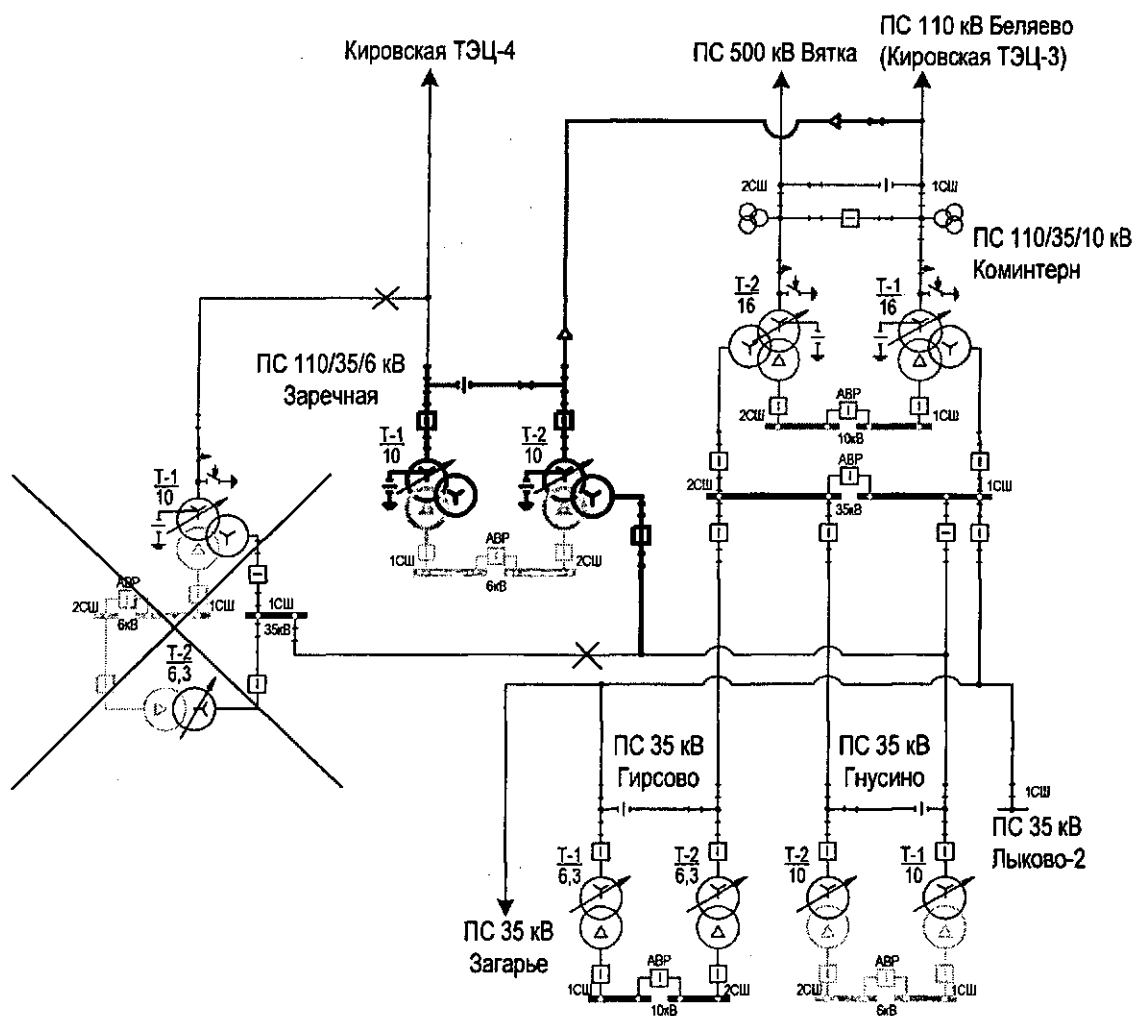


Рисунок 7. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная и строительство отпайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево.

4.6.4. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница

ПС 110 кВ Белая Холуница введена в эксплуатацию в 1962 году. На ПС 110 кВ Белая Холуница установлено 2 трансформатора напряжением 110/35/10 кВ: Т-1 типа ТДТН-16000/110 мощностью 16 МВА, 1983 года выпуска, индекс технического состояния 91,88, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-10000/110 мощностью 10 МВА, 1971 года выпуска, индекс технического состояния 94,90, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

По итогам анализа существующих режимов, рассмотренных в подразделе 3.1 настоящей Программы, 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).

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 12.04.2019 № 432 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Белая Холуница» на территории муниципального образования Белохолуницкое городское поселение Белохолуницкого района Кировской области создана территория опережающего социально-экономического развития «Белая Холуница» с целью обеспечения достижения стабильного социально-экономического развития данного муниципального образования путем привлечения инвестиций и создания новых рабочих мест. Замена трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор большей мощности создаст благоприятные условия для социально-экономического развития Белохолуницкого городского поселения.

Кроме того, основное оборудование ПС 110 кВ Белая Холуница 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 Белая Холуница от 28.02.2020 (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768) 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 Белая Холуница: значения скоростных и временных характеристик МВ 35 кВ, МВ 110 кВ имеют граничные значения, глубокая коррозия металла металлоконструкций ОРУ 35 – 110 кВ, разрушение фундаментов под металлоконструкциями ОРУ 35 – 110 кВ, затруднена регулировка разъединителей 35 – 110 кВ и

отделителей 110 кВ, разрушение кабельных лотков. Мероприятиями по устранению нарушений определено произвести замену МВ 35 кВ, МВ 110 кВ, разъединителей 35 кВ, отделителей 110 кВ, разъединителей 110 кВ, металлоконструкций ОРУ 35 – 110 кВ, замену кабельных лотков.

Для устранения выявленных нарушений требуется проведение комплексной реконструкции ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ. В соответствии с требованиями пункта 6.1 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 при проведении реконструкции схемы распределительных устройств должны выбираться на основании СТО 56947007-29.240.30.010-2008 и СТО 56947007-29.240.30.047-2010. На основании пункта 6.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

С учетом требований пункта 2.5 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 для проходной ПС 110 кВ, а также для сохранения транзита мощности при ремонте секционного выключателя рекомендуется применить схему РУ 110 кВ № 110-5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

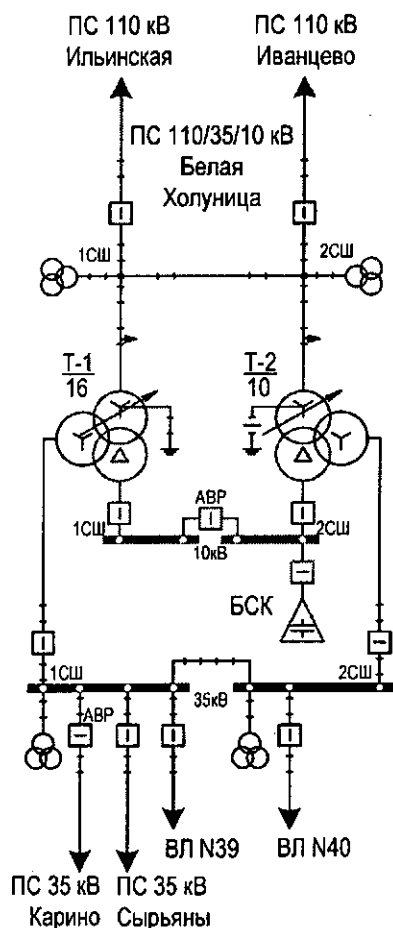
По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (письмо от 10.03.2020 № МР7-КирЭ/18/1768), техническое перевооружение ОРУ 35 кВ и ОРУ 110 кВ планируется выполнить на существующей территории подстанции, при этом расширение территории подстанции не требуется.

Рекомендуемый срок замены силового трансформатора на ПС 110 кВ Белая Холуница – 2021 – 2022 годы.

Рекомендуемый срок технического перевооружения ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Белая Холуница – 2023 – 2025 годы.

Рекомендуемая схема подключения ПС 110 кВ Белая Холуница к энергосистеме Кировской области приведена на рисунке 8.

До реконструкции ОРУ 110 кВ



После реконструкции ОРУ 110 кВ

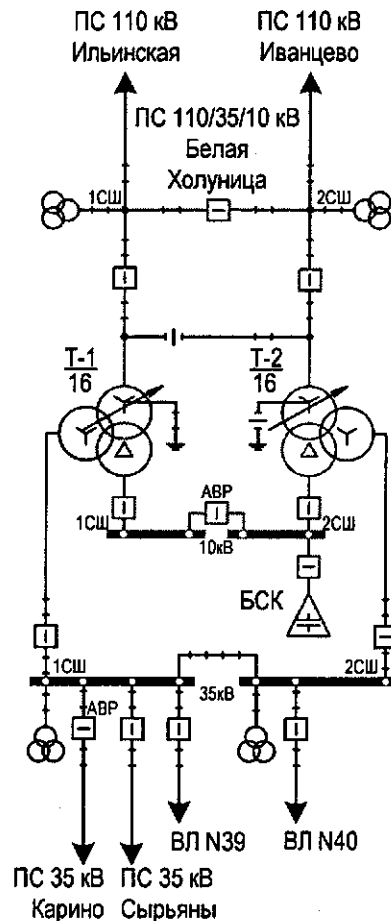


Рисунок 8. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница с изменением схемы ОРУ 110 кВ в Белохолуницком районе.

4.6.5. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево

ПС 110 кВ Беляево введена в эксплуатацию в 1977 году. На ПС 110 кВ Беляево установлено 2 трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый: Т-1 типа ТДН-10000/110, 1977 года выпуска, индекс технического состояния 93,31, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла); Т-2 типа ТДТН-10000/110, 1981 года выпуска, индекс технического состояния 87,59, тип охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

По итогам анализа существующих режимов, рассмотренных в подразделе 3.2 настоящей Программы, для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме трансформатора Т-1 (Т-2) 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).

Рекомендуемый срок замены силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Беляево – 2025 – 2026 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 2021 – 2025 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 2021 – 2025 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. При определении допустимых параметров сети температура наружного воздуха для зимних периодов принята -5°C , для летних периодов – $+25^{\circ}\text{C}$.

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 2021 – 2025 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) принято согласно проекту Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы.

В расчетных моделях на 2021 – 2025 годы учтены реализуемые и перспективные проекты по развитию территориальных распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше, приведенные в подразделе 4.6 настоящей Программы.

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 2021 – 2025 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 2021 – 2025 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 для летнего периода и -5 °С для зимнего периода.

Расчеты схемно-режимных ситуаций, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме и ремонтных схемах сети 110 кВ и выше, выполнены для 2025 года, так как ввод в эксплуатацию планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в 2021 – 2025 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 2021 – 2025 годах изменятся незначительно. Графические схемы послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области, для 2025 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.

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

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино;

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная;

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково;

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Киров 2 ц. в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Киров 3 ц.;

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 в режиме ремонта Блока 1 Кировской ТЭЦ-3;

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Чепецк – Кировская ТЭЦ-3 с отпайкой на ПС Кристалл;

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 1 ц. в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц.;

аварийное отключение ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Кутлу Букаш – Вятские Поляны;

аварийное отключение АТГ 1 ПС 500 кВ Вятка в режиме ремонта АТГ 2 ПС 500 кВ Вятка.

Проведенными расчетами нормативных возмущений в ремонтных схемах недопустимые 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 25.

Таблица 25

№ п/п	Место установки	Наименование БСК	Напряжение ($U_{\text{ном}}$), 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 Нолинск	БСК 1	10 кВ	5,04	5,04
		БСК 2	10 кВ	5,1	5,1
3	ПС 110 кВ Яранск	БСК 1	10 кВ	5,4	5,4
		БСК 2	10 кВ	5,4	5,4
		БСК 3	10 кВ	5,4	5,4
		БСК 4	10 кВ	5,4	5,4

Места размещения и уставки срабатывания устройств АОСН представлены в таблице 26.

Таблица 26

№ 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 110 кВ ВЛ Ветошкино; ОВМ 110 кВ; фидеров 10 кВ
2	ПС 110 кВ Нолинск	1	25 кВ (напряжение на шинах 35 кВ не ниже 12,7 кВ)	20 с	отключение с запретом АПВ фидеров 10 кВ
		2		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 Арбаз	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 – Арбаз 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 – 2025 годах 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, монтаж ОРУ 110 кВ и строительство КЛ 110 кВ – отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная.

Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заречная со строительством тупиковой КЛ 110 кВ – отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная к 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 Беяево

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беяево 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 2021 – 2025 годов

4.8.1. Общие положения

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

Кировская ТЭЦ-3;

Кировская ТЭЦ-4;

Кировская ТЭЦ-5.

Регулировочный диапазон генераторов тепловых электрических станций энергосистемы Кировской области по реактивной мощности представлен в таблице 27.

Таблица 27

№ п/п	Наименование электростанции	Наименование генератора	Установленная мощность, МВт	Параметры	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	2,2	4,4	6,6	8,8	11	13,2	15,4	17,6	19,8	22
				Q _{min} , Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q _{max} , Мвар	21	21	21	21,64	22,52	22,72	22,3	22,06	20,792	20,616	20,6
		ТГ ГТ1	174	P, МВт	0	17,4	34,8	52,2	69,6	87	104,4	121,8	139,2	156,6	174
				Q _{min} , Мвар	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-71	-68,467	-66,533	-64,6	-61,333
				Q _{max} , Мвар	160	159,033	157,133	153,4	150,4	145,833	141	136,167	130,6	122,7	114,667
		ТГ ПТ1	62	P, МВт	0	6,2	12,4	18,6	24,8	31	37,2	43,4	49,6	55,8	62
				Q _{min} , Мвар	-34	-34	-34	-34	-33,6	-30,5	-30	-30	-30	-30	-29,25
				Q _{max} , Мвар	86	85,612	85,225	84,35	82,8	81,25	79,05	77,15	75,4	73,075	70,75
2	Кировская ТЭЦ-4	ТГ-3	50	P, МВт	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
				Q _{min} , Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q _{max} , Мвар	61,38	61,109	60,743	60,271	59,629	58,814	57,871	56,8	55,514	54,014	52,314
		ТГ-2	68**	P, МВт	0	6,8	13,6	20,4	27,2	34	40,8	47,6	54,4	61,2	68
				Q _{min} , Мвар	-30	-30	-29,65	-29,5	-29,3	-28,75	-27,9	-27,05	-26,2	-25,35	-24
				Q _{max} , Мвар	86	84,98	84,38	83,87	82,4	79,95	77,78	75,91	73,24	70,065	67,75
		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
3	Кировская ТЭЦ-5	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
		Блок2	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
		Блок3	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. Данные, указанные в таблице, приведены согласно данным собственника, предоставляемым Системному оператору.

* ТГ-3 Кировской ТЭЦ-3 в соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы подлежит демонтажу в 2020 году.

** Диапазон регулирования реактивной мощности установлен в соответствии с P-Q диаграммой генераторов при изменении активной мощности в диапазоне от нуля до P_{НОМ}. Диапазон регулирования реактивной мощности установлен в соответствии с P-Q диаграммой генераторов при изменении активной мощности в диапазоне от нуля до P_{УСТ}.

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 28.

Таблица 28

№ 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	47
2.2	ПС 220 кВ Омутнинск	БСК	110 кВ	1	53	27,85
2.3	ПС 110 кВ Белая Холуница	БСК	10 кВ	1	5,04	5,04
2.4	ПС 110 кВ Демьяново	КБ-1	10 кВ	1	4,08	4,08
		КБ-2	10 кВ	1	3,69	3,69
2.5	ПС 110 кВ Луза	КБ	10 кВ	1	5,4	5,4
2.6	ПС 110 кВ Нолинск	БСК 1	10 кВ	1	5,04	5,04
		БСК 2	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
2.8	ПС 110 кВ Уни	БСК 1	10 кВ	1	5,28	5,28
		БСК 2	10 кВ	1	5,28	5,28
2.9	ПС 110 кВ Яранск	БСК 1	10 кВ	1	5,4	5,4
		БСК 2	10 кВ	1	5,4	5,4
		БСК 3	10 кВ	1	5,4	5,4
		БСК 4	10 кВ	1	5,4	5,4

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 29.

Таблица 29
(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	Кировская ТЭЦ-3	110	126	99	94
3	Кировская ТЭЦ-4	110	126	95	89
4	ПС 220 кВ Котельнич	110	126	96	90
5	ПС 220 кВ Омутнинск	110	126	94	89
6	ПС 220 кВ Вятские Поляны	110	126	96	91

4.8.2. Анализ баланса реактивной мощности

При анализе баланса реактивной мощности БСК 10 кВ ПС 110 кВ учтены в виде эквивалентных шунтов в узлах 110 кВ.

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

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

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

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности следующее:

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

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

Результаты расчета баланса реактивной мощности сети 110 – 220 кВ для энергосистемы Кировской области на 2021 – 2025 годы представлены в таблице 30.

Таблица 30
(Мвар)

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя																			
		2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 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	зимний мини- 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	586,0	407,0	443,0	247,0	582,0	409,0	440,0	248,0	578,0	410,0	441,0	249,0	590,0	410,0	442,0	249,0	592,0	412,0	445,0	249,0
2	Потери – всего	125,7	82,4	92,9	79,9	127,0	83,1	95,1	70,2	144,6	82,4	95,3	70,3	128,2	82,4	95,6	70,3	122,5	81,3	96,3	70,3
2.1	Нагрузочные потери	112,0	68,3	79,1	65,8	113,4	69,0	81,6	56,2	131,1	68,3	81,8	56,2	114,6	68,3	82,0	56,2	108,9	67,2	82,8	56,2
2.1.1	В ЛЭП	36,9	21,1	22,6	15,5	37,5	21,0	22,6	13,5	54,3	21,0	22,6	13,6	38,0	21,0	22,7	13,6	37,4	21,4	23,0	13,6
2.1.2	В трансформаторах	75,1	47,2	56,5	50,3	75,8	48,0	59,0	42,7	76,8	47,3	59,1	42,6	76,6	47,3	59,3	42,6	71,5	45,8	59,7	42,6
2.2	Потери х.х. трансформаторов	13,7	14,1	13,8	14,1	13,6	14,1	13,6	14,1	13,5	14,1	13,6	14,1	13,6	14,1	13,6	14,1	13,6	14,1	13,5	14,1
3	Суммарное потребление реактивной мощности	711,7	489,4	535,9	326,9	709,0	492,1	535,1	318,2	722,6	492,4	536,3	319,3	718,2	492,4	537,6	319,3	714,5	493,3	541,3	319,3
4	Генерация реактивной мощности электростанциями	425,1	170,3	270,0	41,9	429,8	176,9	277,2	33,0	459,9	178,0	278,9	37,5	435,6	178,1	280,5	38,0	432,7	178,1	286,4	38,0
5	Реактивная мощность БСК	30,0	31,0	0,0	0,0	30,0	31,0	0,0	0,0	45,0	31,0	0,0	0,0	30,0	31,0	0,0	0,0	30,0	31,0	0,0	0,0
6	Зарядная мощность ЛЭП	293,1	306,3	298,6	306,6	291,2	306,2	293,8	307,2	259,2	306,2	293,7	306,8	290,8	306,2	293,7	306,8	291,7	306,2	293,3	306,8
7	Суммарная генерация реактивной мощности	748,2	507,5	568,5	348,5	751,0	514,1	570,9	340,2	764,1	515,2	572,7	344,3	756,5	515,3	574,2	344,8	754,4	515,3	579,7	344,8
8	Внешний переток реактивной мощности, избыток (+) или дефицит (-)	9,8	12,9	10,7	14,0	12,9	12,9	10,4	14,0	12,6	12,9	10,4	17,5	9,5	12,9	10,4	17,5	12,6	12,9	11,0	17,5

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 2021 – 2025 годах характерен дефицит реактивной мощности в объеме, не превышающем 18 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 2021 – 2025 годах, представлен в таблице 31.

Таблица 31

№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
1	Реконструкция ПС 220 кВ Котельнич с заменой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВА до 245 МВА	реновация основных фондов	2021
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 Мурыгино 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 рисков ввода ГВО по причине недопустимой перегрузки трансформаторного оборудования	2024 – 2025
5	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница (замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА)	исключение рисков ввода ГВО по причине недопустимой перегрузки трансформаторного оборудования	2021 – 2022

№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
6	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница (реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ)	выполнение мероприятий, предусмотренных актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2023 – 2025
7	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево (замена силовых трансформаторов 10 МВА на 16 МВА)	исключение рисков ввода ГВО по причине недопустимой перегрузки трансформаторного оборудования	2025 – 2026

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 31, представлена в таблице 32.

Таблица 32

Наименование сетевой организации	Год	Уровень надежности реализуемых товаров (услуг) Пsaidi	Уровень качества реализуемых товаров (услуг) Psaifi
Филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	2021	4,9103	1,6905
	2022	4,6687	1,6652
	2023	4,6687	1,6652
	2024	4,6687	1,6652
	2025	4,6687	1,6652

Приложение № 1

к Программе

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	12	Слободской район, дер. Подгорена	11-11/1372/15
		15	Слободской район, дер. Митино	11-11/854/17
		15	Слободской район, Бобинское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-076/19
		15	Слободской район	КирЭ/П1/05/10-377/19
		15	Слободской район, дер. Заборье	КирЭ/П1/05/10-832/19
		15	Слободской район, дер. Кассины	КирЭ/П1/05/10-925/19
		15	Слободской район, дер. Кассины	КирЭ/П1/05/10-922/19
		15	Слободской район, дер. Заборье	КирЭ/П1/05/10-885/19
		15	Слободской район, дер. Заборье	КирЭ/П1/05/10-972/19
		15	Слободской район, с. Бобино	КирЭ/П1/05/10-982/19
		15	Слободской район, с. Бобино	КирЭ/П1/05/10-987/19
		15	Слободской район, дер. Кассины	КирЭ/П1/05/10-995/19
		15	Слободской район, дер. Кассины	КирЭ/П1/05/10-1024/19
		15	Слободской район, дер. Митино	КирЭ/П1/05/10-1032/19
		12	Слободской район, с. Бобино, ул. Молодежная	КирЭ/П1/05/10-1098/19
		15	Слободской район, дер. Кассины	КирЭ/П1/05/10-1108/19
1.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности	15	Слободской район, дер. Кассины, ул. Сосновая	КирЭ/П1/05/10-820/19
	Итого по ПС 110 кВ Коминтерн	249		

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
2	ПС 35 кВ Гирсово			
2.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	15	Юрьянский район, ст. Силикатчик	11-11/1031/17
		12	Юрьянский район, дер. Верхняя Горца	КирЭ/П1/05/10-733/19
		2	Юрьянский район, дер. Никольский Затон	КирЭ/П1/05/10-750/19
		15	Юрьянский район, садовое товарищество «Силикатчик»	КирЭ/П1/05/10-812/19
		14,9	Юрьянский район, ст. Пагинка-2, Искра-2	КирЭ/П1/05/10-1143/19
2.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности	140	Юрьянский район, пгт Мурыгино	11-11/1238/17
	Итого по ПС 35 кВ Гирсово	198,9		
3	ПС 110 кВ Белая Холуница			
3.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	10	Белохолуницкий район, пос. Климковка	11-11/1440/17
		15	Белохолуницкий район, дер. Быданово	КирЭ/П1/05/10-365/18
		1	Белохолуницкий район	КирЭ/П1/05/10-263/18
		15	Белохолуницкий район, дер. Пасегово	КирЭ/П1/05/10-1095/19
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	187		
4	ПС 110 кВ Беляево			
4.1	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт	15	Слободской район, дер. Нагорена	11-11/626/15
		15	Слободской район, дер. Семаки	11-11/1098/15
		15	Слободской район, дер. Подберезы	11-11/046/16
		15	Слободской район, дер. Шмагины	11-11/767/17
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-372/18
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-668/18
		15	Слободской район, с. Никульчино	КирЭ/П1/05/10-680/18
		15	Слободской район, дер. Большие Раскопины	КирЭ/П1/05/10-1139/18

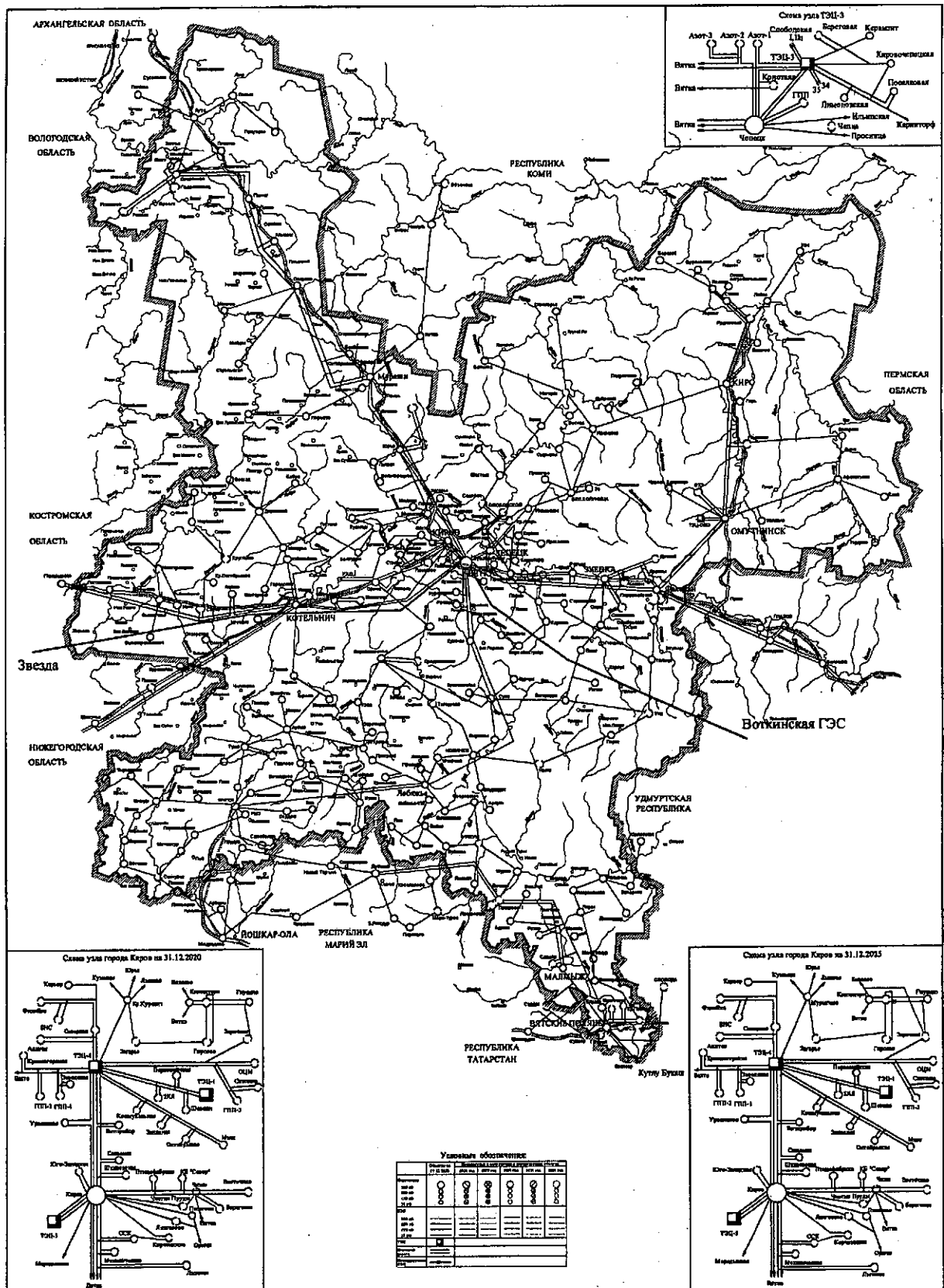
№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		0,5	Слободской район, дер. Конец	КирЭ/П1/05/10-012/19
		1	Слободской район, дер. Нижние Булдаки	КирЭ/П1/05/10-013/19
		1	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-014/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-228/19
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-323/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-335/19
		15	Слободской район, дер. Сунцовы	КирЭ/П1/05/10-408/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-489/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-535/19
		15	Слободской район, дер. Головизнины	КирЭ/П1/05/10-506/19
		15	Слободской район, дер. Подберезы	КирЭ/П1/05/10-357/19
		15	Слободской район, дер. Нижние Булдаки	КирЭ/П1/05/10-539/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-472/19
		5	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-614/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-623/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-632/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-654/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-663/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-677/19
		15	Слободской район, дер. Конец	КирЭ/П1/05/10-696/19
		15	Слободской район, дер. Запиваловы	КирЭ/П1/05/10-647/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-688/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-706/19
		15	Слободской район, дер. Семаки	КирЭ/П1/05/10-693/19
		13	Слободской район, дер. Пантелеевы, ул. Лесная	КирЭ/П1/05/10-727/19
		15	Слободской район, дер. Рожки	КирЭ/П1/05/10-738/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-739/19
		15	Слободской район, дер. Запиваловы	КирЭ/П1/05/10-658/19
		15	Слободской район, дер. Машкачи	КирЭ/П1/05/10-749/19

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		15	Слободской район, дер. Балабаны, ул. Прекрасная	КирЭ/П1/05/10-759/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-789/19
		15	Слободской район, дер. Малые Раскопины	КирЭ/П1/05/10-791/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-294/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-687/19
		15	Слободской район, дер. Семаки	КирЭ/П1/05/10-807/19
		15	Слободской район, дер. Большие Раскопины	КирЭ/П1/05/10-822/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-825/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-841/19
		15	Слободской район, дер. Нагорена	КирЭ/П1/05/10-850/19
		15	Слободской район, дер. Малые Серовы	КирЭ/П1/05/10-851/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П2/05-06/957/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-872/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-873/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-877/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-880/19
		15	Слободской район, дер. Лубни	КирЭ/1/05/10-494/19
		15	Слободской район, дер. Нижние Булдаки	КирЭ/П1/05/10-876/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-895/19
		15	Слободской район, дер. Нижние Булдаки	КирЭ/П1/05/10-913/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-920/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-962/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-970/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-870/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-954/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-998/19
		5	Слободской район, дер. Семаки	КирЭ/П1/05/10-1007/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-1014/19
		15	Слободской район, дер. Подберезы	КирЭ/П1/05/10-1018/19

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		15	Слободской район, дер. Балабаны	КирЭ/П1/05/10-1040/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы, ул. Раменская	КирЭ/П1/05/10-1097/19
		12	Слободской район, дер. Трушковы, ул. Проезжая	КирЭ/П1/05/10-1020/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-1030/19
		15	Слободской район, дер. Малые Раскопины	КирЭ/П1/05/10-1037/19
		12	Слободской район, дер. Шихово, ул. Цветочная	КирЭ/П1/05/10-1084/19
		15	Слободской район, дер. Столбово	КирЭ/П1/05/10-1092/19
		15	Слободской район, дер. Суворовы	КирЭ/П1/05/10-1083/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-1105/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-1106/19
		15	Слободской район, дер. Барамзы	КирЭ/П1/05/10-1109/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1115/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1117/19
		15	Слободской район, дер. Балабаны, ул. Прекрасная	КирЭ/П1/05/10-1118/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1127/19
		15	Слободской район, Шиховское сельское поселение	КирЭ/П1/05/10-1130/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1132/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1133/19
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-1134/19
		15	Слободской район, дер. Нагорена	КирЭ/П1/05/10-1138/19
		1	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1144/19
		15	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1145/19
		15	Слободской район, дер. Трушковы	КирЭ/П1/05/10-1146/19
4.2	Физические лица, заявленная мощность энергопринимающих устройств которых составляет от 15 до 150 кВт с учетом ранее присоединенной мощности	10	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-197/19
		20	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-646/18
		15	Слободской район, дер. Шмагины	КирЭ/П1/05/10-867/18
		20	Слободской район, дер. Нагорена	КирЭ/П1/05/10-698/19
		100	Слободской район, дер. Лубни	КирЭ/П1/05/10-805/19
		8	Слободской район, дер. Запываловы	КирЭ/П1/05/10-989/19

№ п/п	Наименование объекта, тип заявителей	Заявленная мощность, кВт	Адрес присоединения	Номер ТУ
		10	Слободской район, дер. Кисели, ул. Европейская	КирЭ/П1/05/10-1051/19
		15	Слободской район, дер. Нагорена, ул. Радужная	КирЭ/П1/05/10-1086/19
		90	Слободской район, дер. Шихово	КирЭ/П1/05/10-1012/19
		20	Слободской район, дер. Балабаны, ул. Прекрасная	КирЭ/П1/05/10-1119/19
	Итого по ПС 110 кВ Беяево	1558,5		

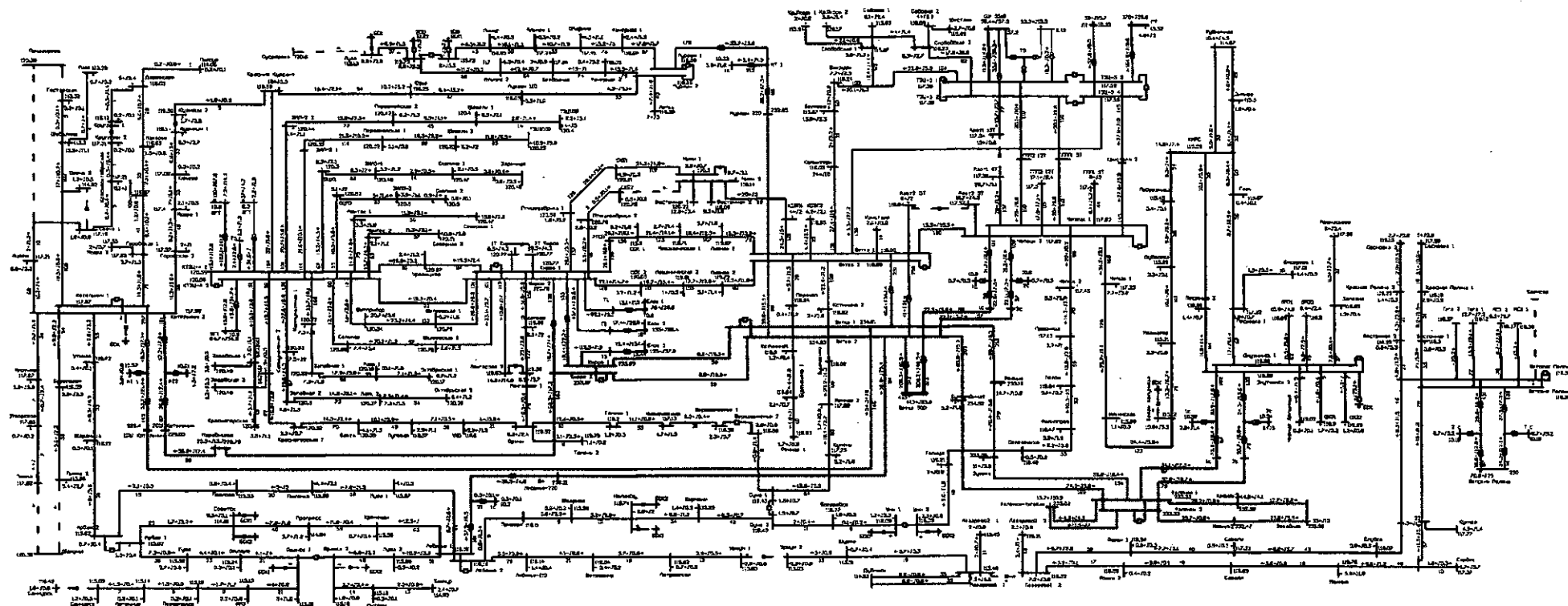
СХЕМА **развития электроэнергетики Кировской области на 2021 – 2025 годы**



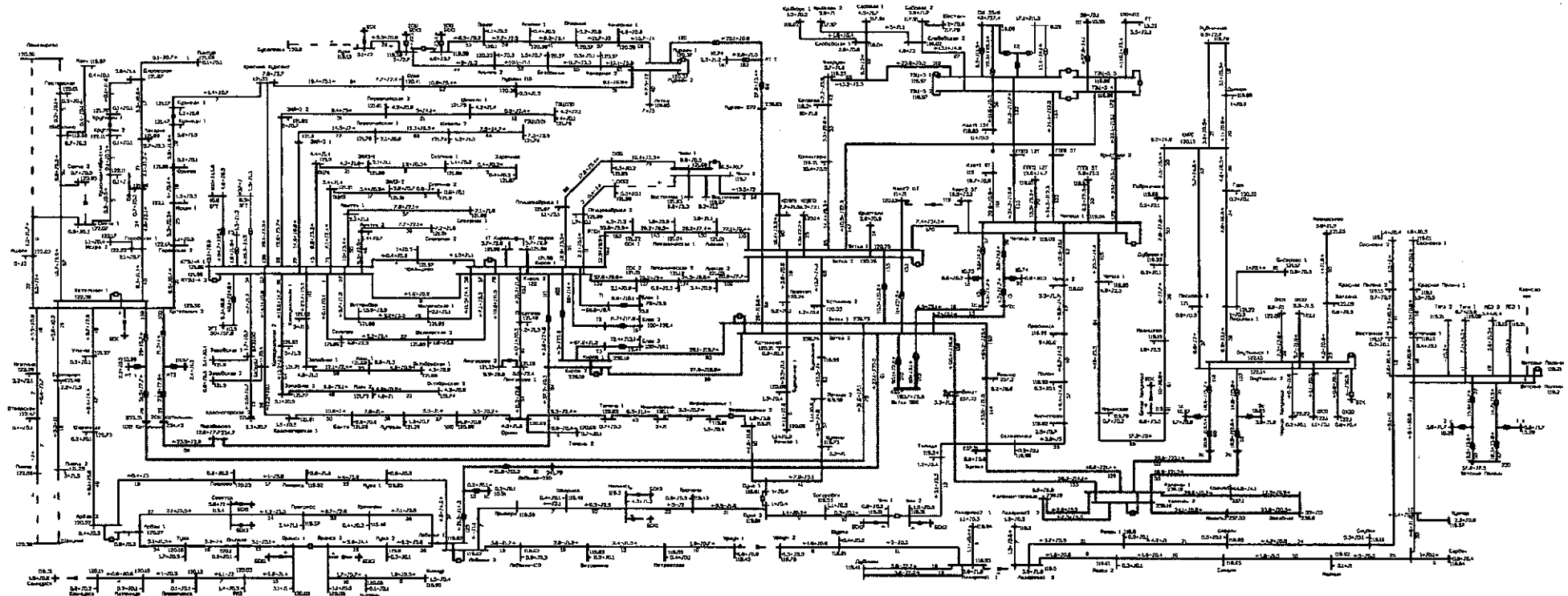
СХЕМЫ

нормальных режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области в 2021–2025 годах

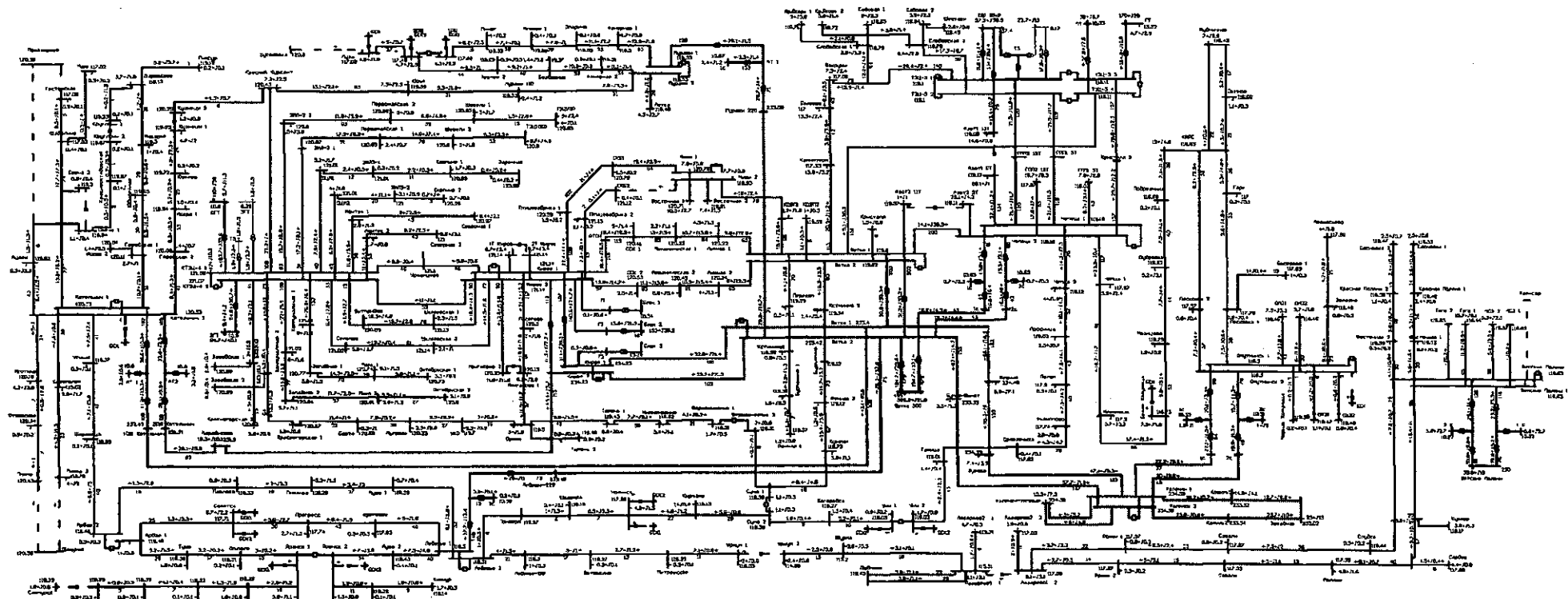
1. Зимний максимум 2021 года. Нормальная схема



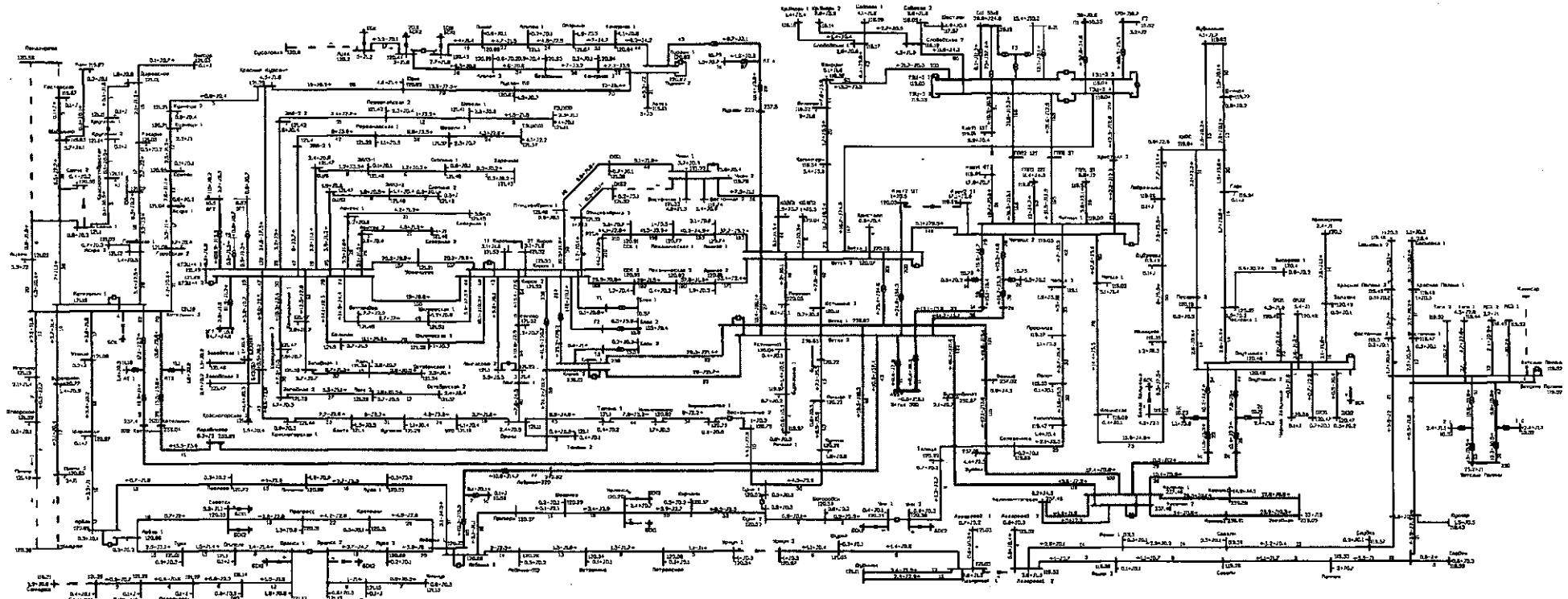
2. Зимний минимум 2021 года. Нормальная схема



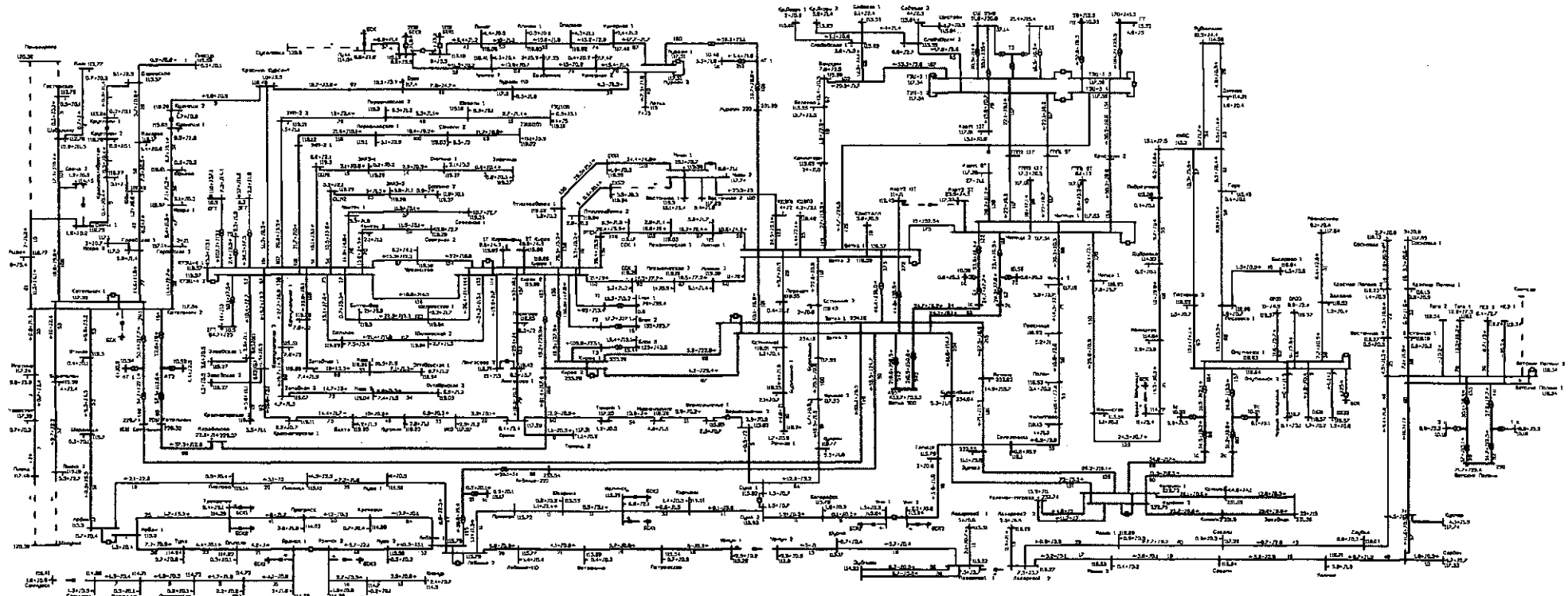
3. Летний максимум 2021 года. Нормальная схема



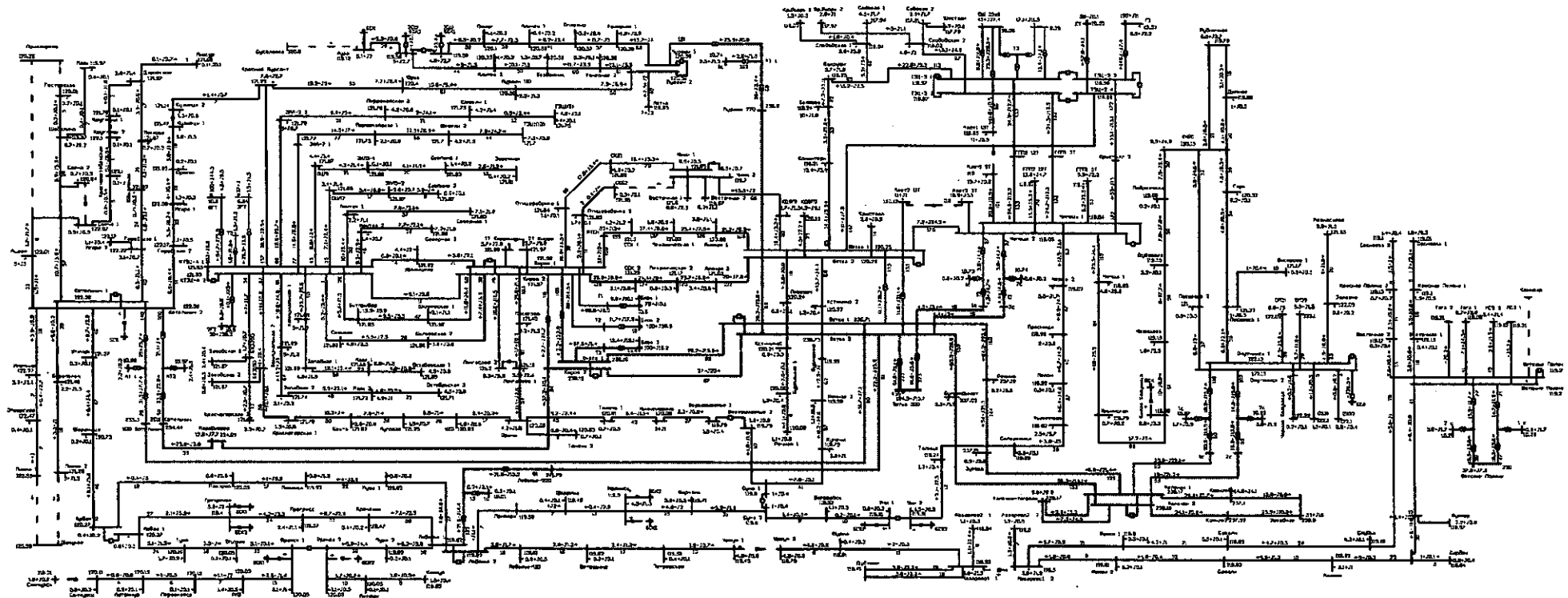
4. Летний минимум 2021 года. Нормальная схема



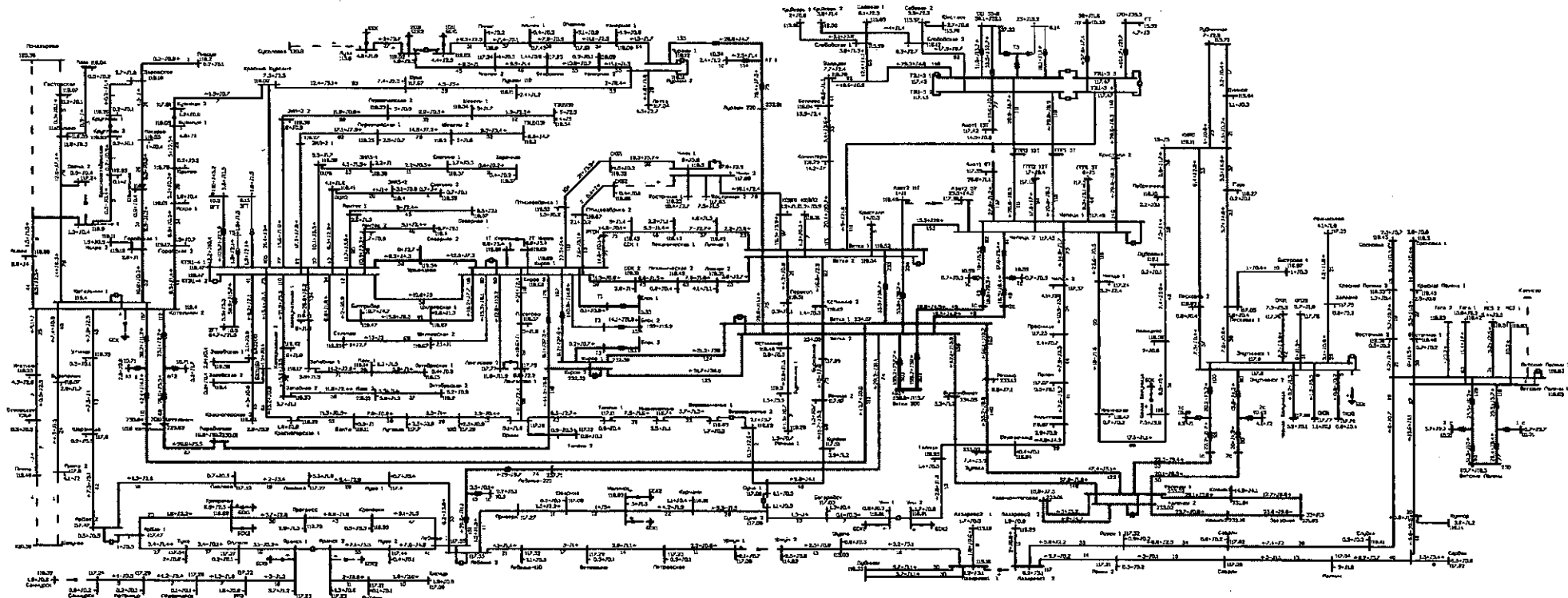
5. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема



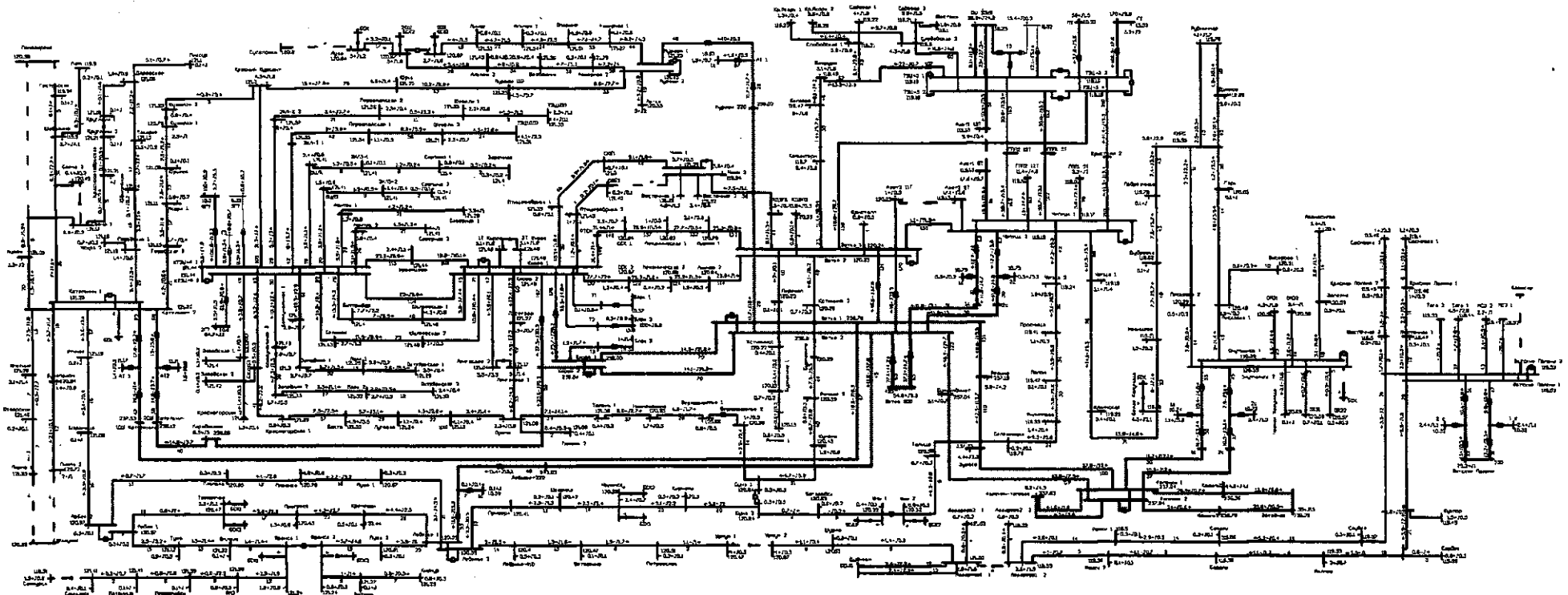
6. Зимний минимум 2022 года. Нормальная схема



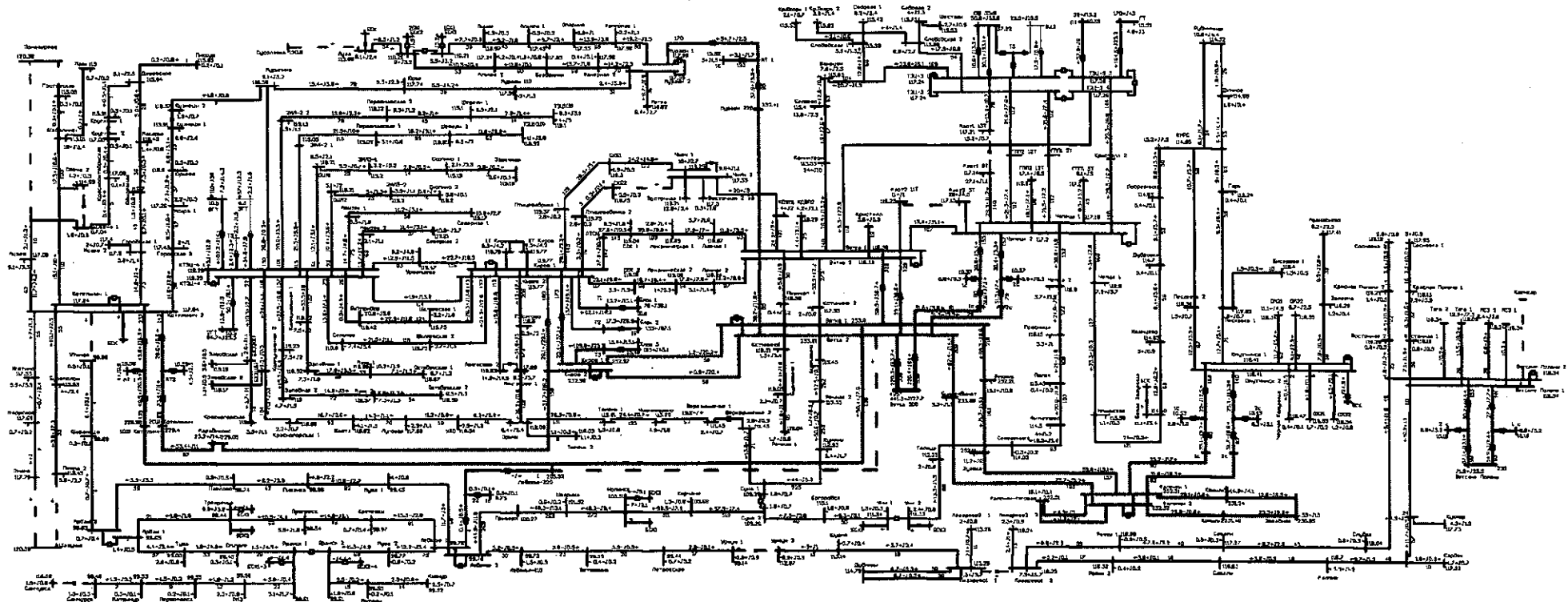
7. Летний максимум 2022 года. Нормальная схема



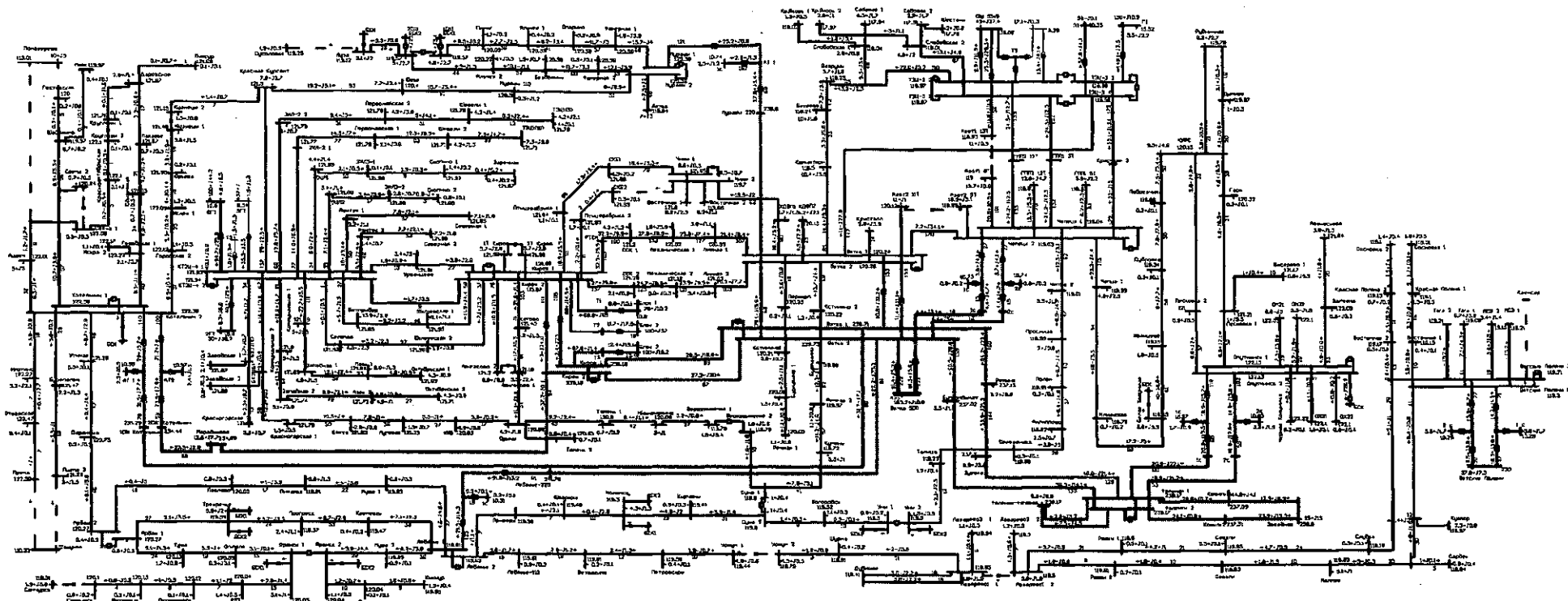
8. Летний минимум 2022 года. Нормальная схема



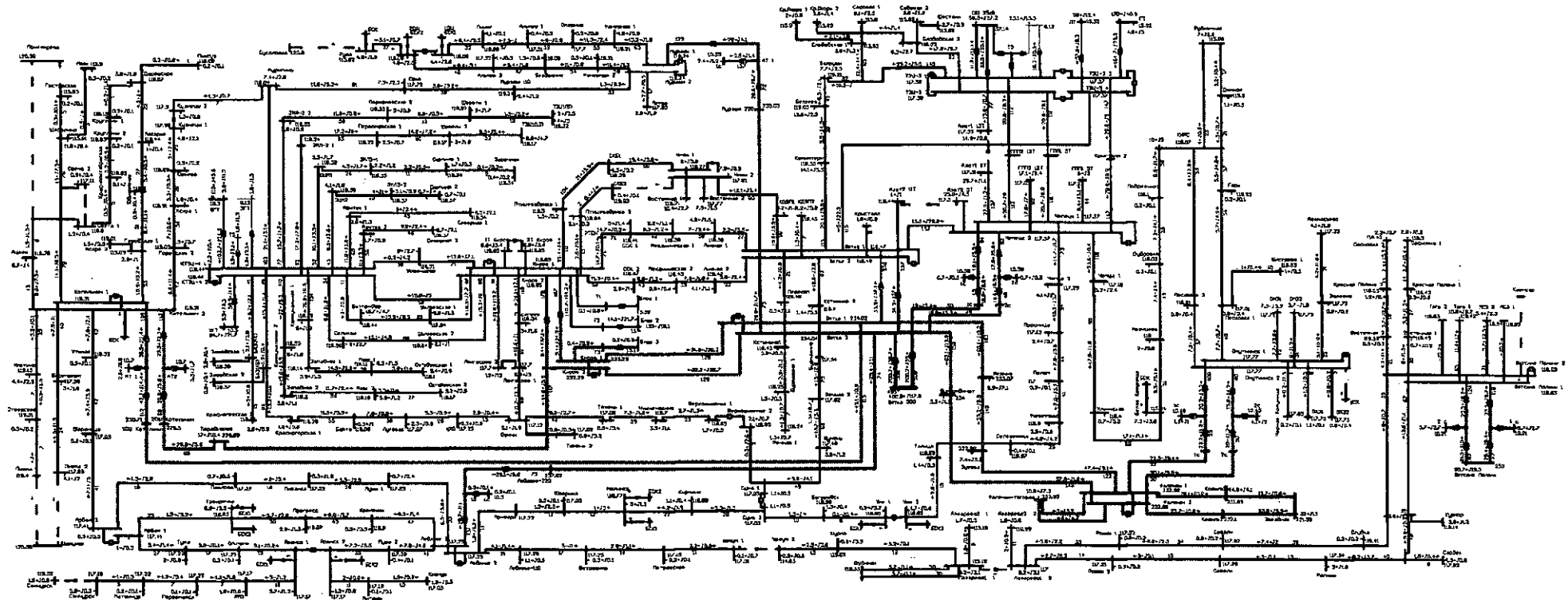
9. Зимний максимум 2023 года. Нормальная схема



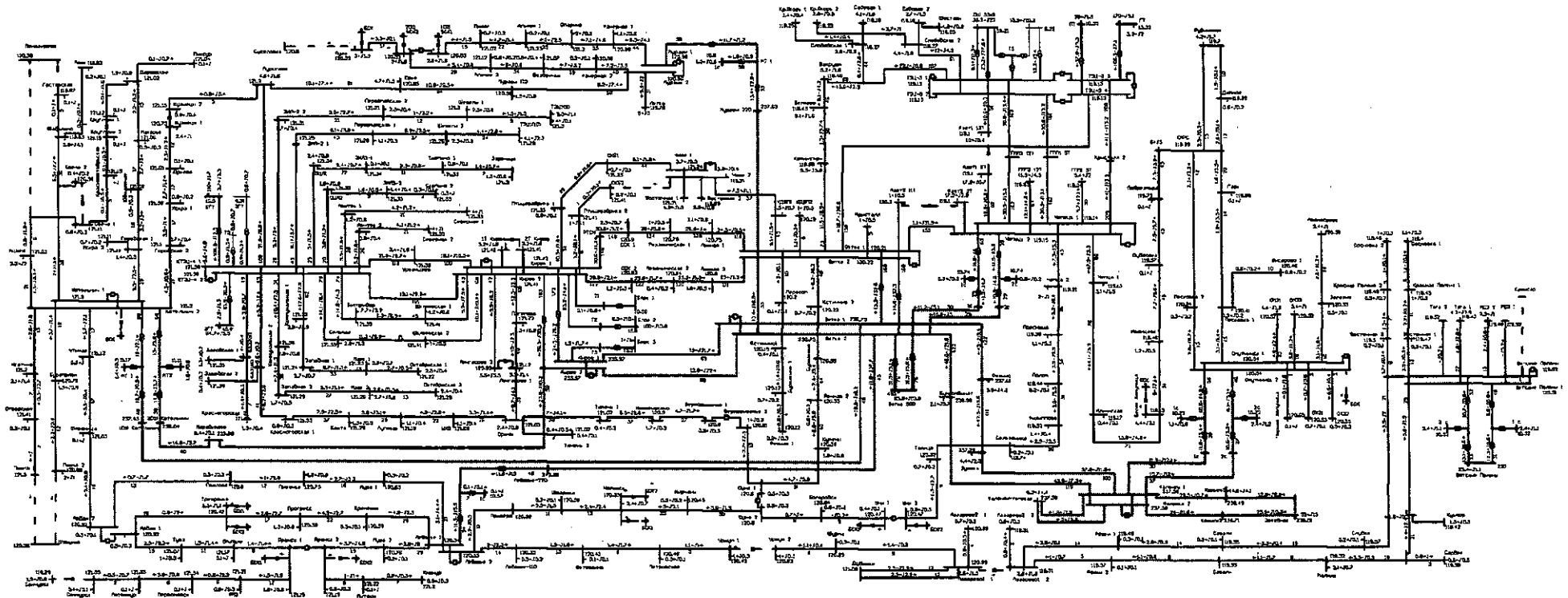
10. Зимний минимум 2023 года. Нормальная схема



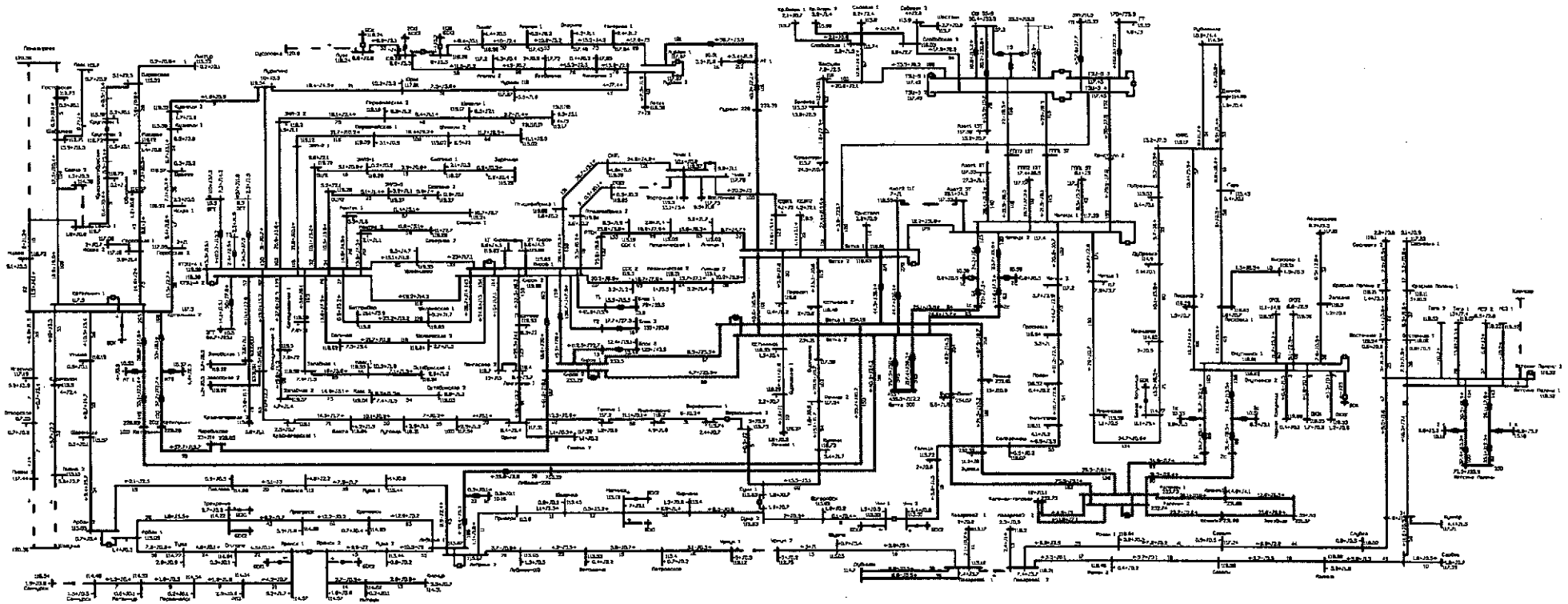
11. Летний максимум 2023 года. Нормальная схема



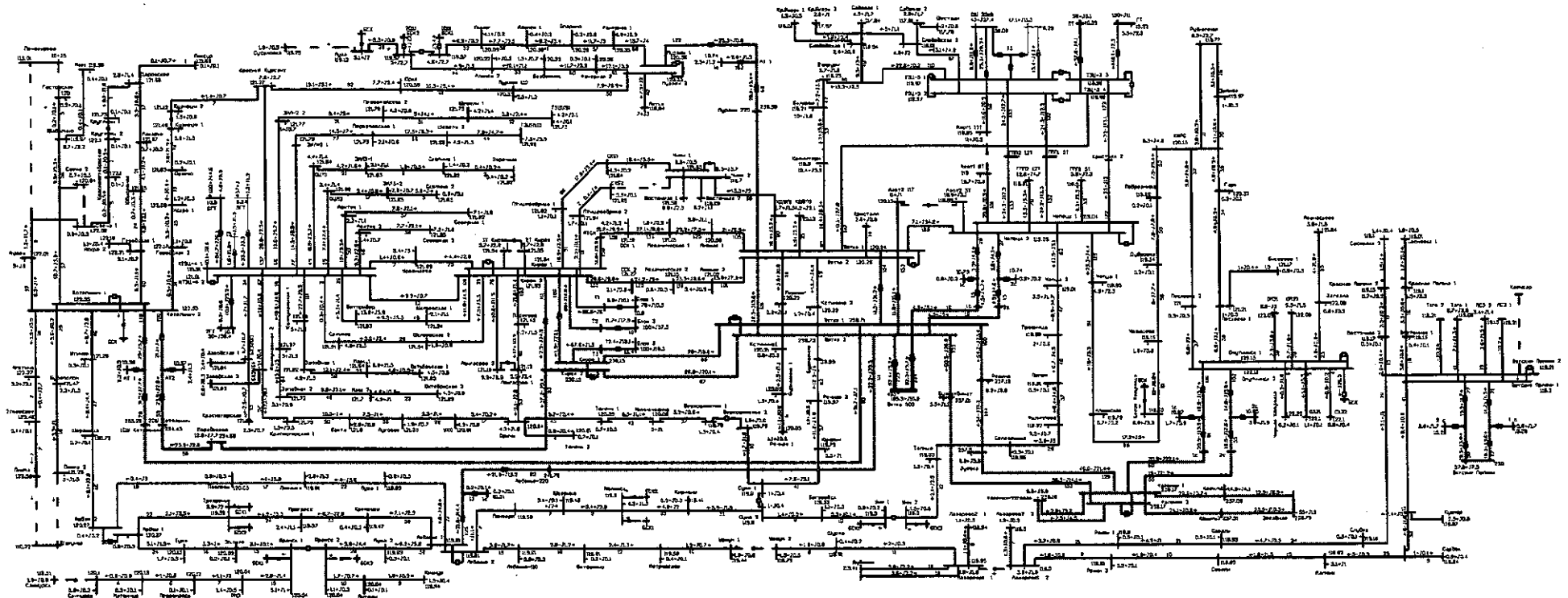
12. Летний минимум 2023 года. Нормальная схема



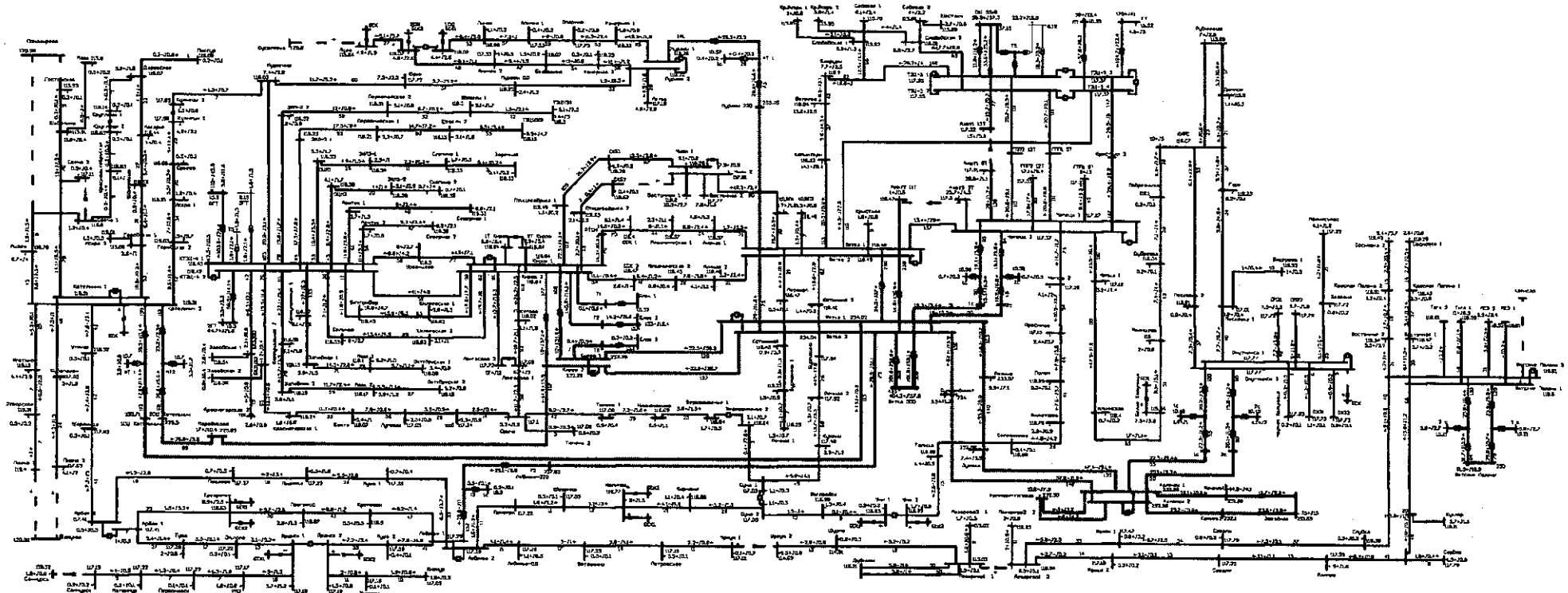
13. Зимний максимум 2024 года. Нормальная схема



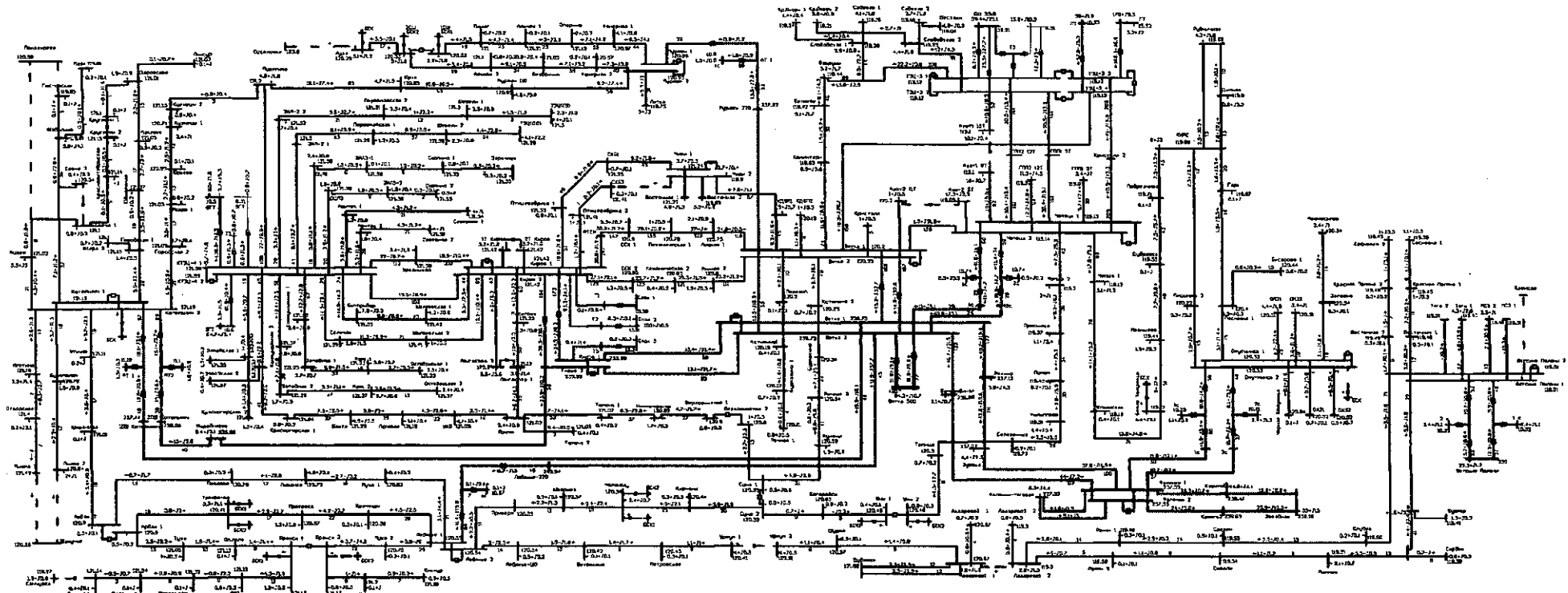
14. Зимний минимум 2024 года. Нормальная схема



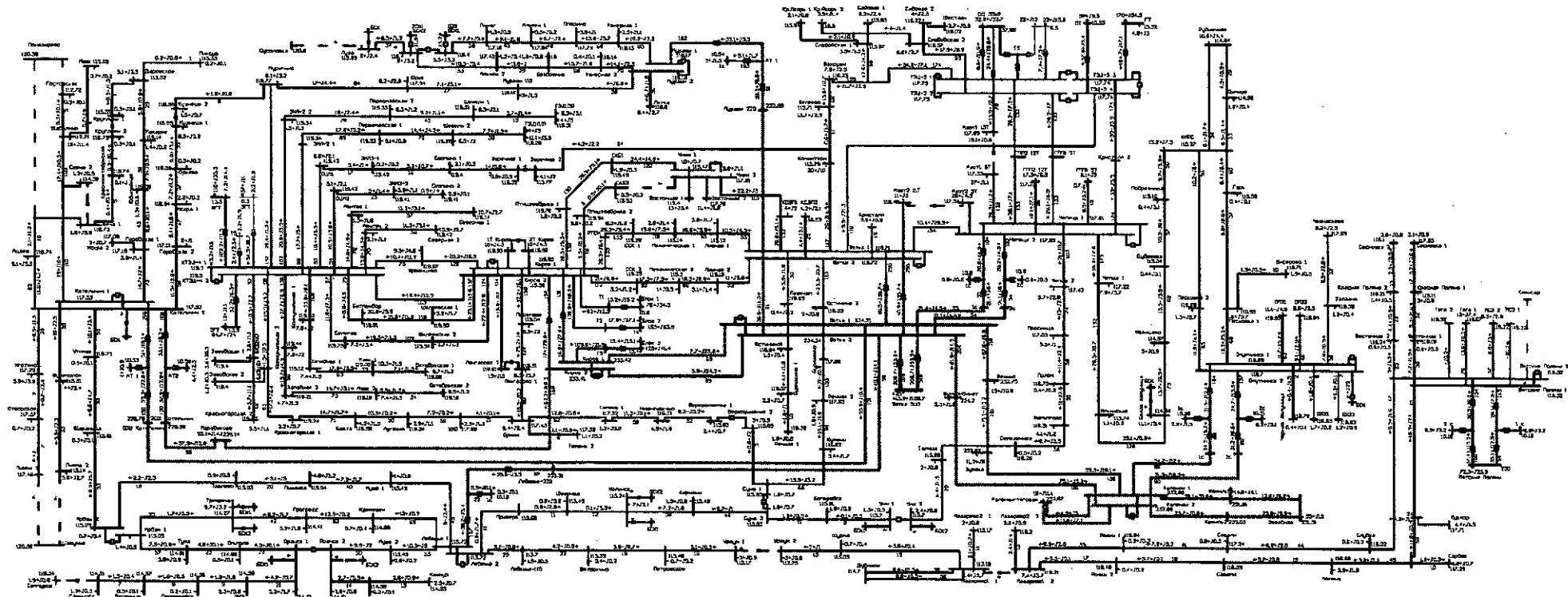
15. Летний максимум 2024 года. Нормальная схема



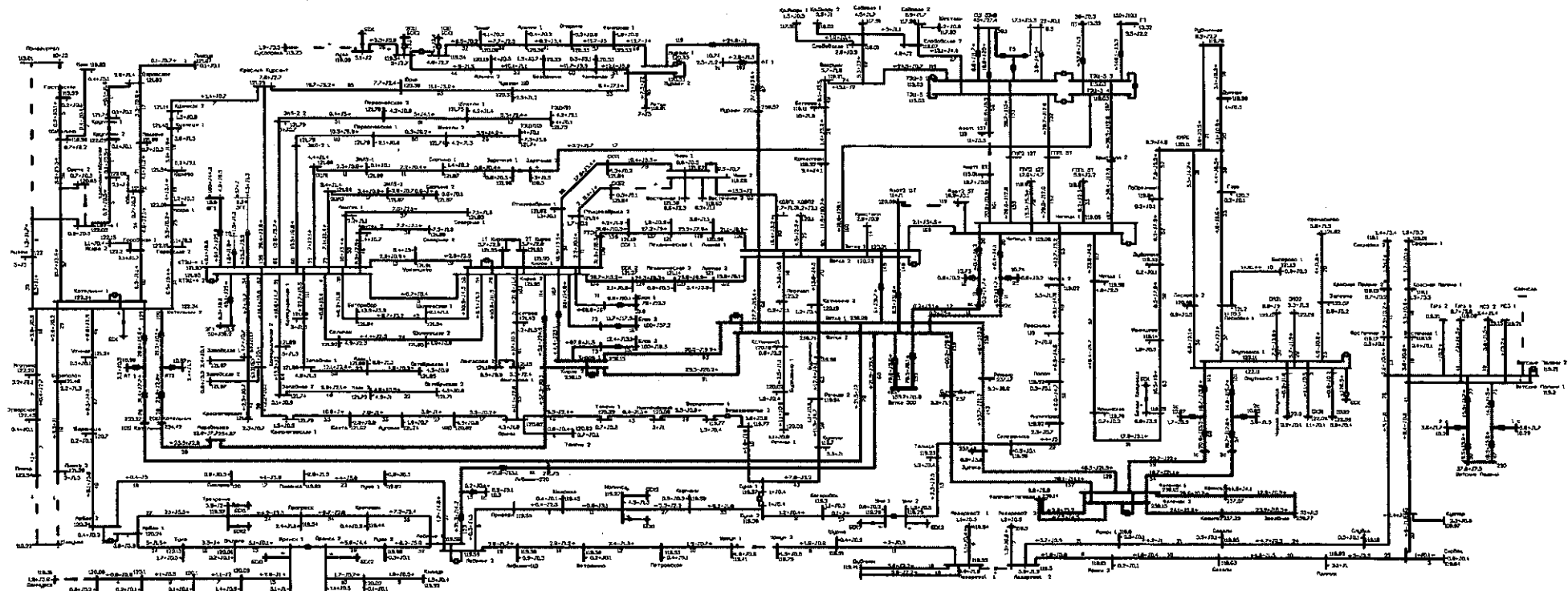
16. Летний минимум 2024 года. Нормальная схема



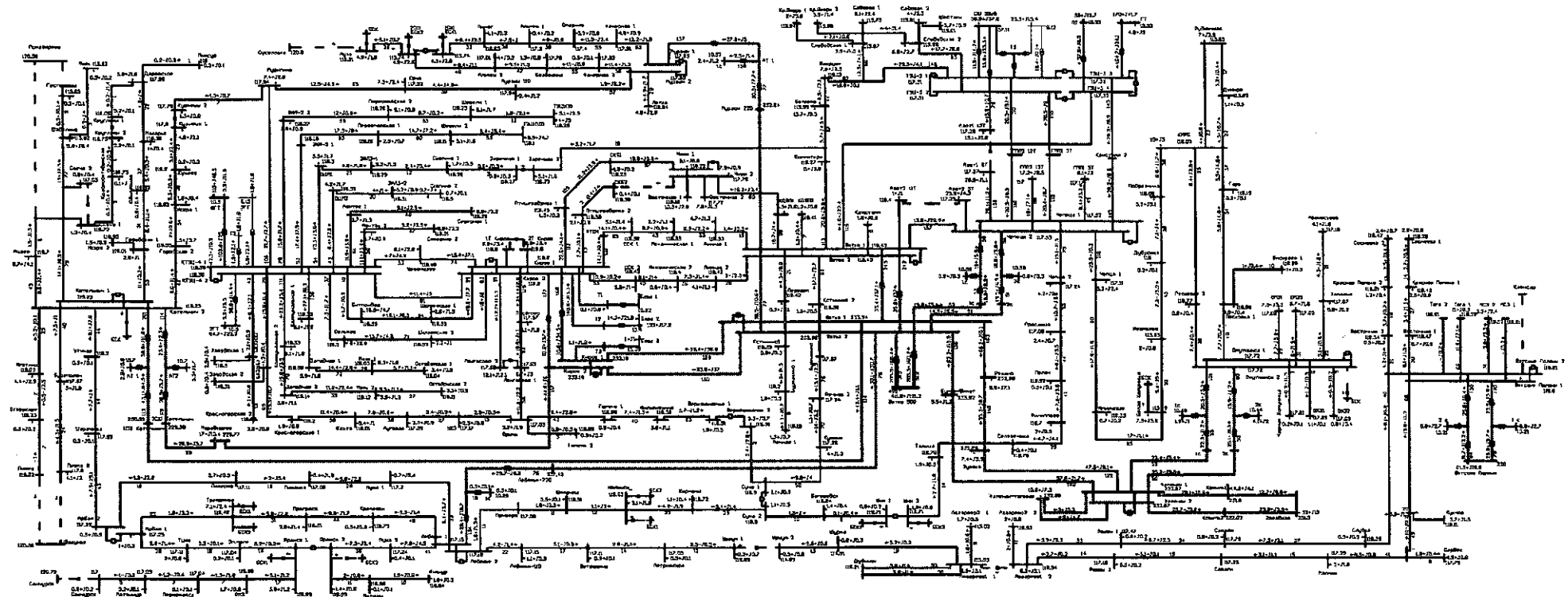
17. Зимний максимум 2025 года. Нормальная схема



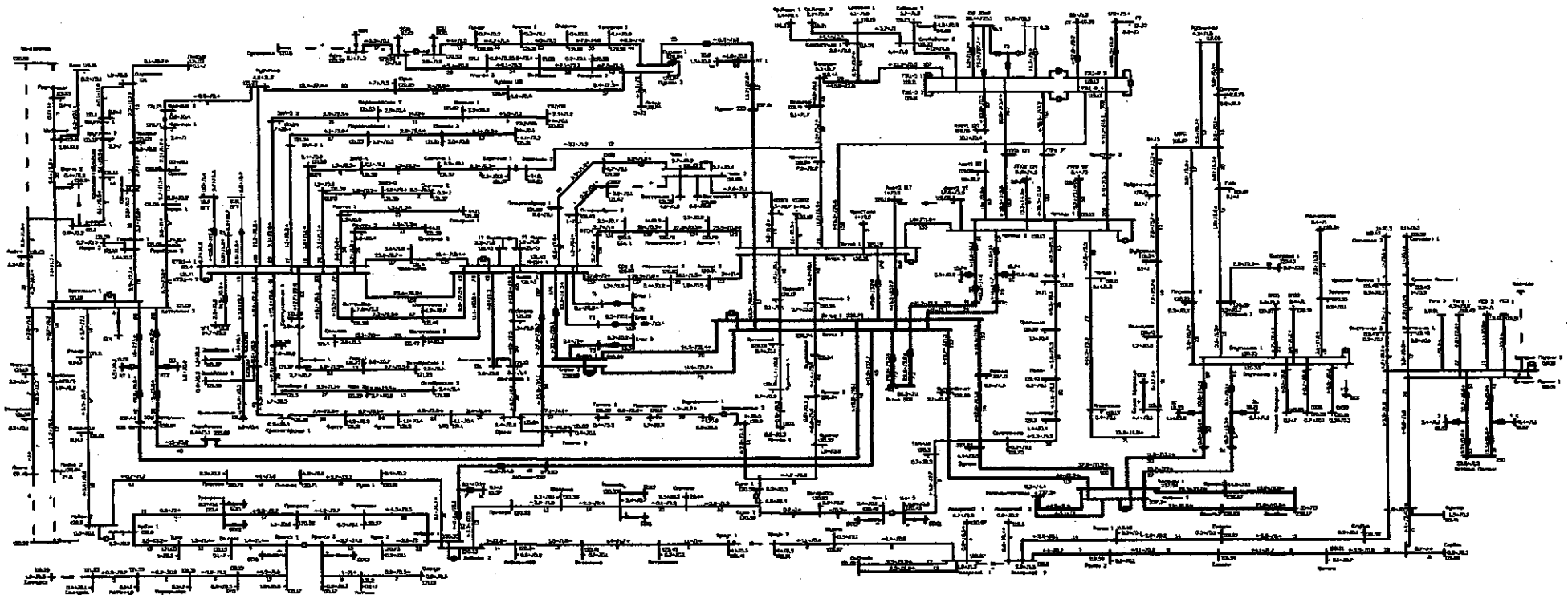
18. Зимний минимум 2025 года. Нормальная схема



19. Летний максимум 2025 года. Нормальная схема

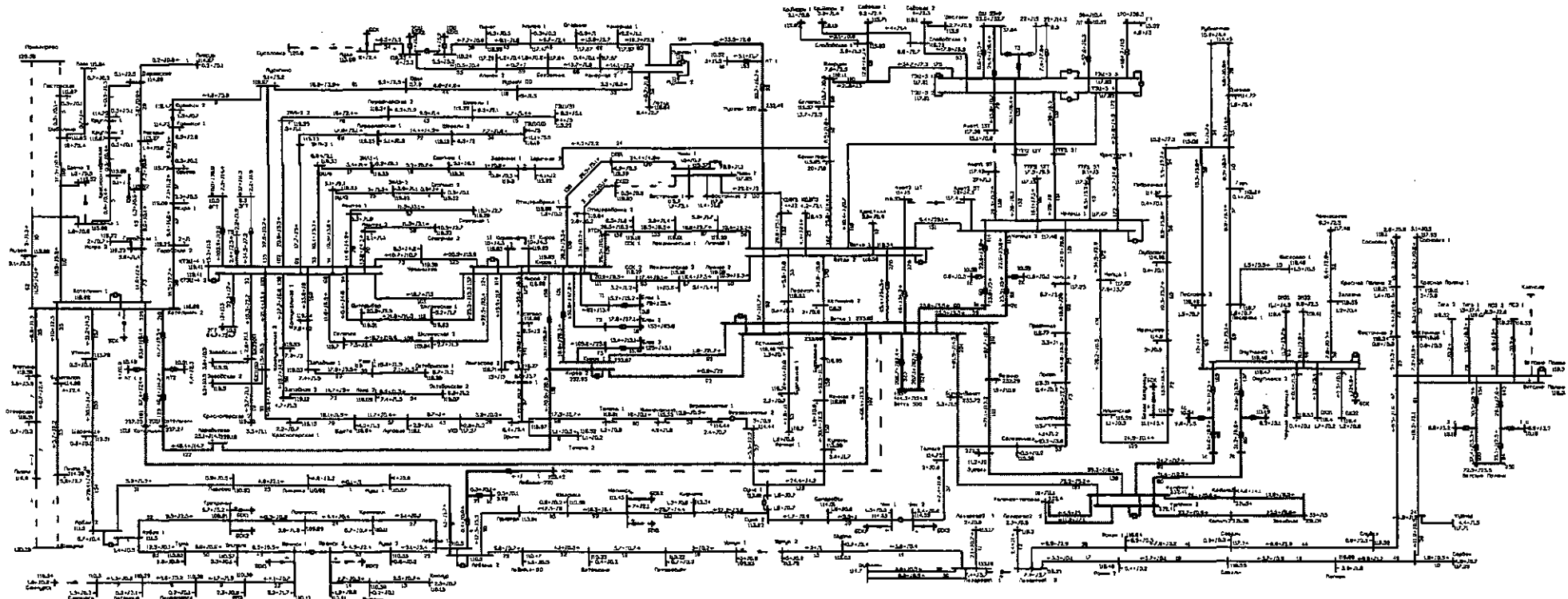


20. Летний минимум 2025 года. Нормальная схема



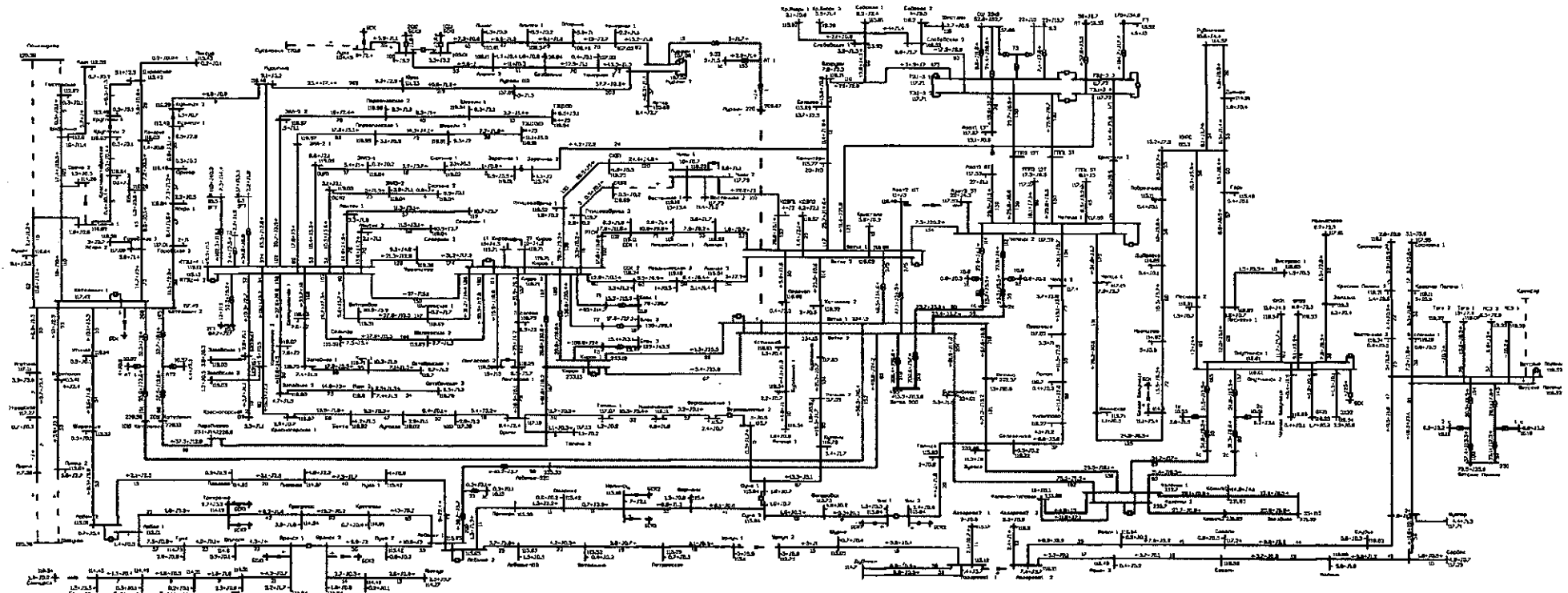
ГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ **послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети** **110 кВ и выше энергосистемы Кировской области**

1. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы



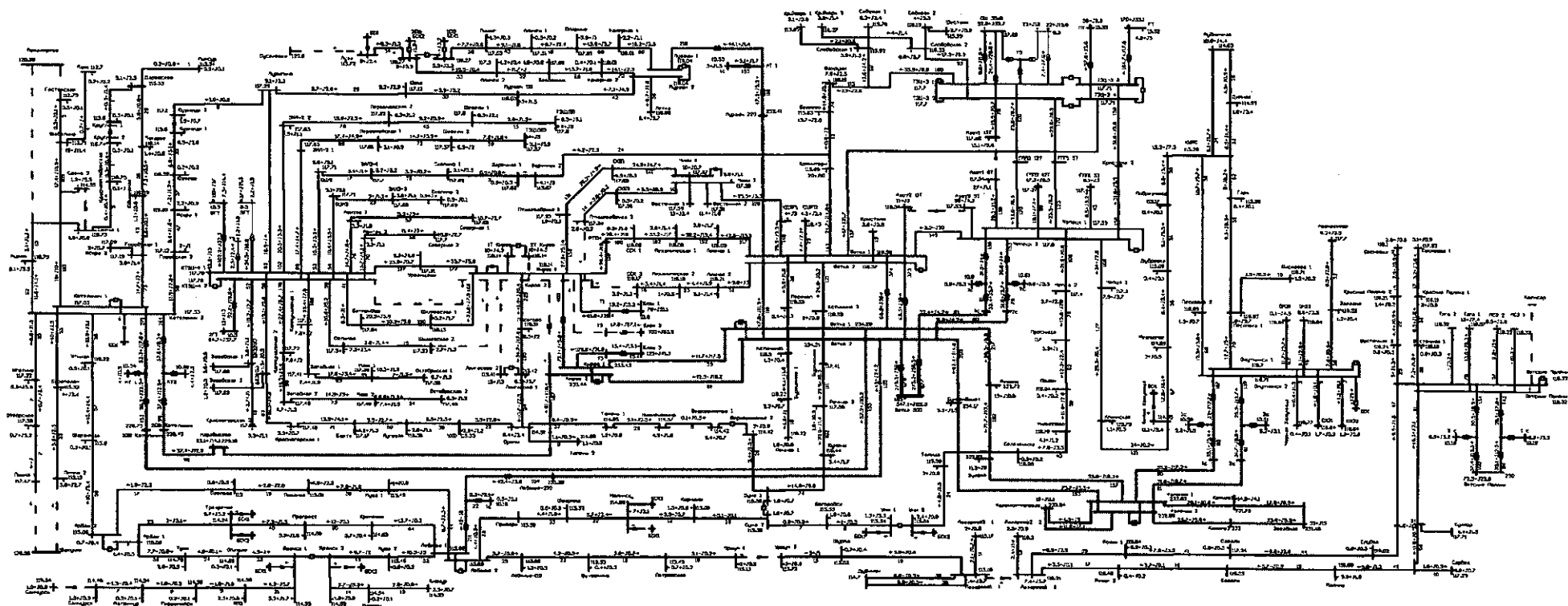
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

2. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы



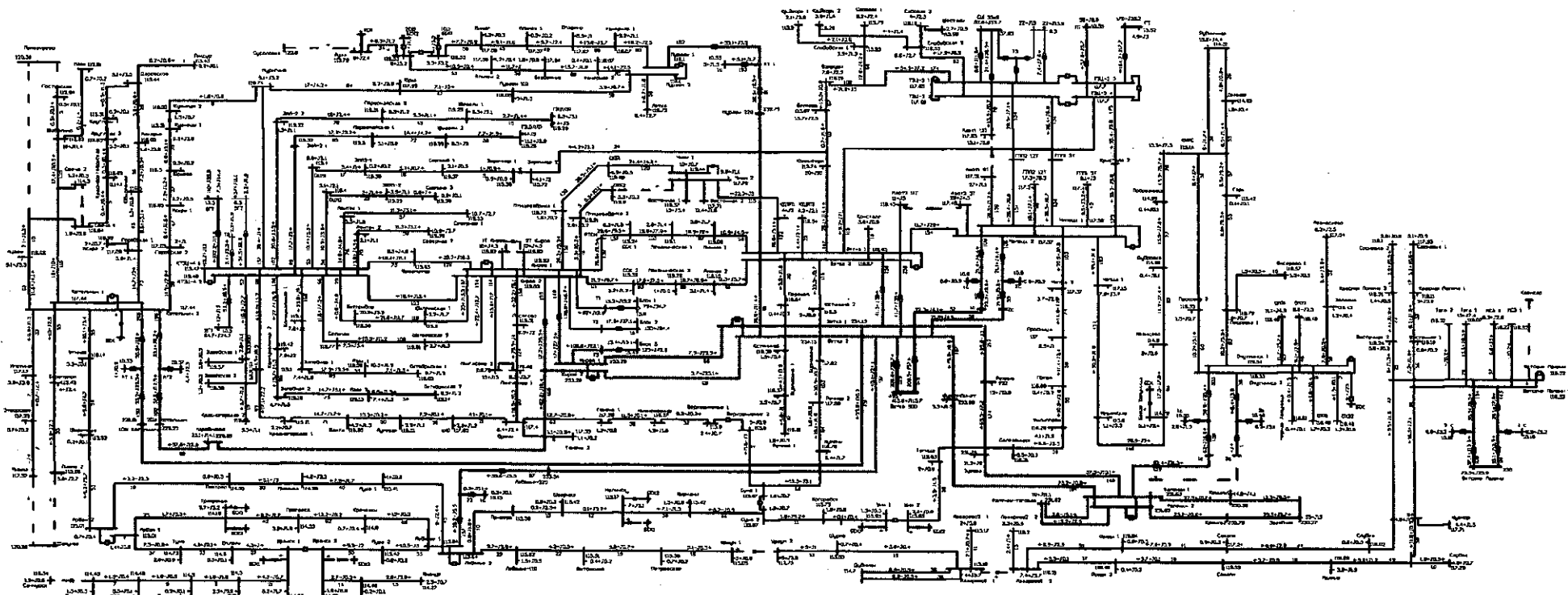
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

3. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров из нормальной схемы



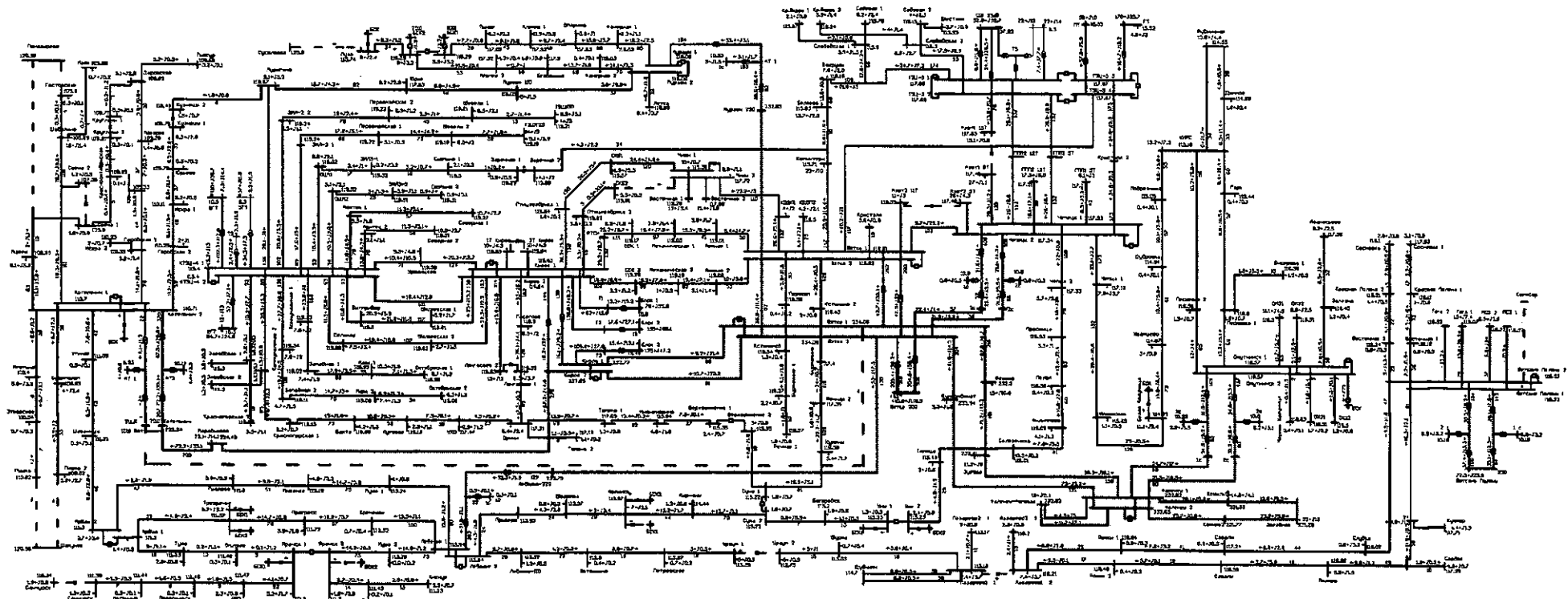
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

4. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2 из нормальной схемы



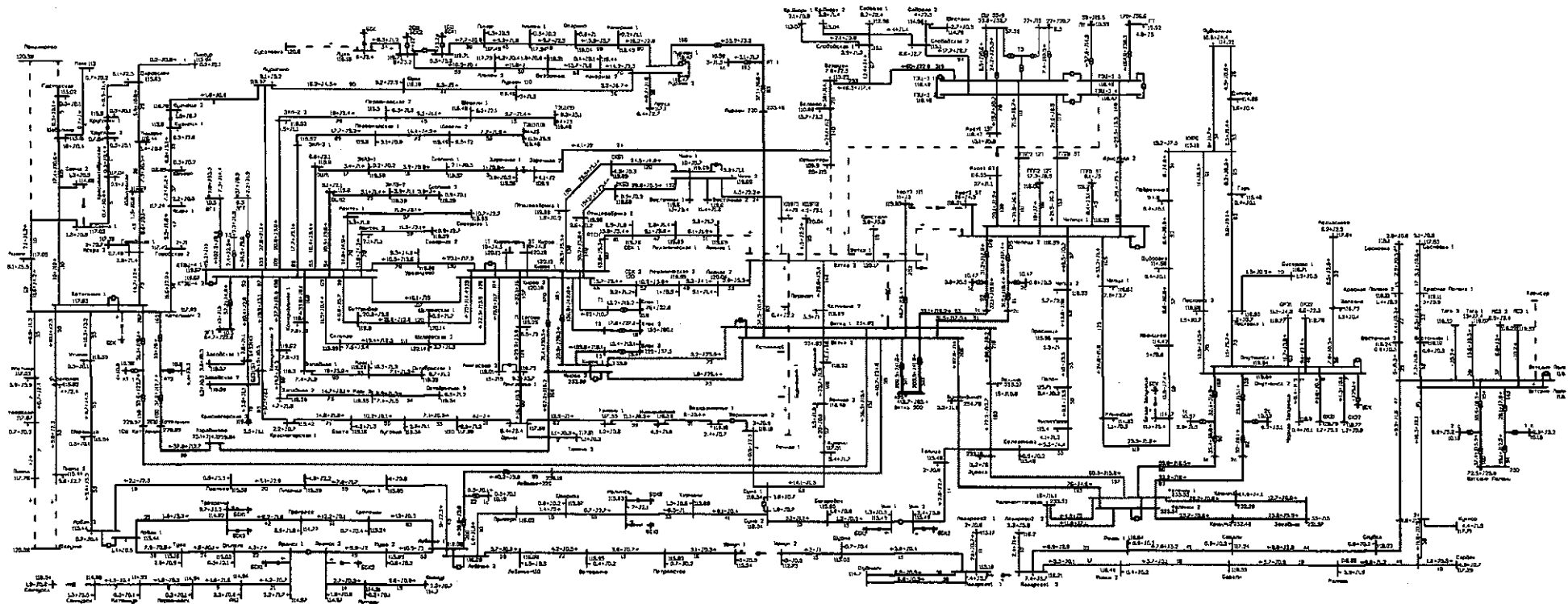
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

5. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич из нормальной схемы



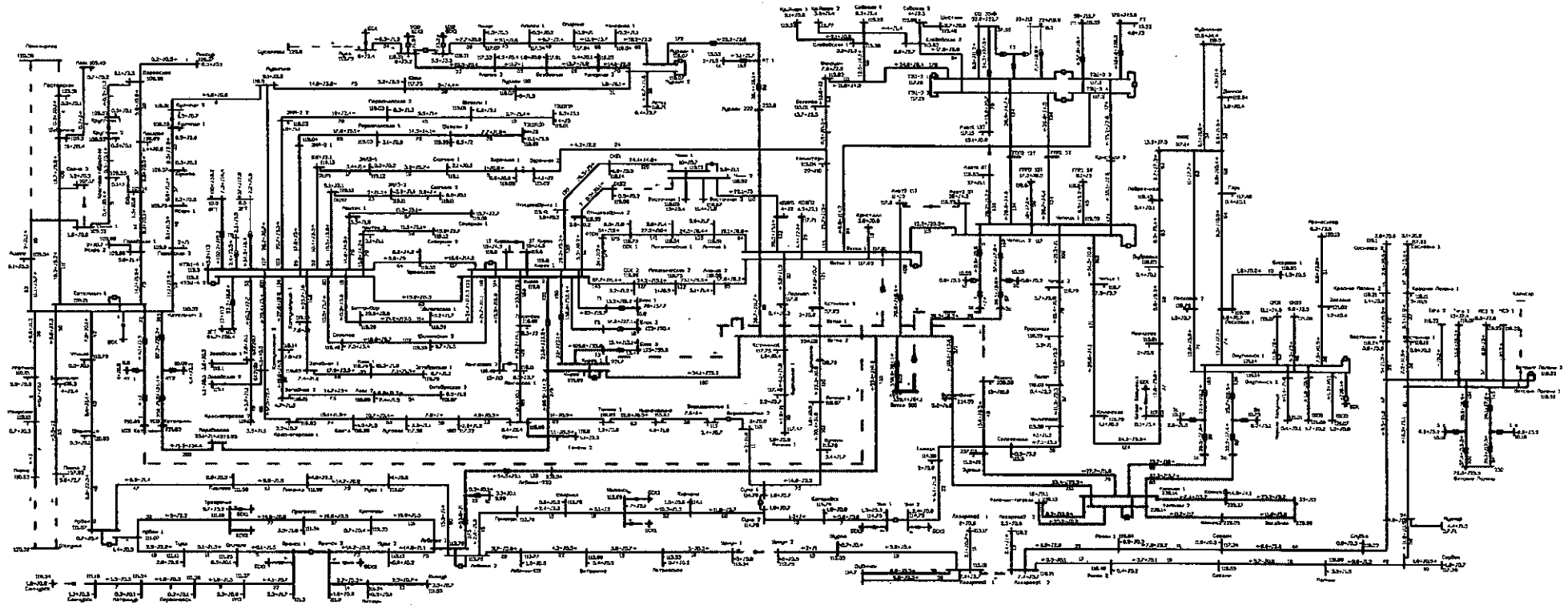
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

6. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка из нормальной схемы



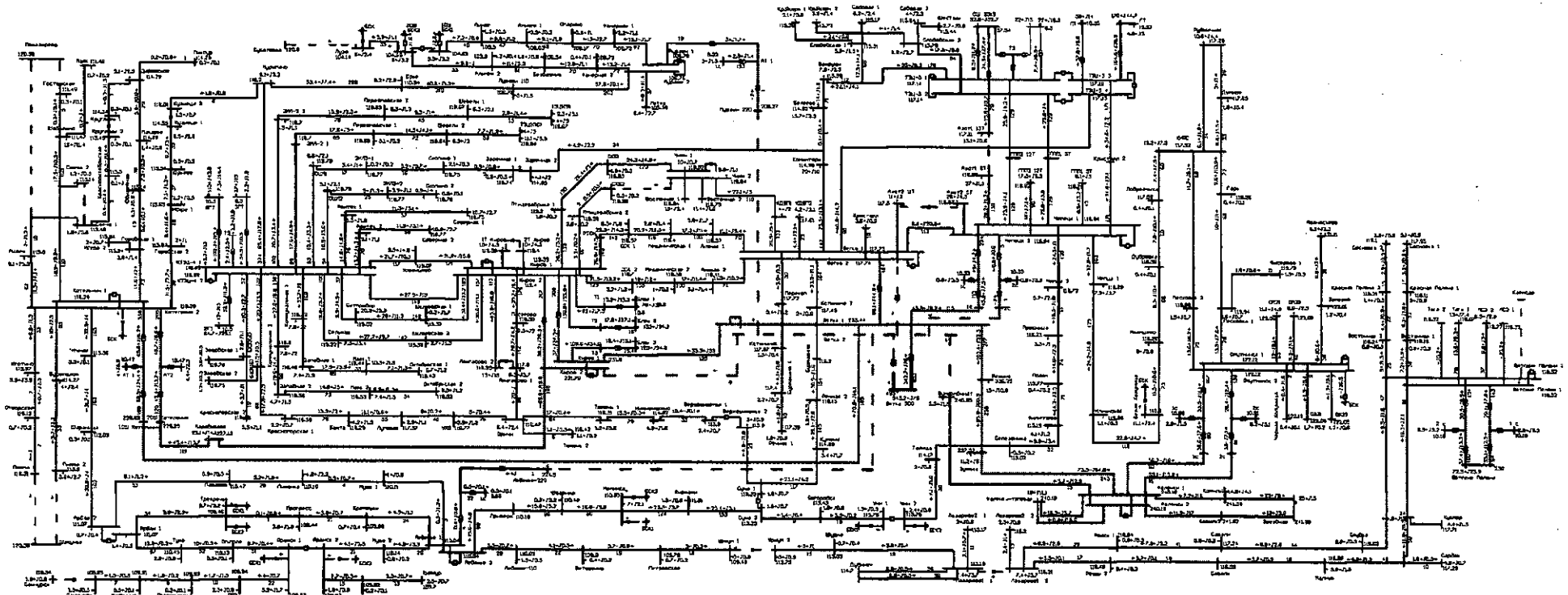
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

7. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка из нормальной схемы



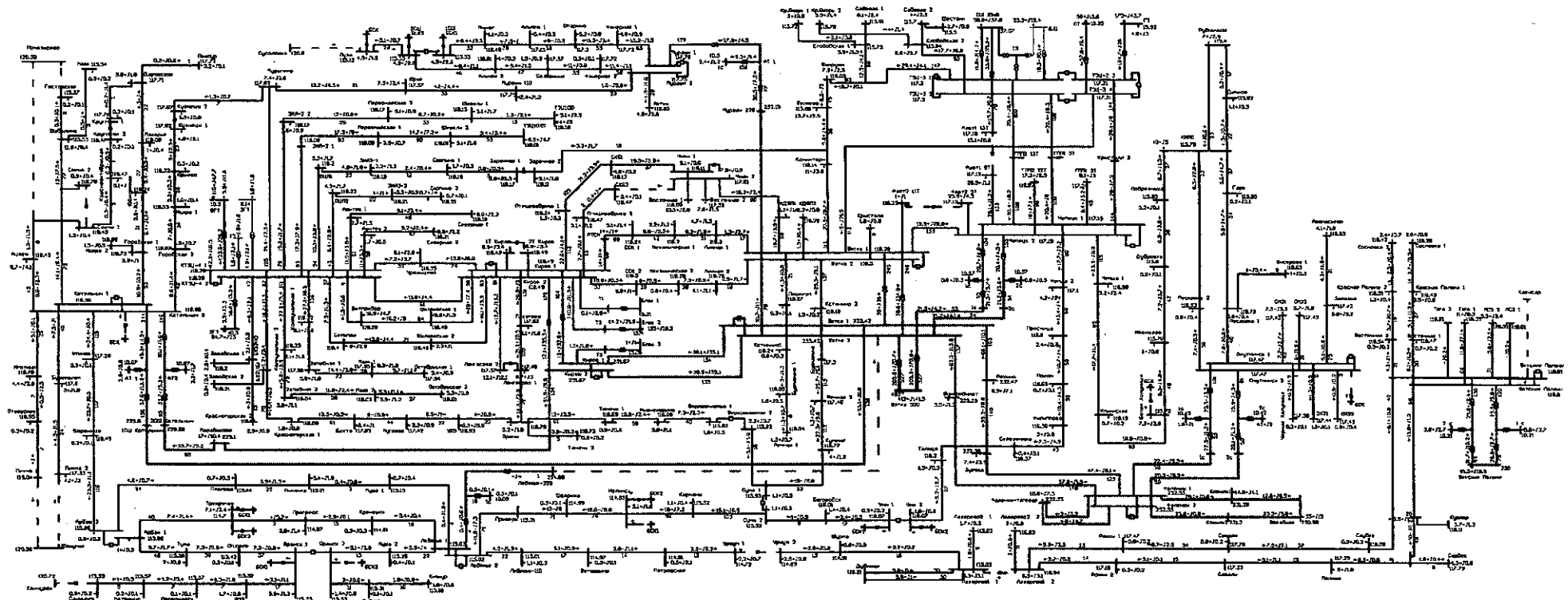
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

8. Зимний максимум 2025 года. Аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка из нормальной схемы



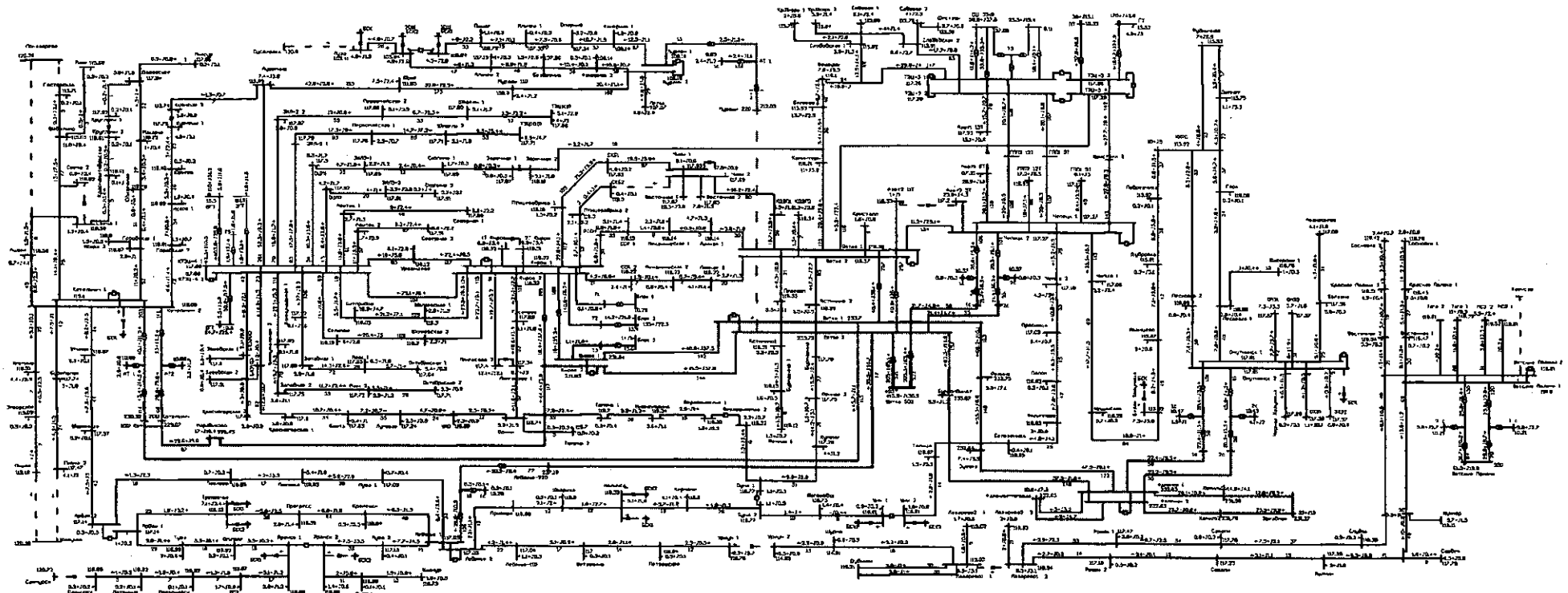
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

9. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы



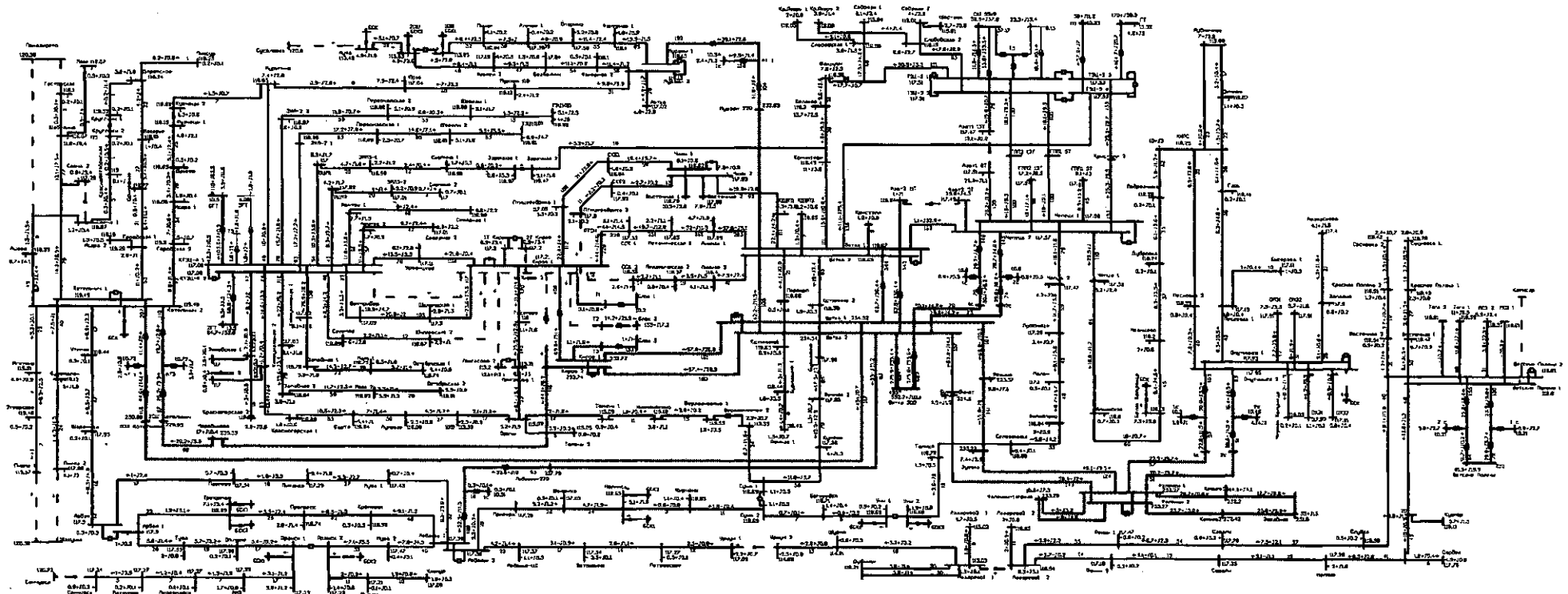
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

10. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы



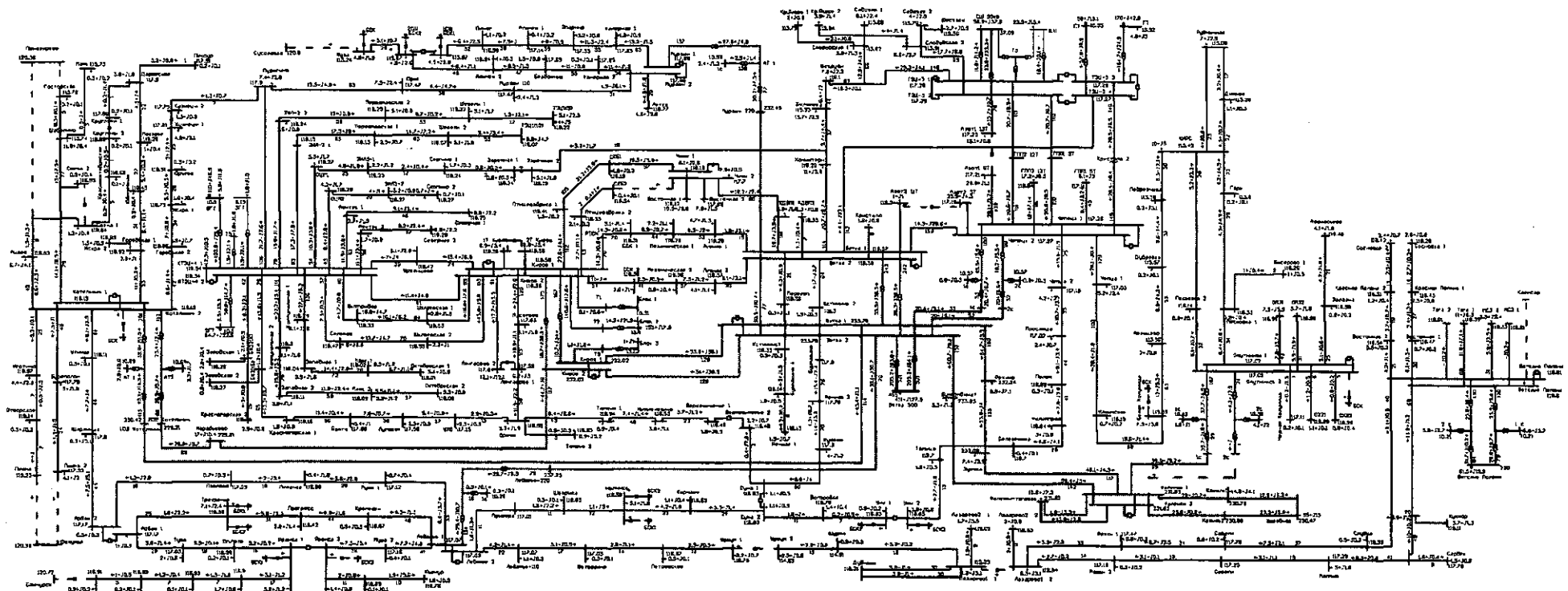
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

11. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров из нормальной схемы



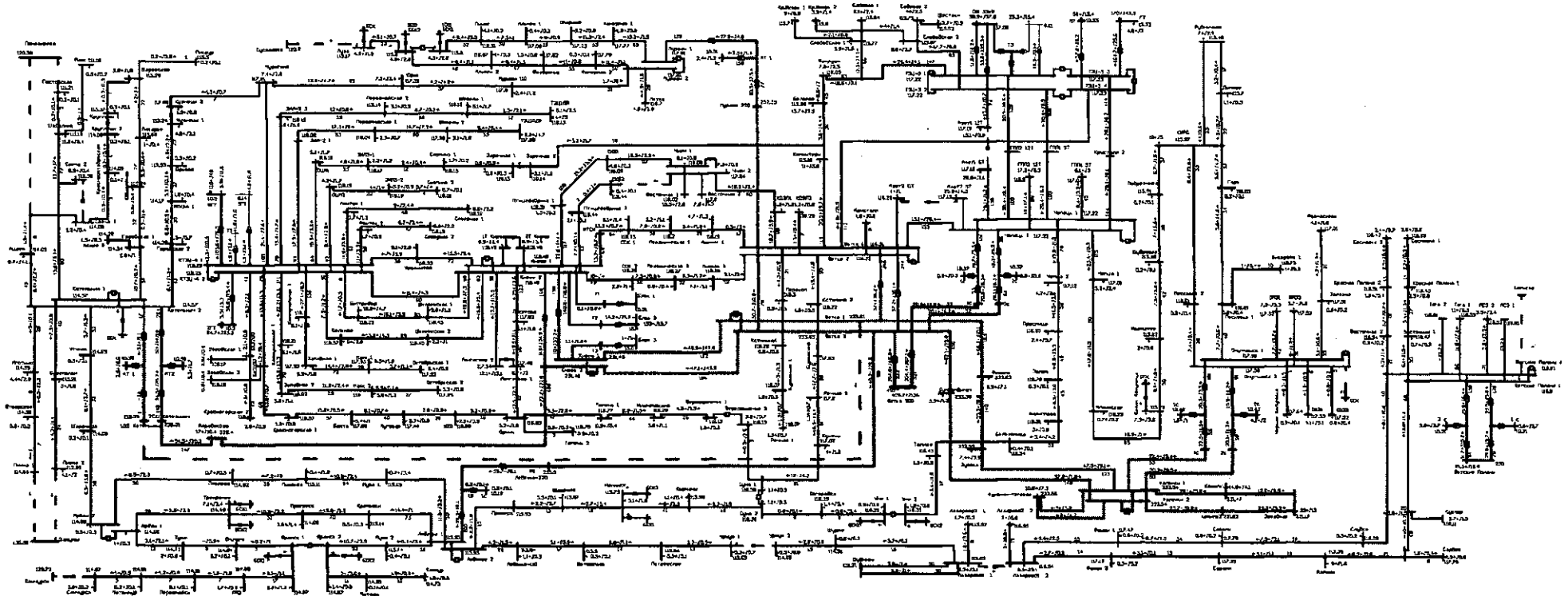
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

12. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2 из нормальной схемы



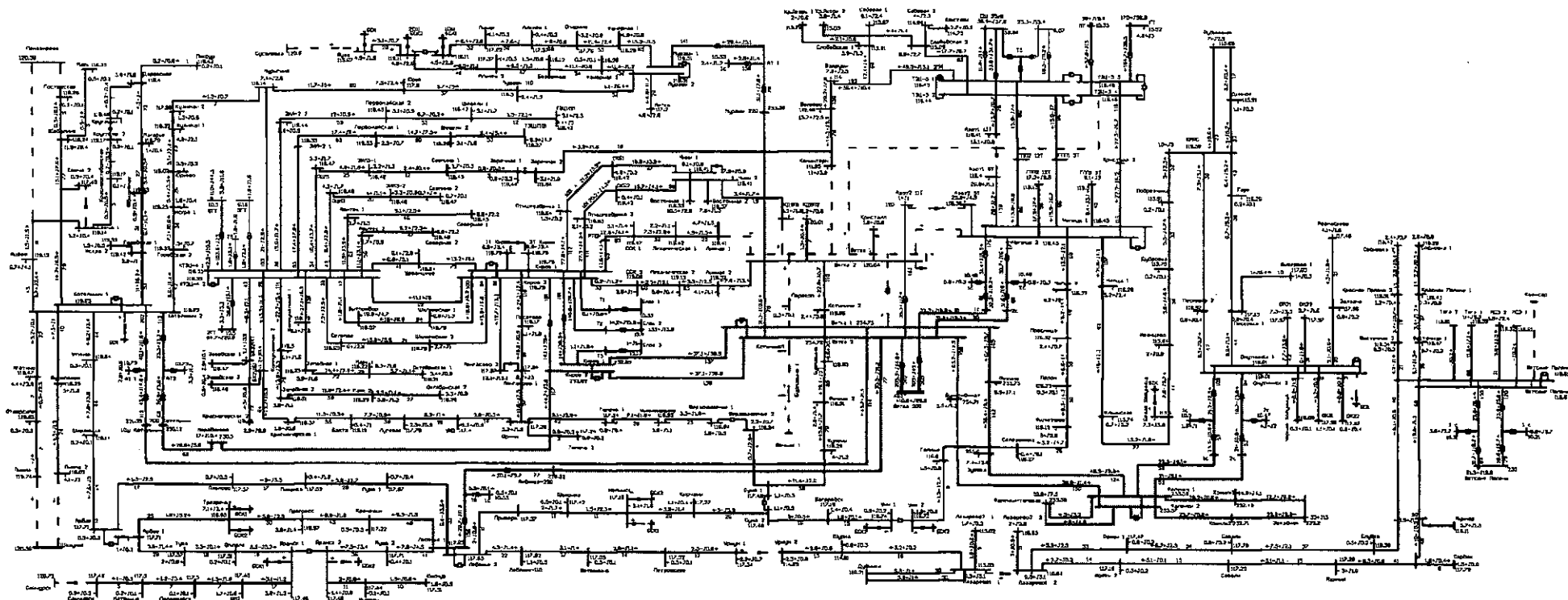
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

13. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич из нормальной схемы



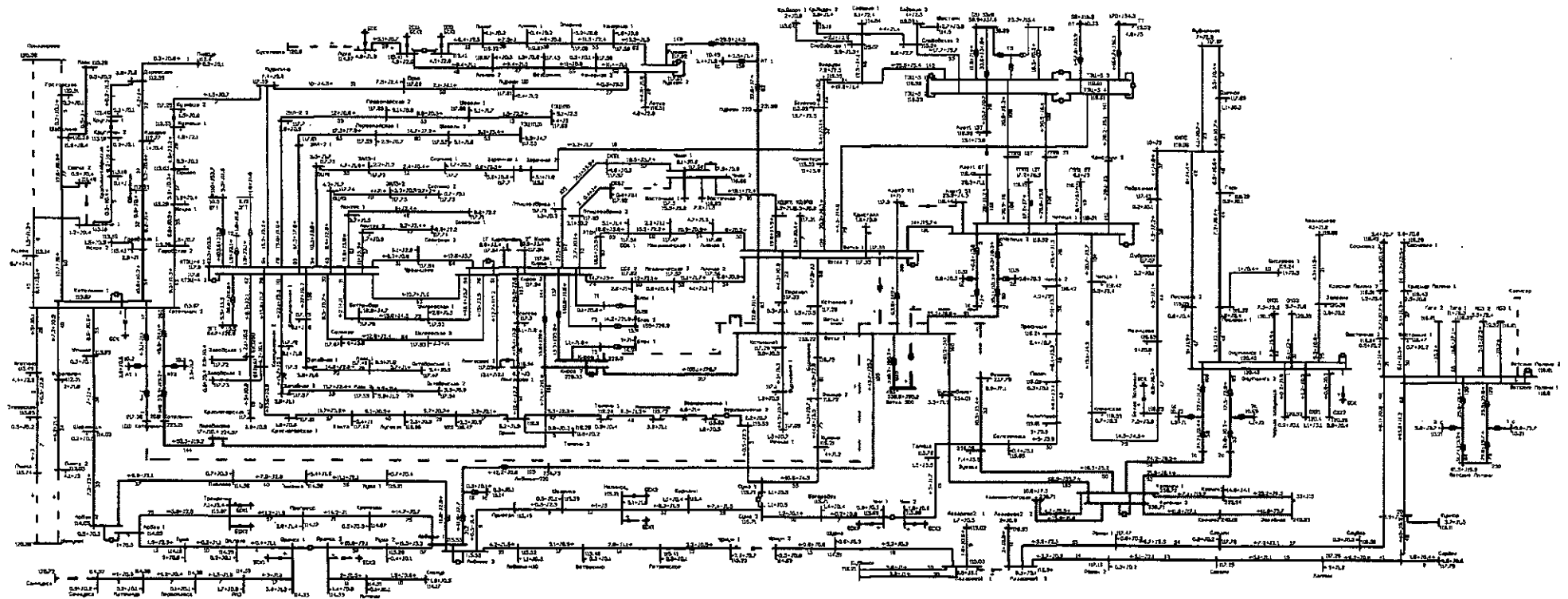
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

14. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка из нормальной схемы



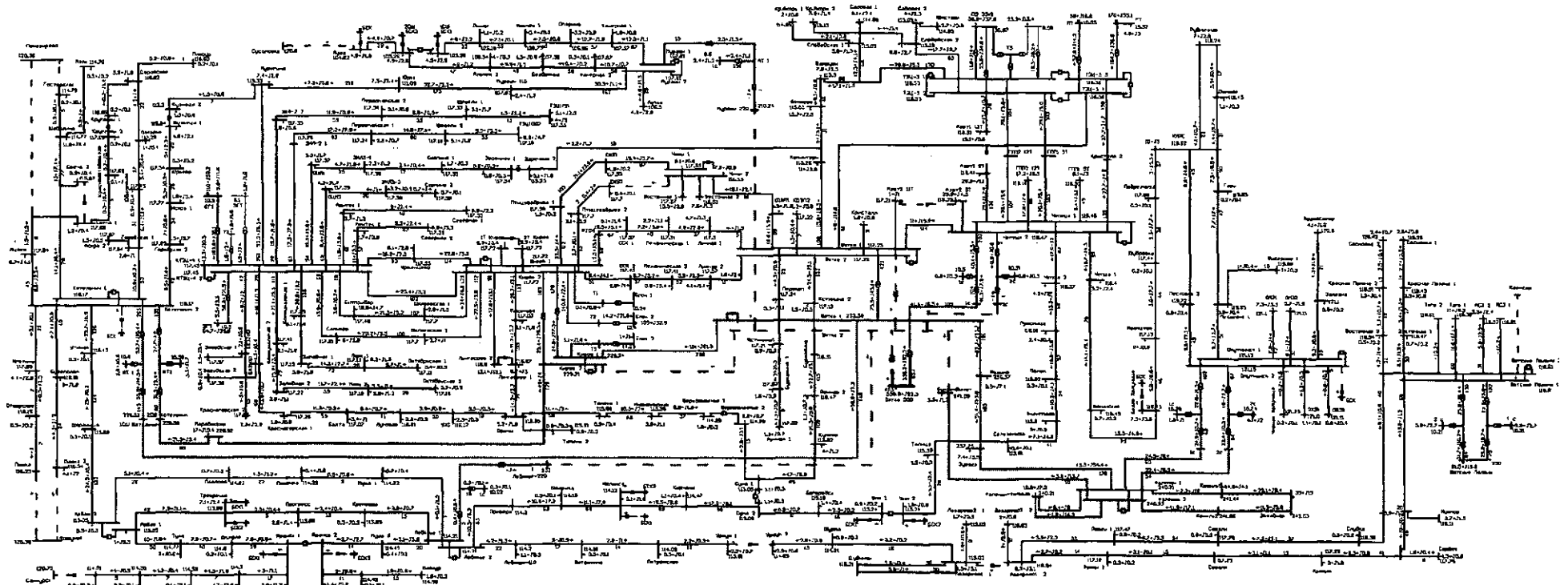
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

15. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка из нормальной схемы



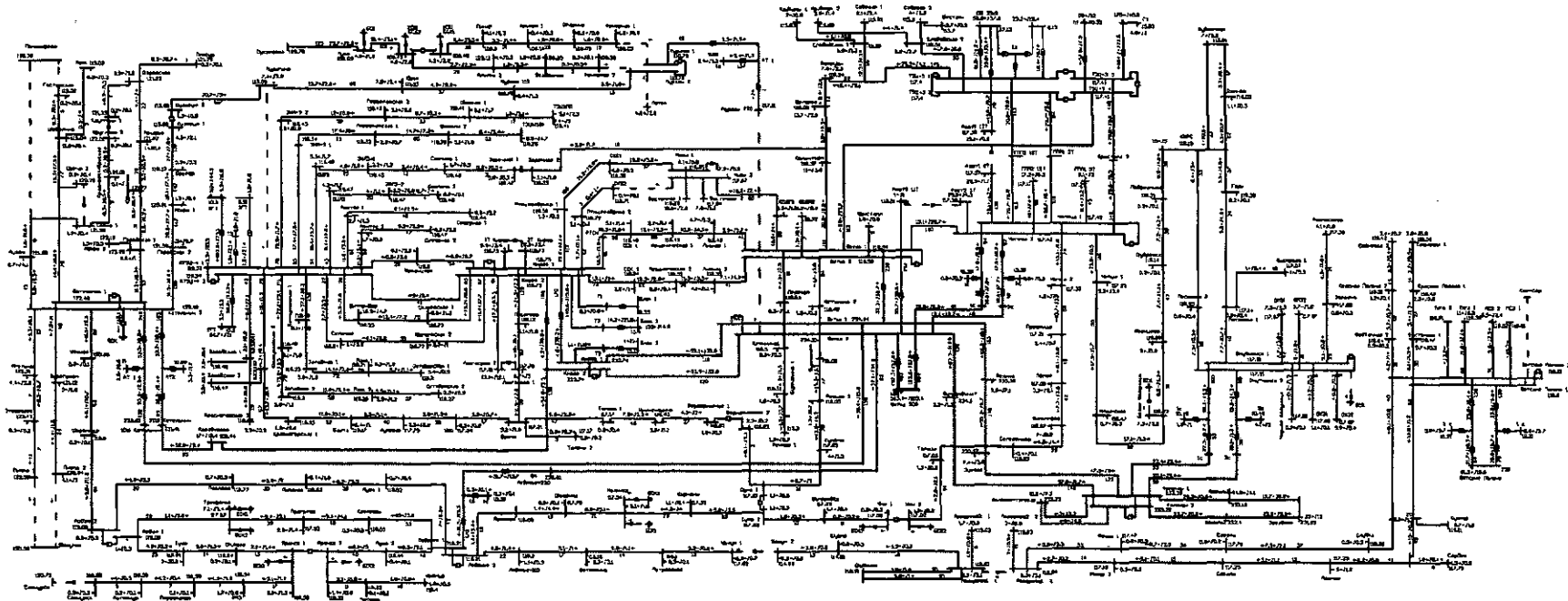
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

16. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка из нормальной схемы



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

17. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино



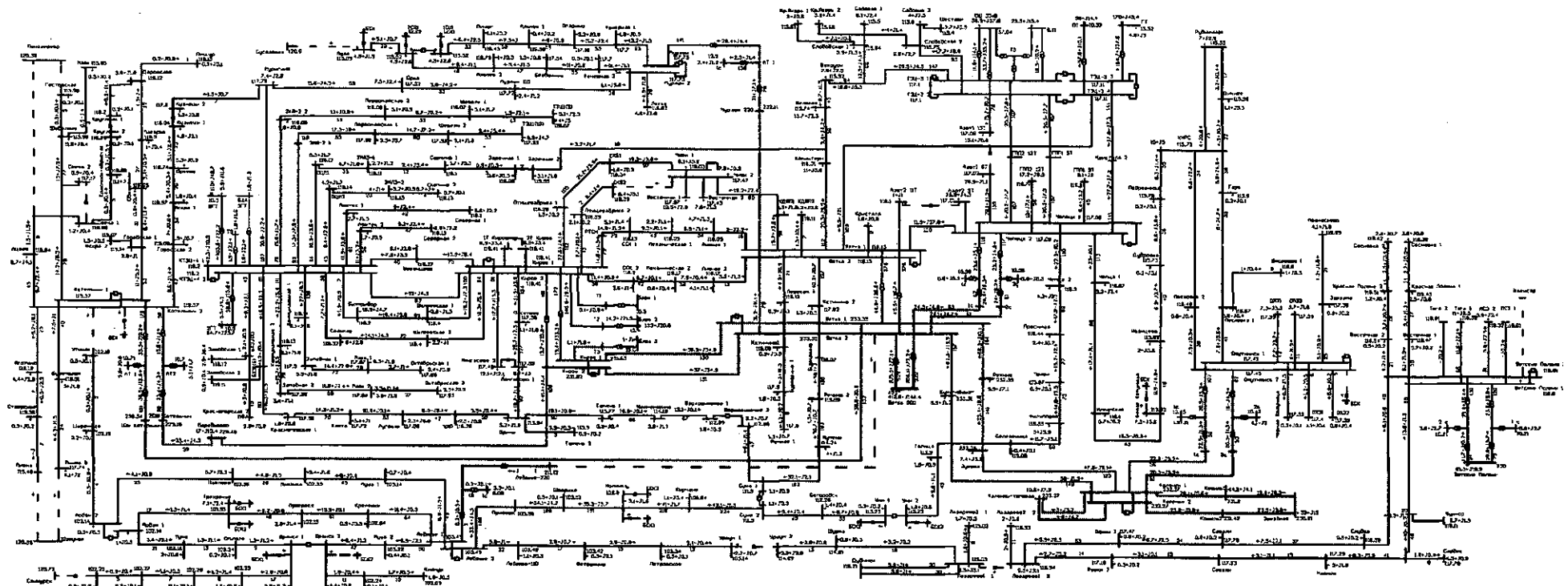
Примечание. При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино происходит отключение Мурашинского энергорайона, объем суммарной отключенной нагрузки 52 МВт. Для восстановления питания потребителей выполнены:

1. Замкнут транзит 110 кВ Луза – Сусаловка, от энергосистемы Архангельской области питаются ПС 110 кВ Луза, Демьяново, Пинюг, Оричи, Альмеж, Безбожник, Фанерная, суммарно 23,9 МВт, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Луза – Сусаловка 126 А. Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Луза – Сусаловка 100 А, ограничивающий элемент ТТ ПС 110 кВ Сусаловка. Для неперевышения ДДТН ВЛ необходим ввод ГВО в объеме 5 МВт. При подготовке к ремонту возможно увеличить длительно допустимую нагрузку ВЛ 110 кВ Луза – Сусаловка до 300 А при шунтировании ТТ ПС 110 кВ Сусаловка. Превышения ДДТН других ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

2. ПС 110 кВ Летка питается от энергосистемы Республики Коми.

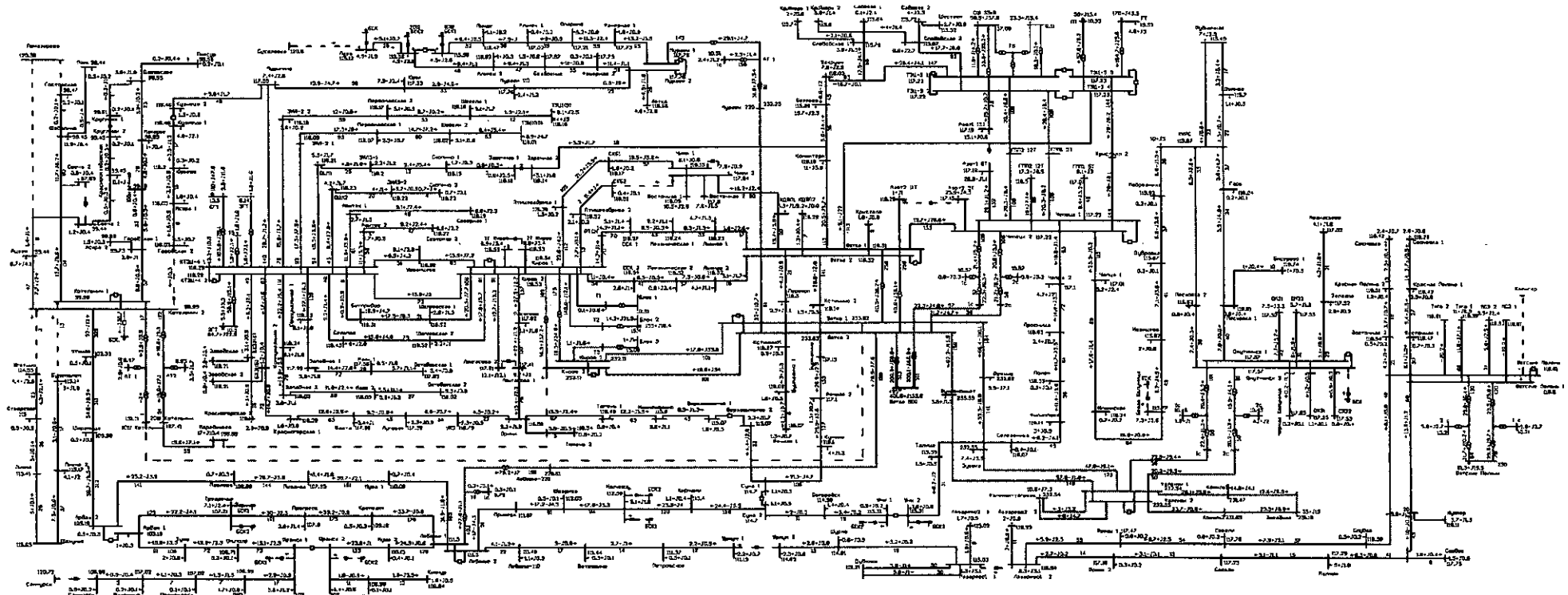
3. Включен СВ 110 кВ ПС 110 Кузнецы и запитаны ПС 110 кВ Кузнецы, Мурыгино, Юрья, Мураши по ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

18. Летний максимум 2025 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.

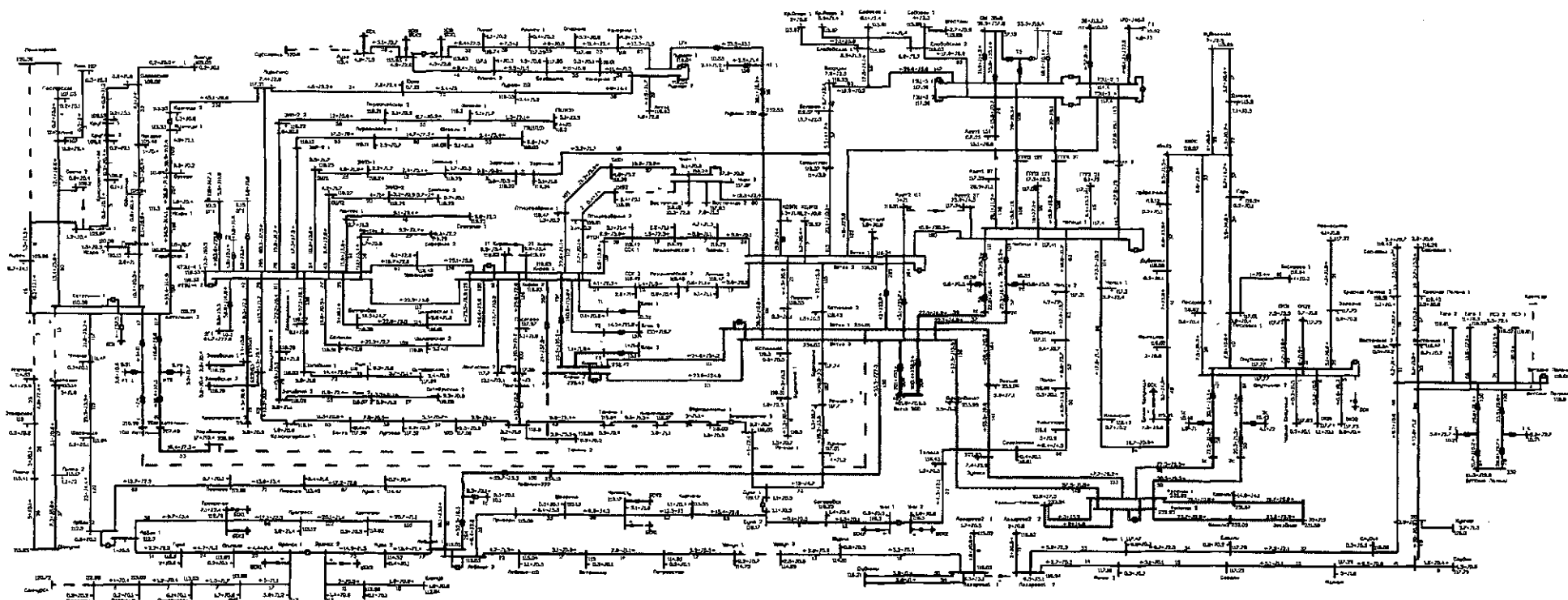
19. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково



Примечание. При подготовке к ремонту перенесены точки раздела на транзите 110 кВ Котельнич – Шахунья с энергосистемой Нижегородской области на ВМ 110 кВ ВЛ Иготино и Буреполом на ПС 220 кВ Котельнич, перенесена точка раздела с СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы (включен) на ВМ 110 кВ ВЛ Юрьево (отключен) и перестроено действие 2 очереди АОСН 110 кВ ПС 220 кВ Котельнич.

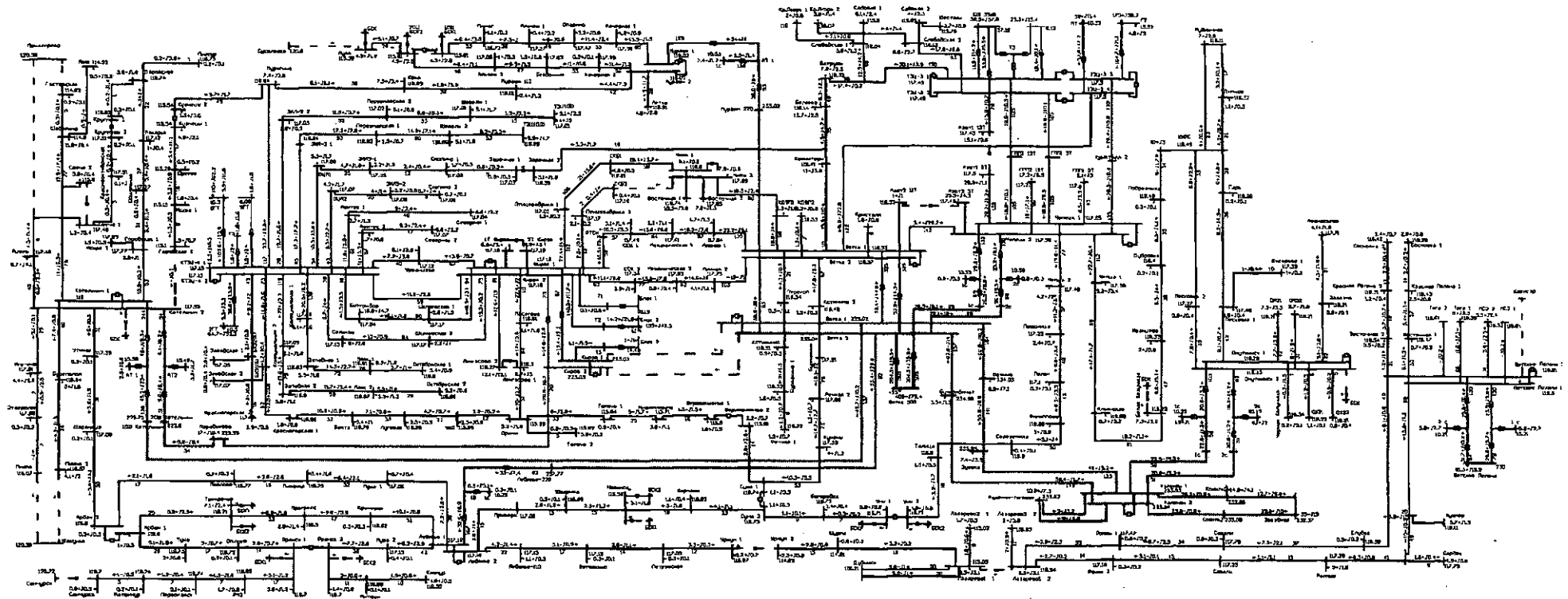
При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково происходит снижение напряжения ниже уставок АОСН 110 кВ ПС 220 кВ Котельнич (уставка АОСН 90 кВ), сработали: 1-я очередь АОСН на включение БСК 110 кВ ПС 220 кВ Котельнич. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

19. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково. Продолжение



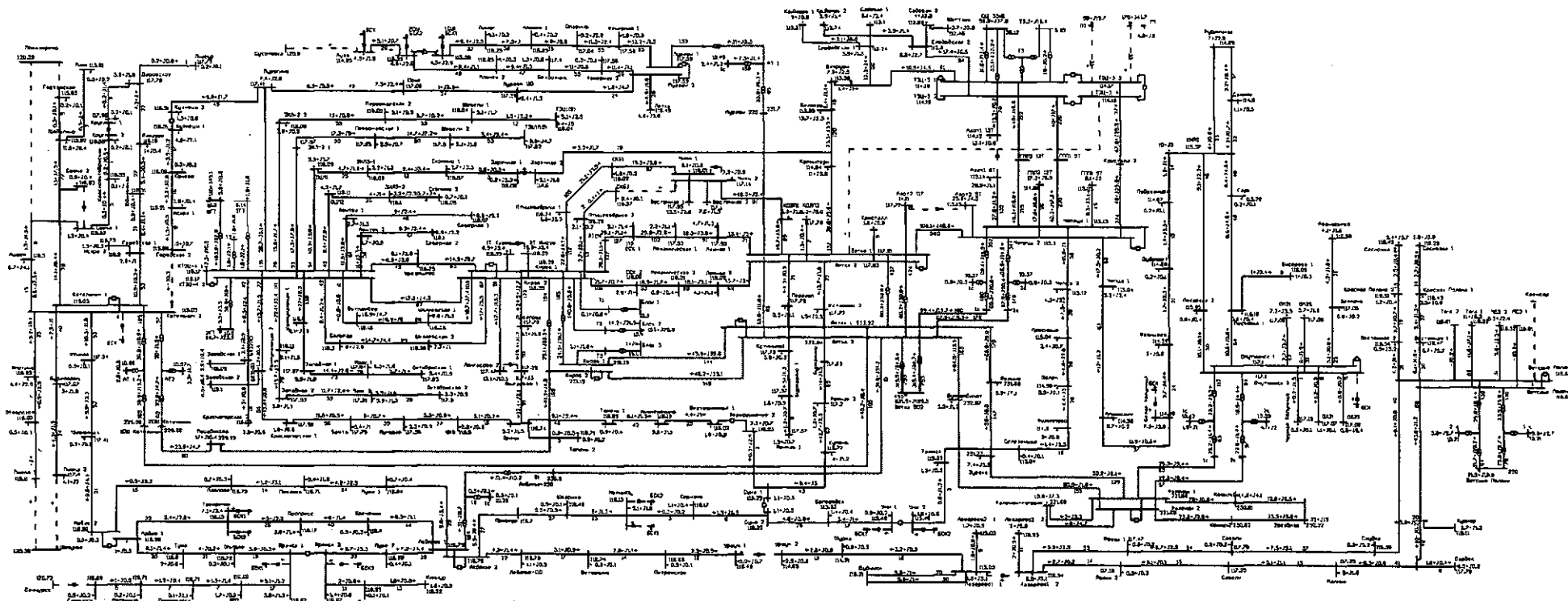
Примечание. При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково происходит снижение напряжения ниже уставок АОСН 110 кВ ПС 220 кВ Котельнич (уставка АОСН 90 кВ), сработали: 1-я очередь АОСН на включение БСК 110 кВ ПС 220 кВ Котельнич. Может сработать 2-я очередь АОСН на включение ВМ 110 кВ ВЛ Юрьево ПС 220 кВ Котельнич. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

20. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Киров 2 ц. в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Киров 3 ц.



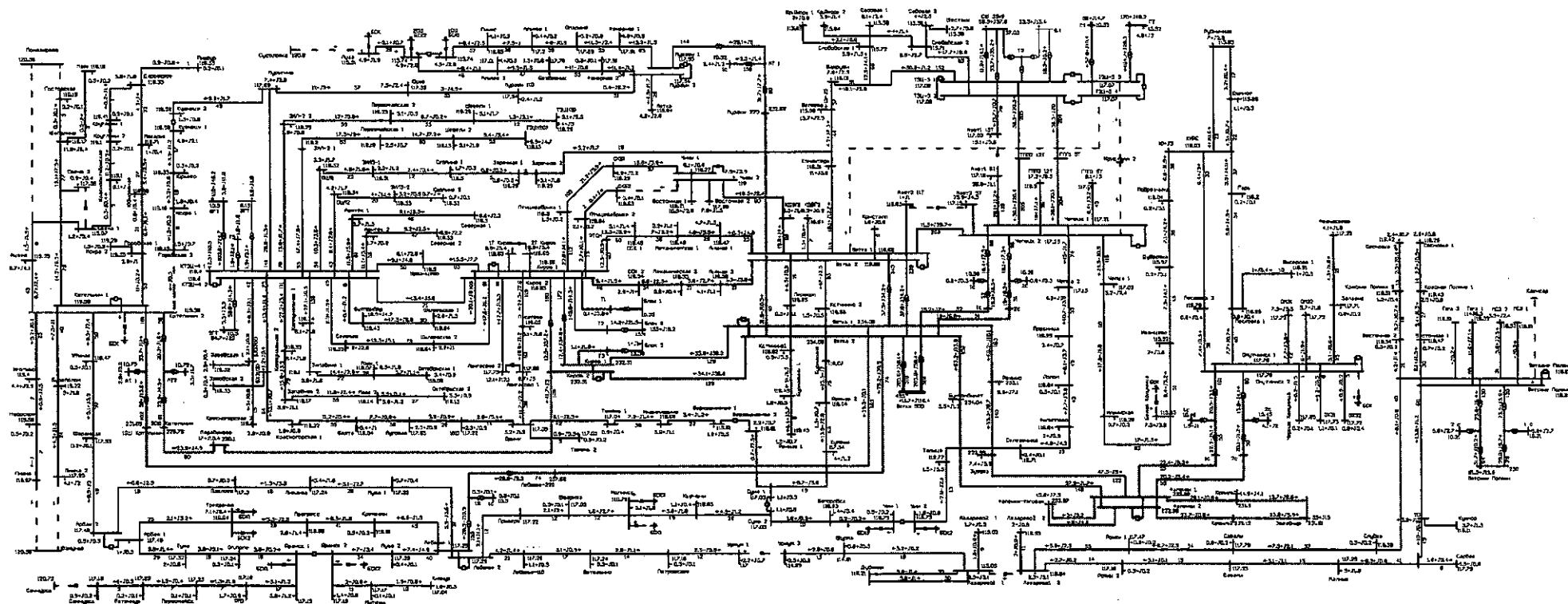
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

21. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 в режиме ремонта Блока 1 Кировской ТЭЦ-3



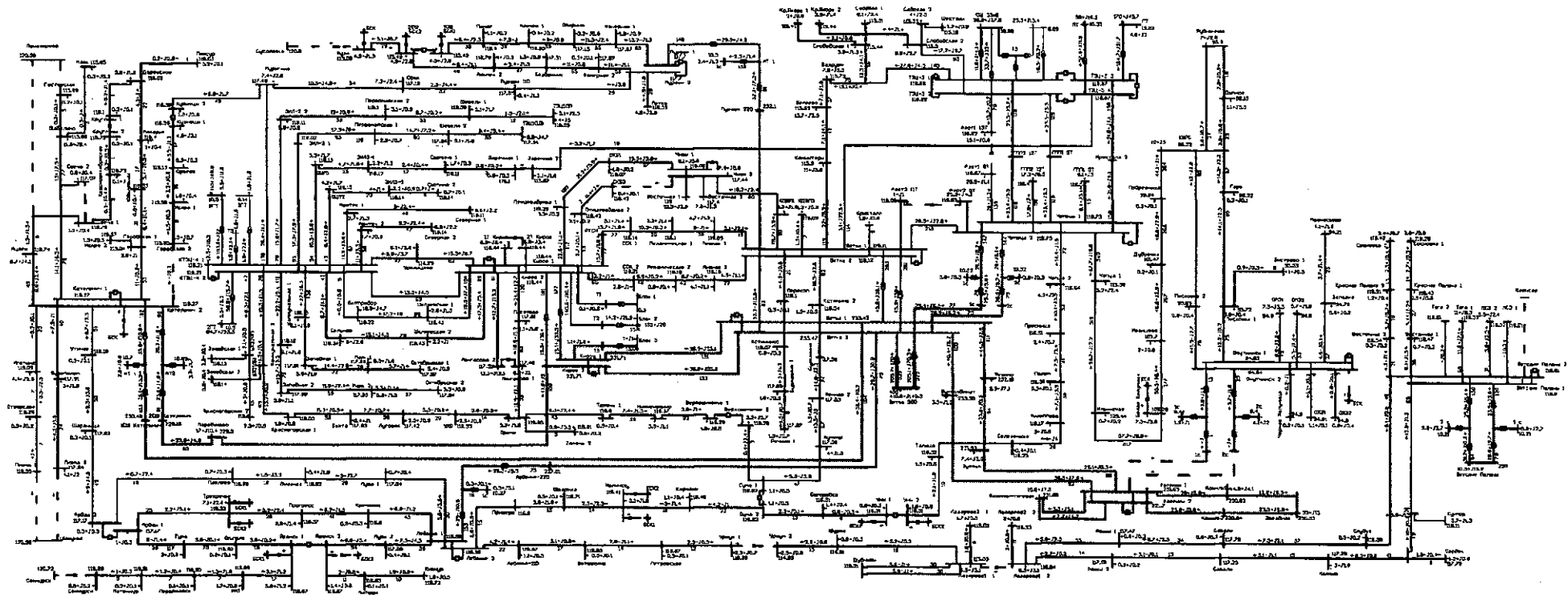
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

22. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Чепецк – Кировская ТЭЦ-3 с отпайкой на ПС Кристалл



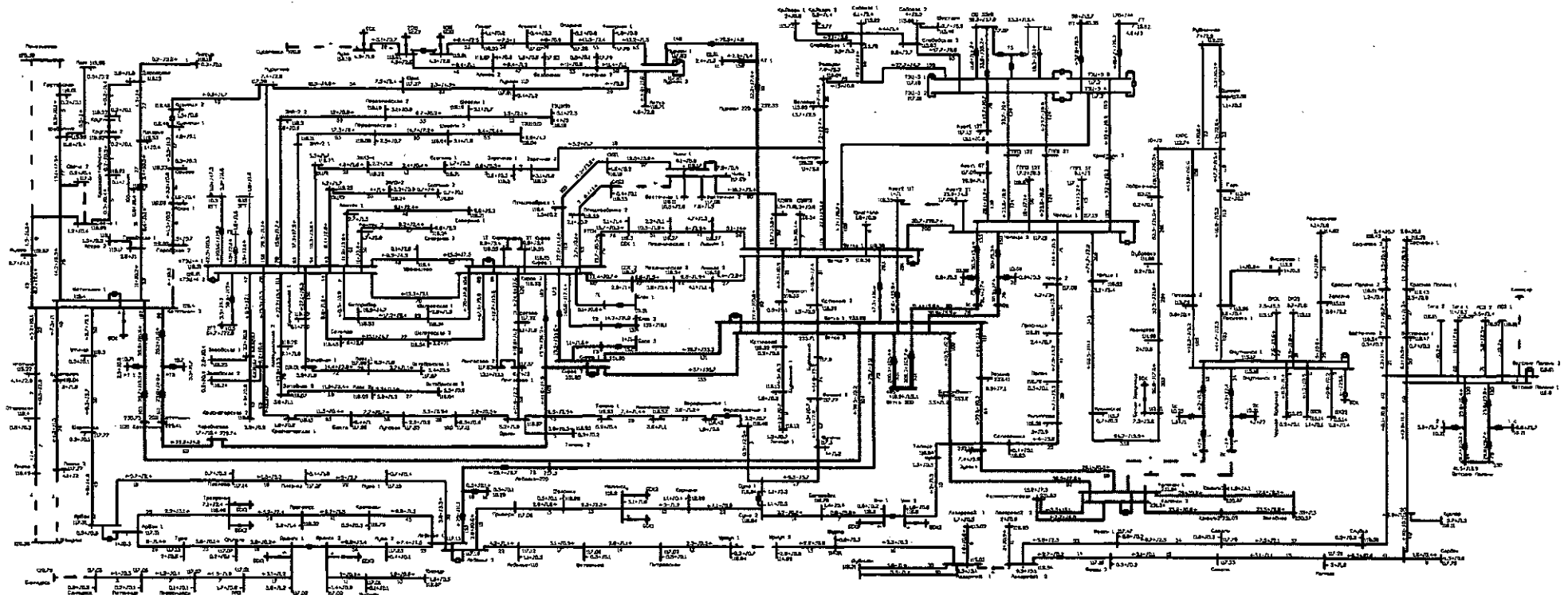
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

23. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 1 ц. в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц.



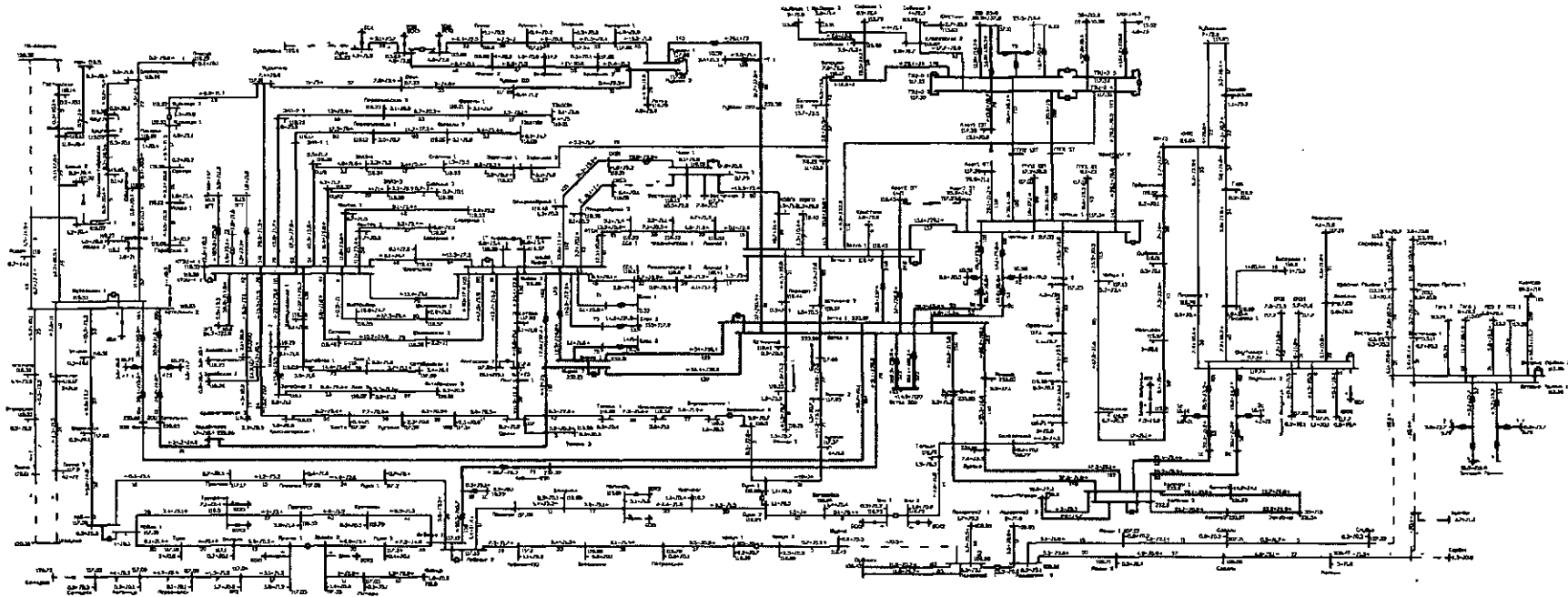
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

23. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 1 ц. в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц. Продолжение



Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Для повышения уровней напряжения включена БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск.

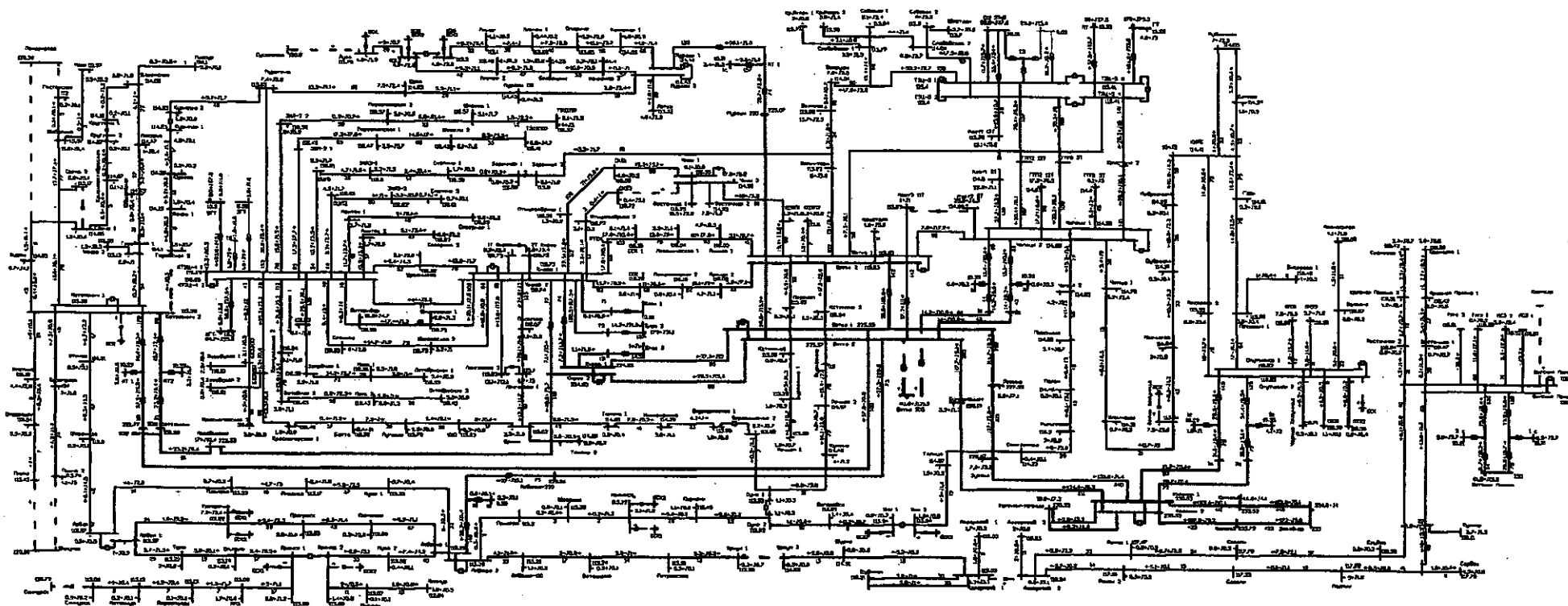
24. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Кутлу Букаш – Вятские Поляны



Примечание. При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Кутлу Букаш – Вятские Поляны происходит отключение Вятскополянского энергорайона, объем суммарной отключенной нагрузки 52 МВт. Для восстановления питания потребителей выполнены:

1. Питание ПС 220 кВ Вятские Поляны, ПС 110 кВ Сосновка, Восточная, Красная Поляна, Тяговая, МСЗ производится по ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Каенсар от энергосистемы Республики Татарстан.
 2. Питание ПС 110 кВ Лазарево 1, Лазарево 2, Малмыж, Слудка, Рожки, Савали производится по ВЛ 110 кВ Дубники – Лазарево 1 I цепь и ВЛ 110 кВ Дубники – Лазарево 1 II цепь с отпайкой на ПС Косолапово от энергосистемы Республики Марий Эл. Раздел на ВМ 110 кВ ВЛ Малмыж, Слудка ПС 220 кВ Вятские Поляны.
 3. Питание ПС 110 кВ Уржум, Шурма производится по ВЛ 110 кВ Лебяжье – Ветошкино с отпайкой на ПС Лебяжье. Раздел на МВ 110 кВ ВЛ Шурма ПС 110 кВ Лазарево 1.
 4. Питание ПС 110 кВ Кукмор и ПС 110 кВ Сардек производится со стороны энергосистемы Республики Татарстан.
- Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

25. Летний максимум 2025 года. Аварийное отключение АТГ 1 ПС 500 кВ Вятка в режиме ремонта АТГ 2 ПС 500 кВ Вятка

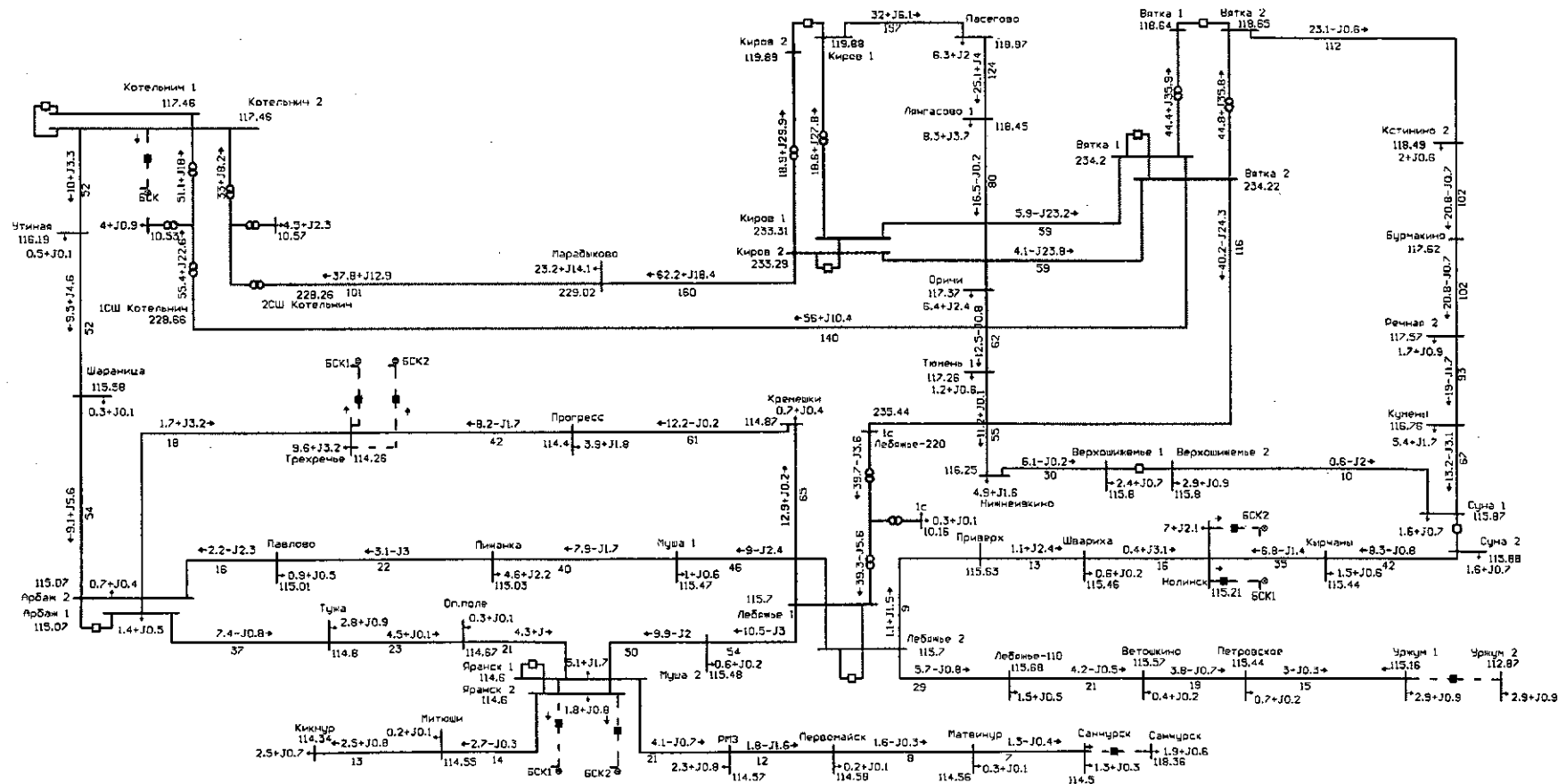


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

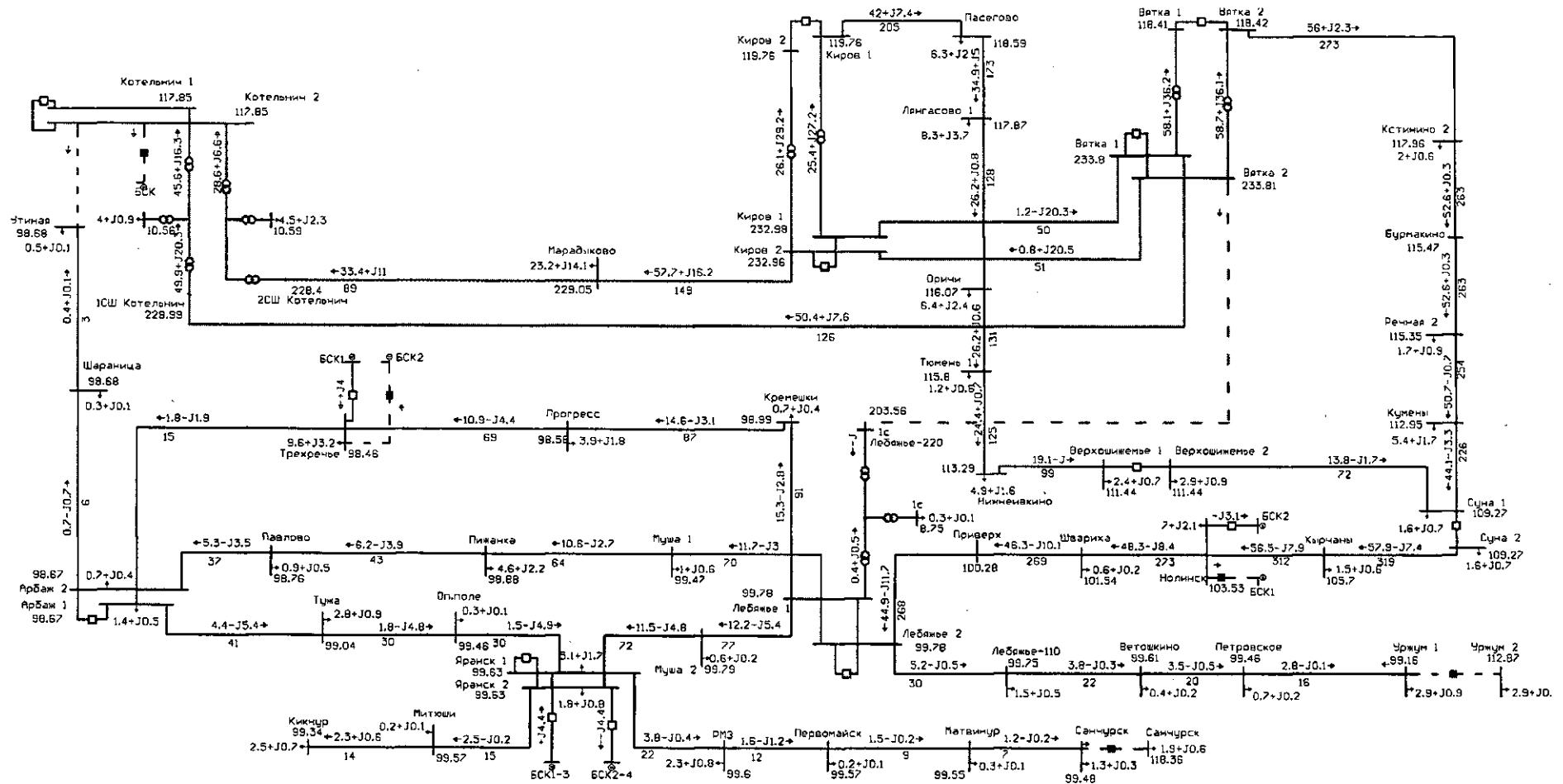
РЕЗУЛЬТАТЫ

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

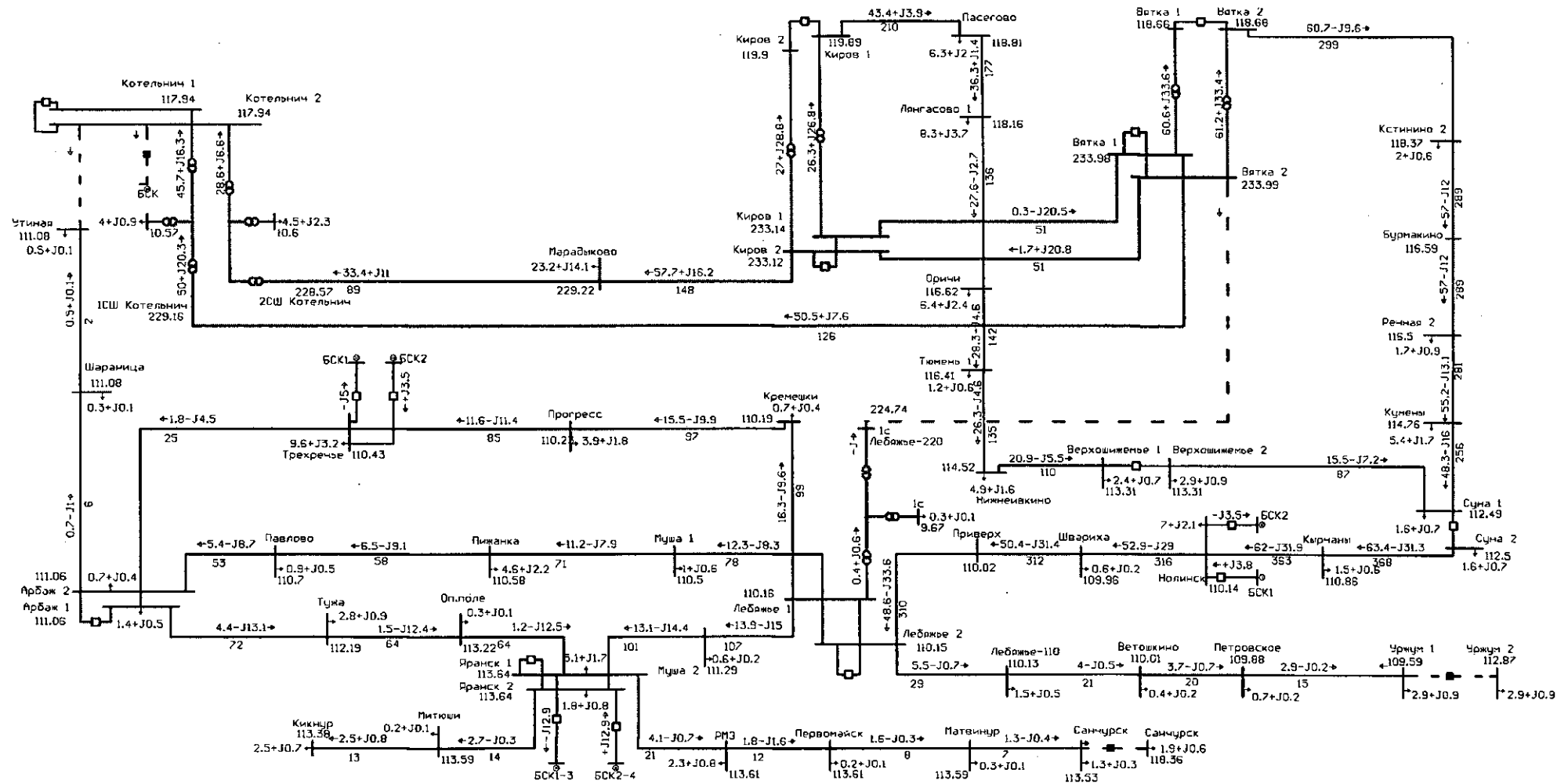


2. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



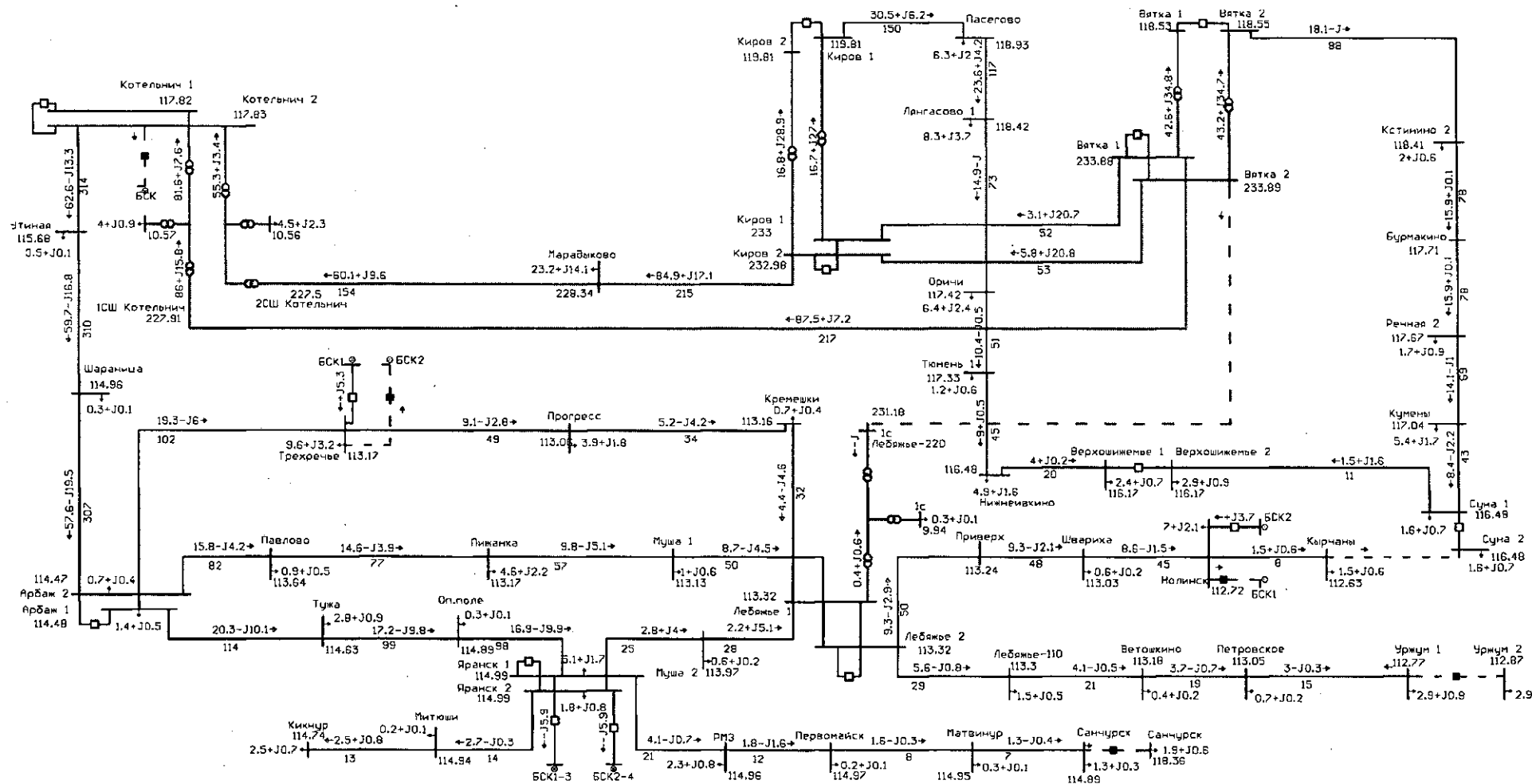
Примечание. Для ремонтного режима включены БСК 1 и БСК 2 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, БСК 2 ПС 110 кВ Трехречье и БСК 2 ПС 110 кВ Нолинск. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Уровни напряжения снижены, но выше уставок АОСН ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Арбаж и ПС 220 кВ Лебяжье. Для повышения уровней напряжения могут быть использованы БСК 3 и БСК 4 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, БСК 1 ПС 110 кВ Трехречье и БСК 1 ПС 110 кВ Нолинск.

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



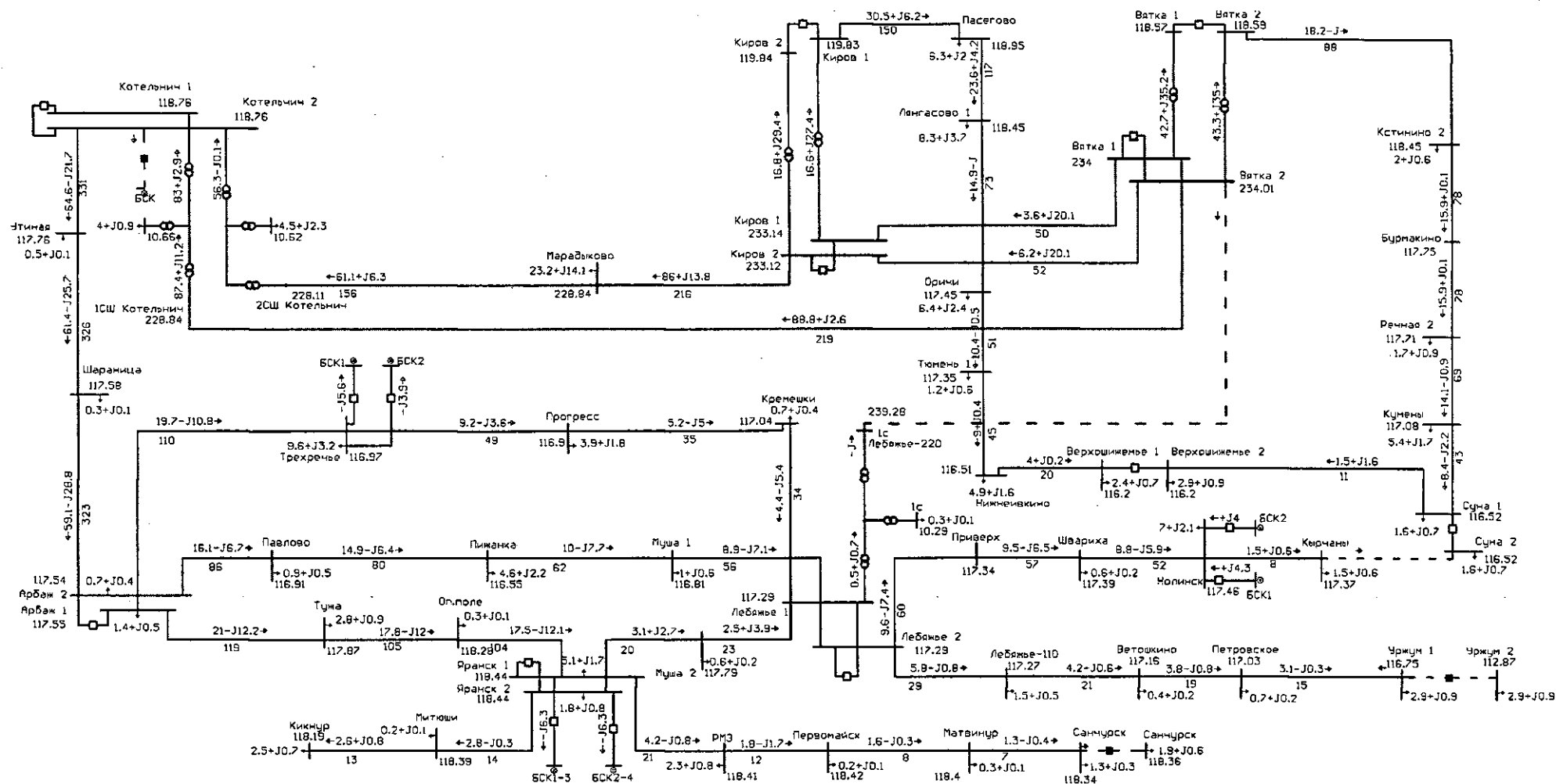
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Для увеличения уровней напряжения включено БСК 1, БСК 2, БСК 3, БСК 4 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, БСК 1, БСК 2 ПС 110 кВ Трехречье и БСК 1, БСК 2 ПС 110 кВ Нолинск.

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



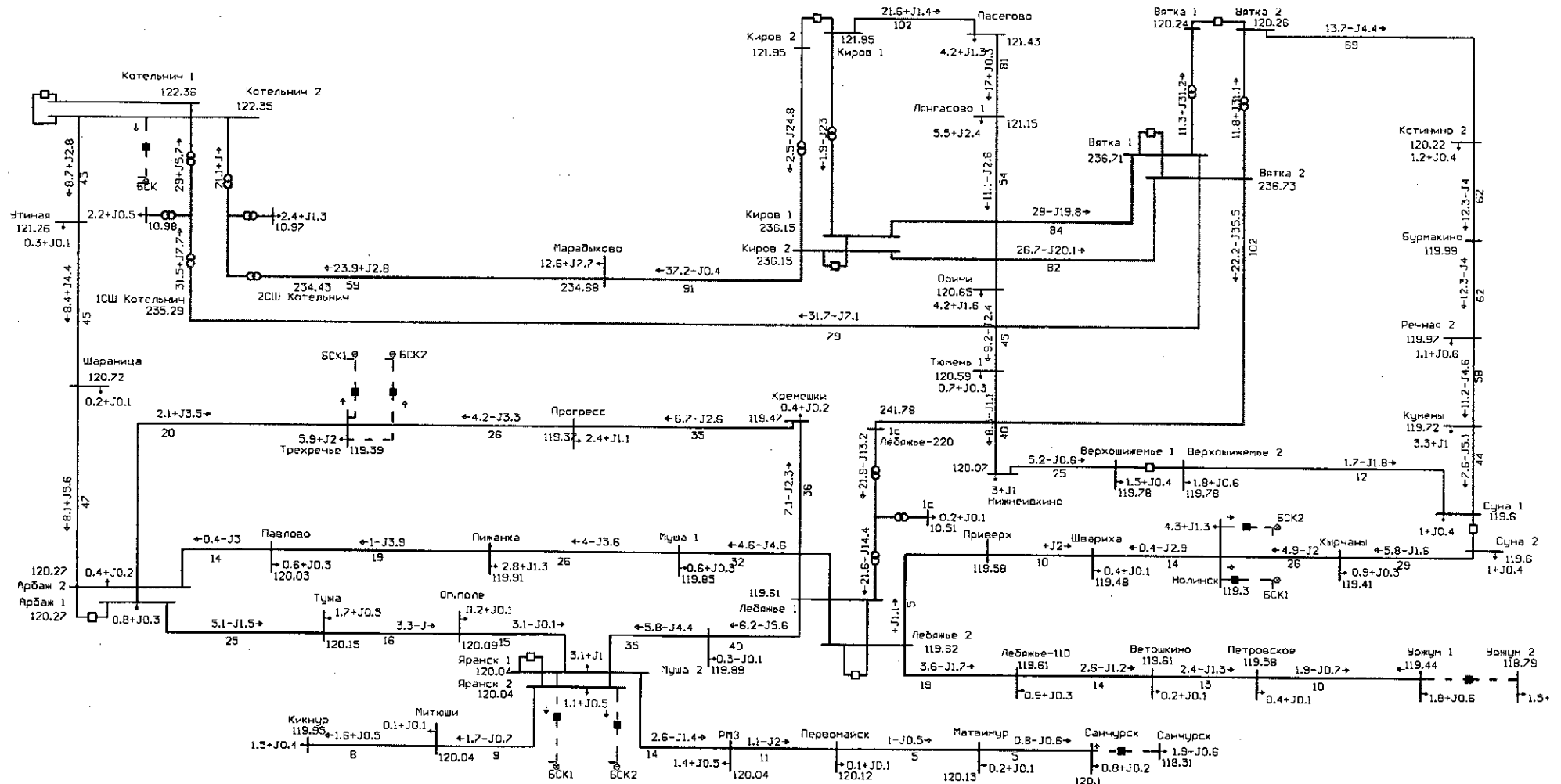
Примечание. Для ремонтного режима включены БСК 1 и БСК 2 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, БСК 2 ПС 110 кВ Трехречье и БСК 2 ПС 110 кВ Нолинск. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется. Уровни напряжения снижены незначительно на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 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



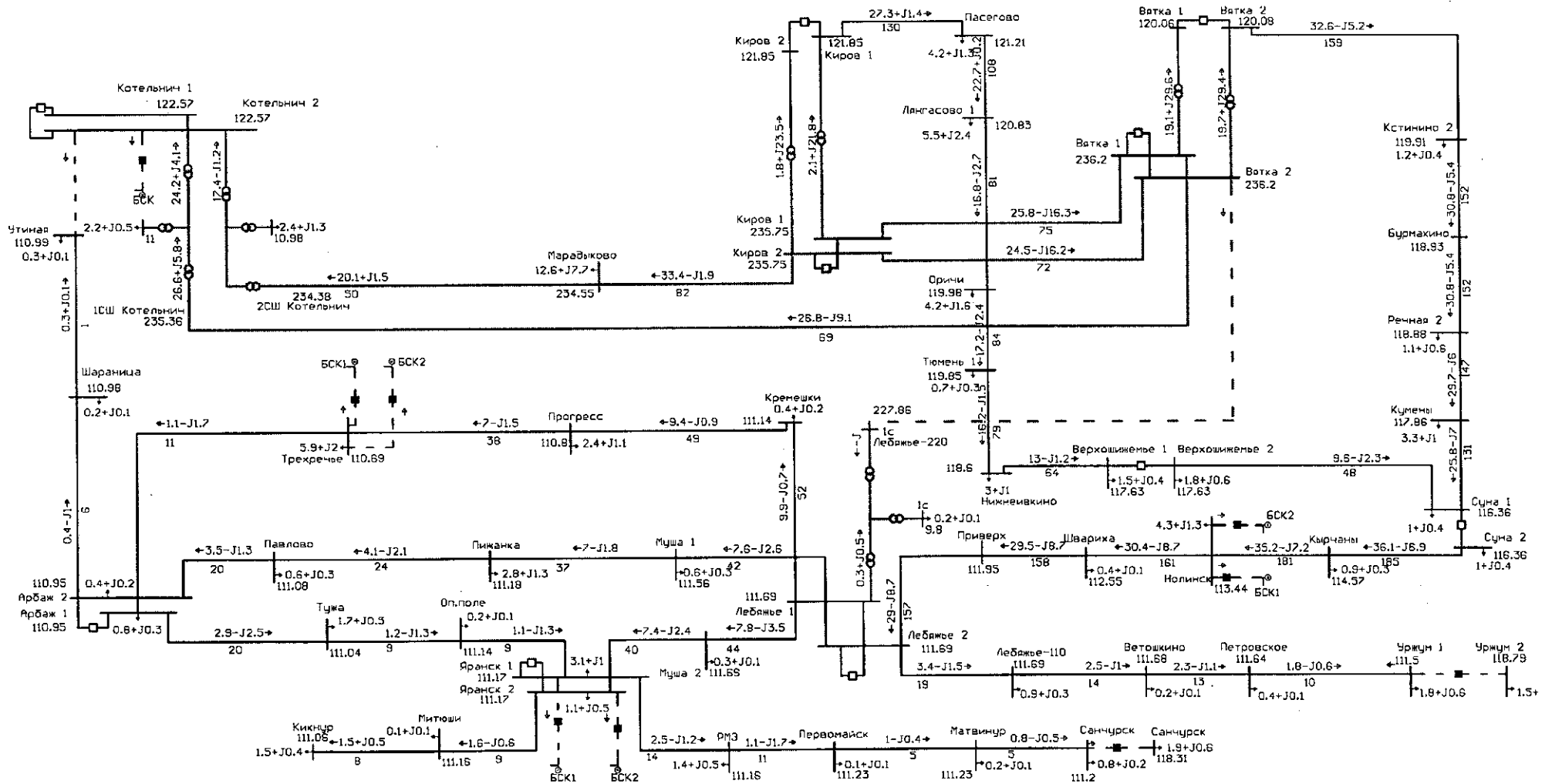
Примечание. Для повышения уровней напряжения включены БСК 1, БСК 2 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, БСК 1, БСК 2 ПС 110 кВ Трехречье и БСК 1, БСК 2 ПС 110 кВ Нолинск. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

6. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний минимум 2023 года. Нормальная схема



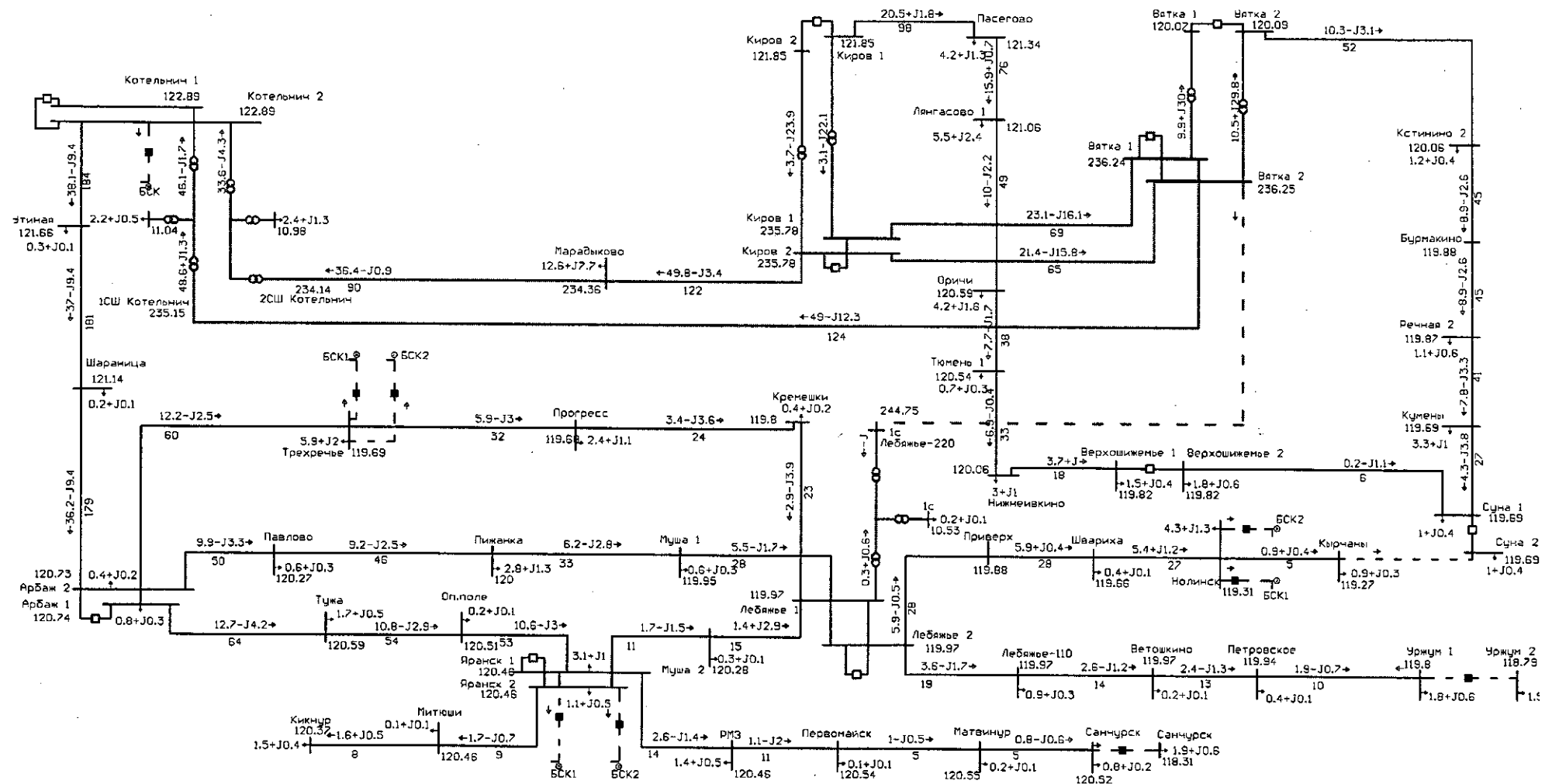
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



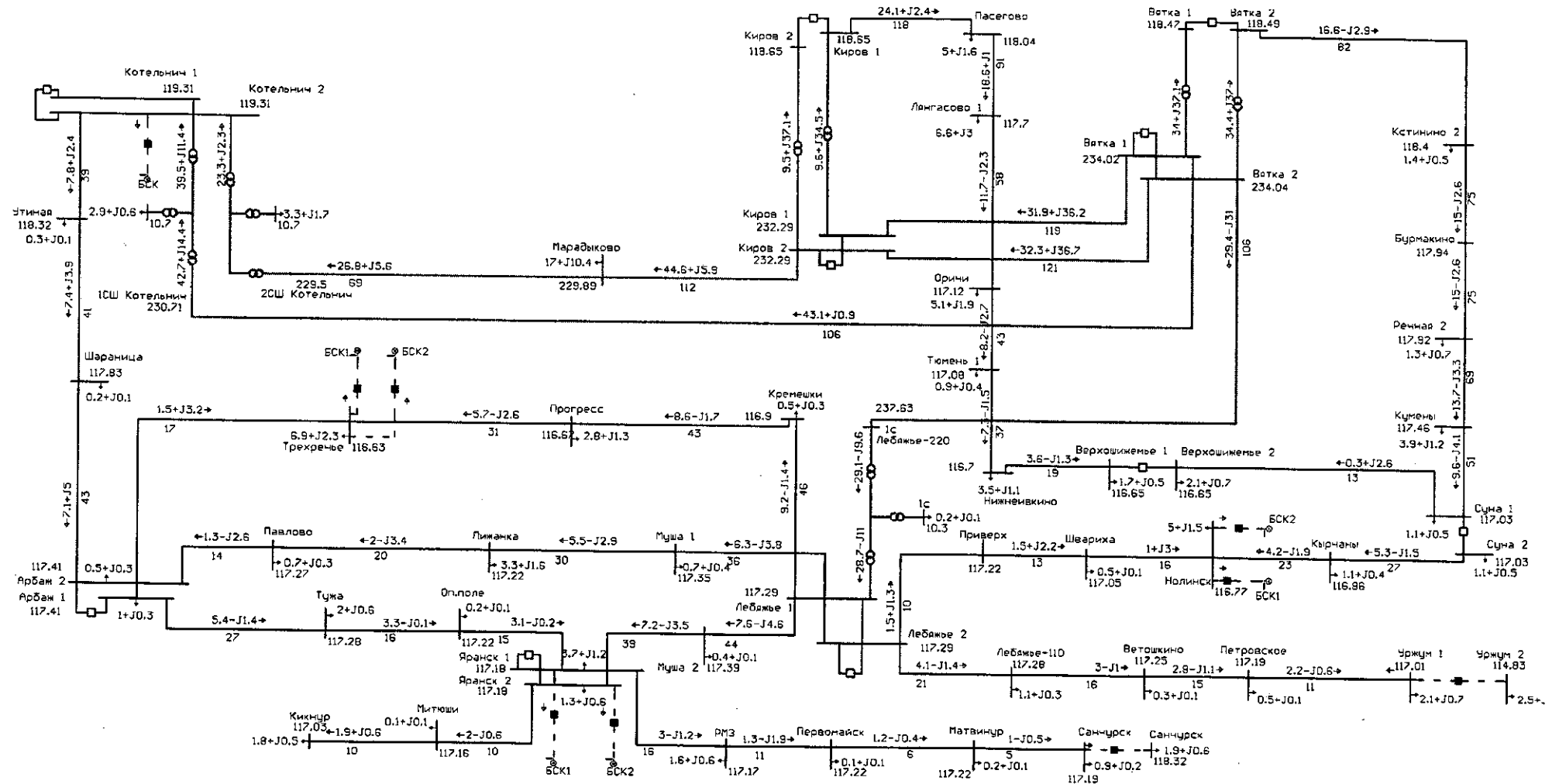
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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

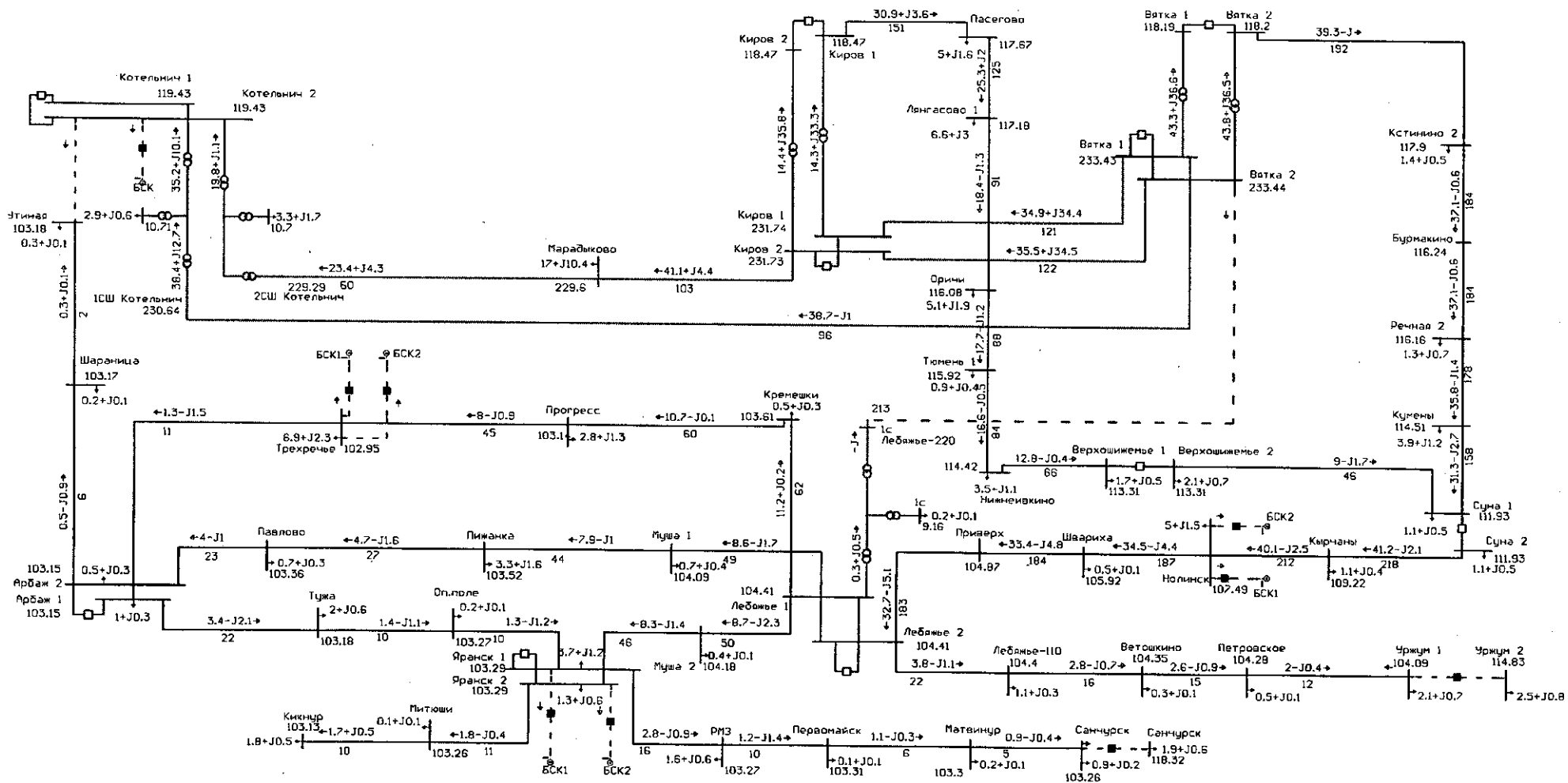


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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

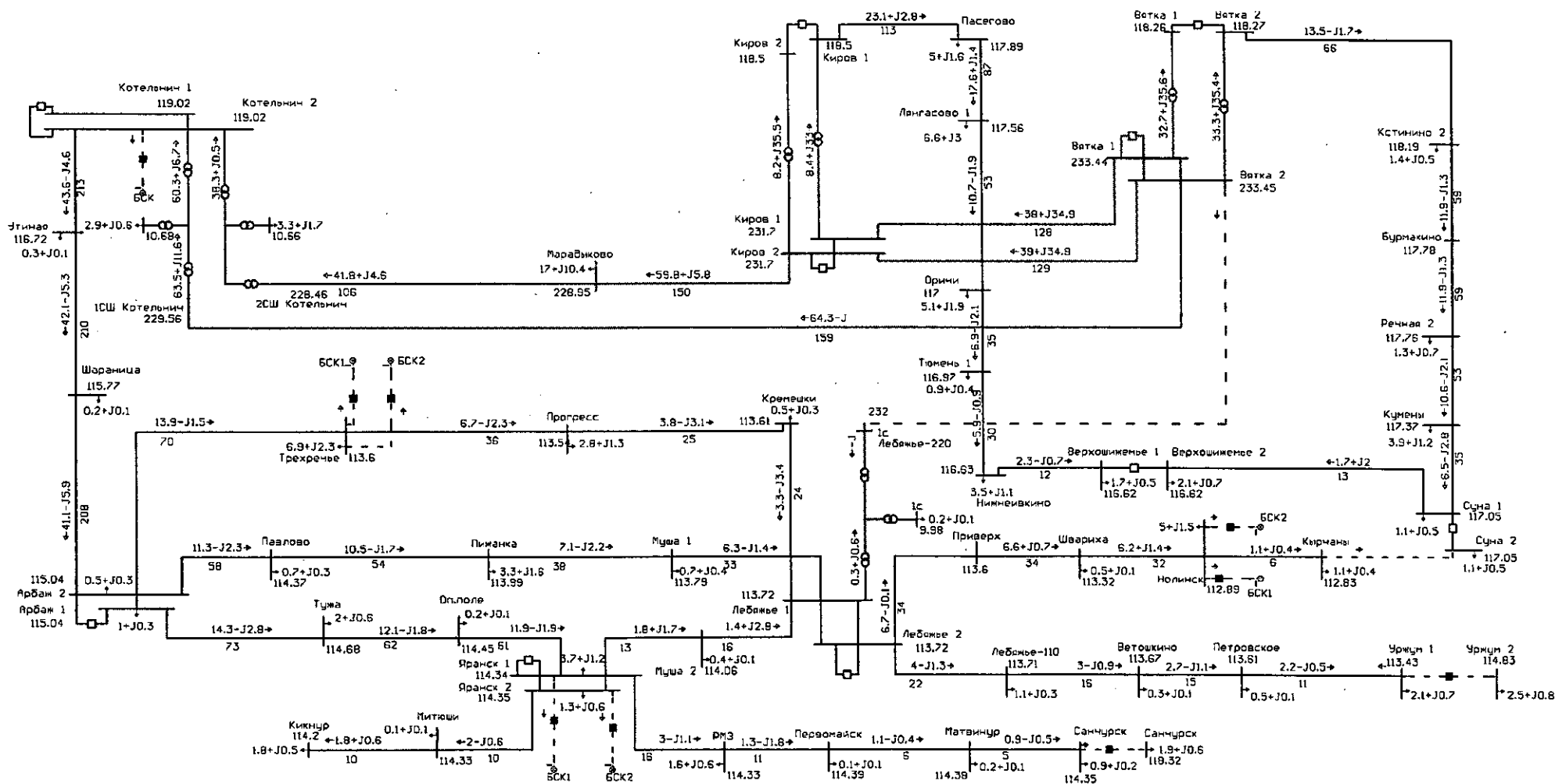


10. ПС 110 кВ Трехречье. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



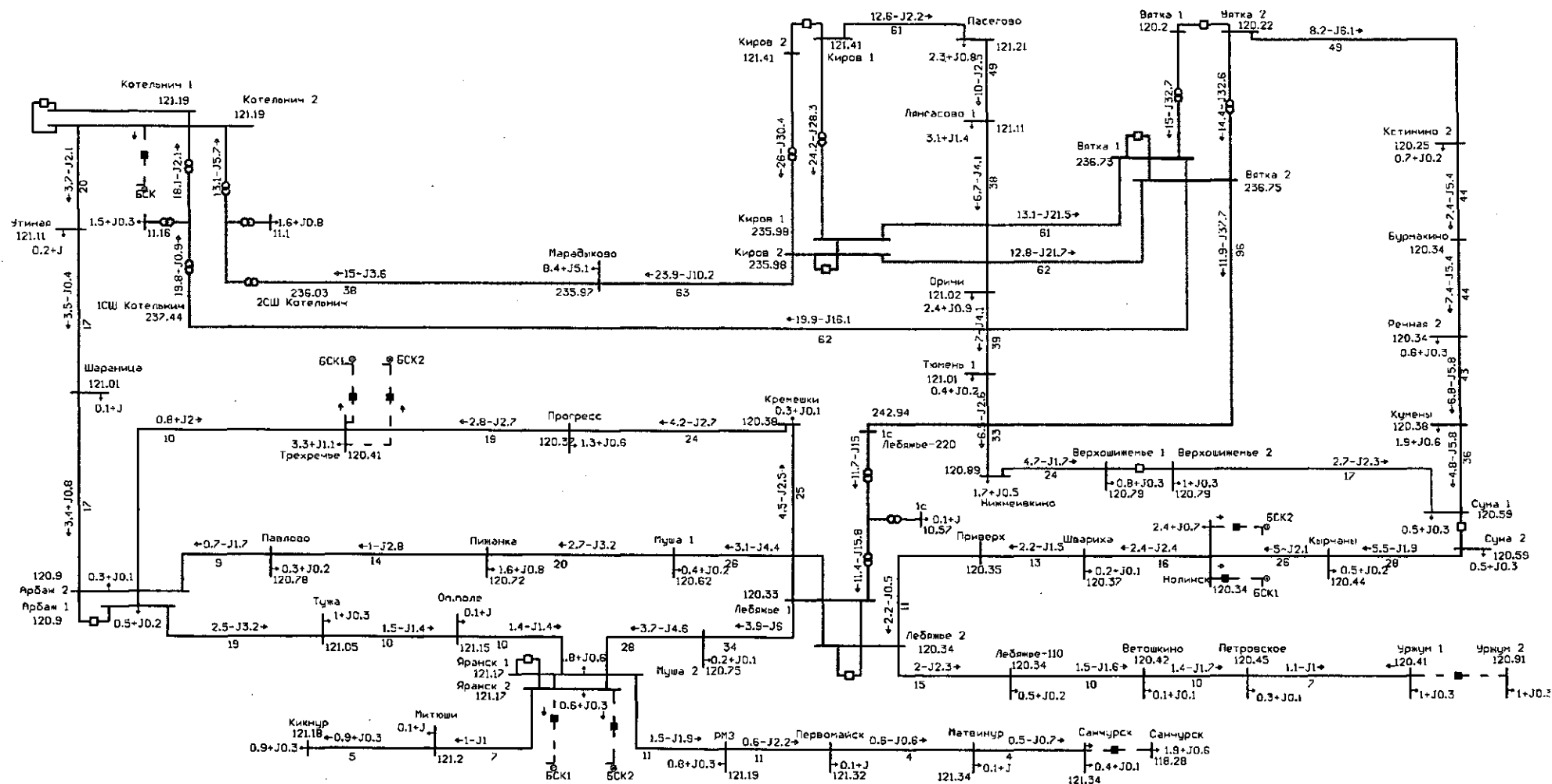
Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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

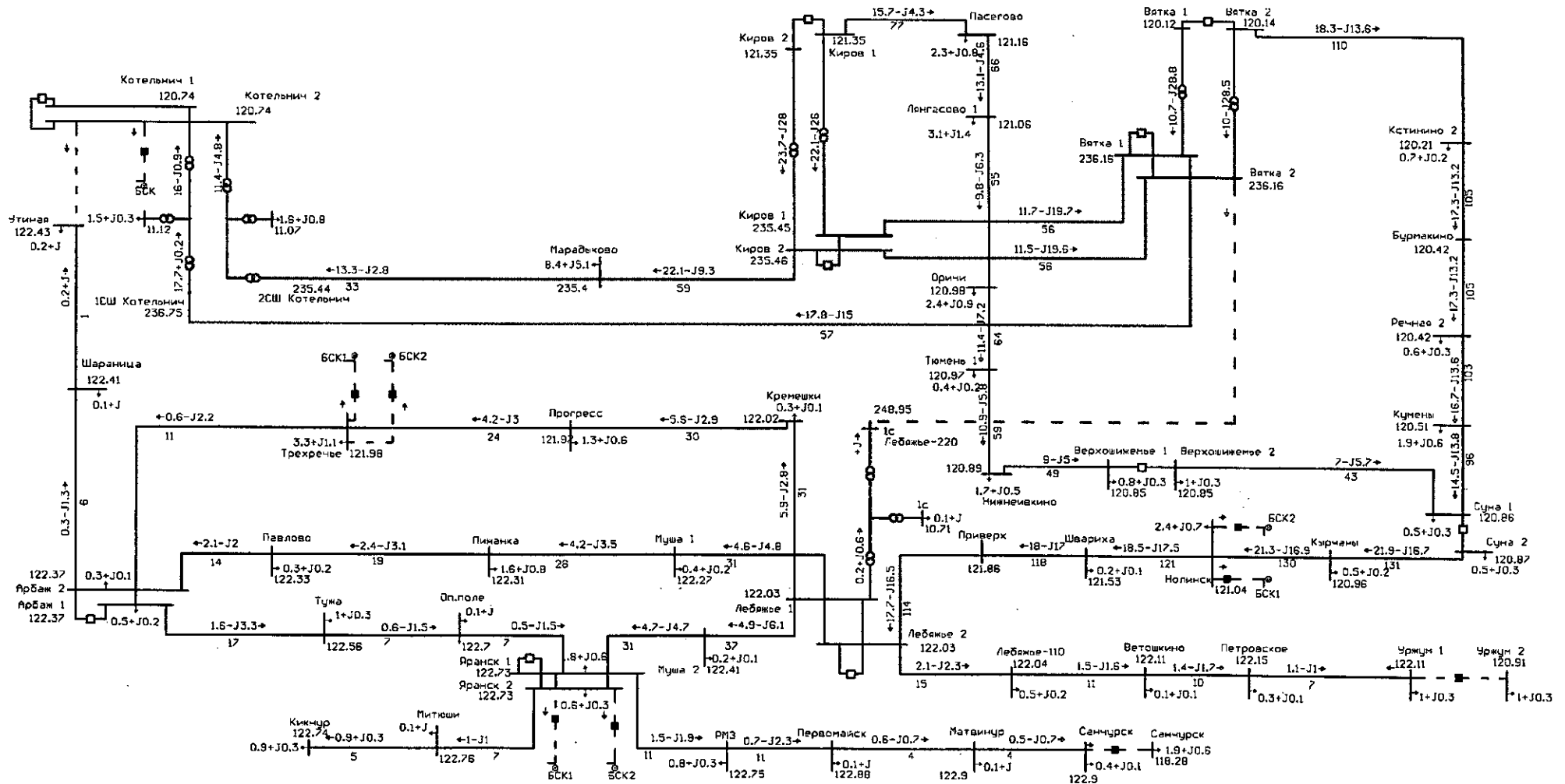


Примечание. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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

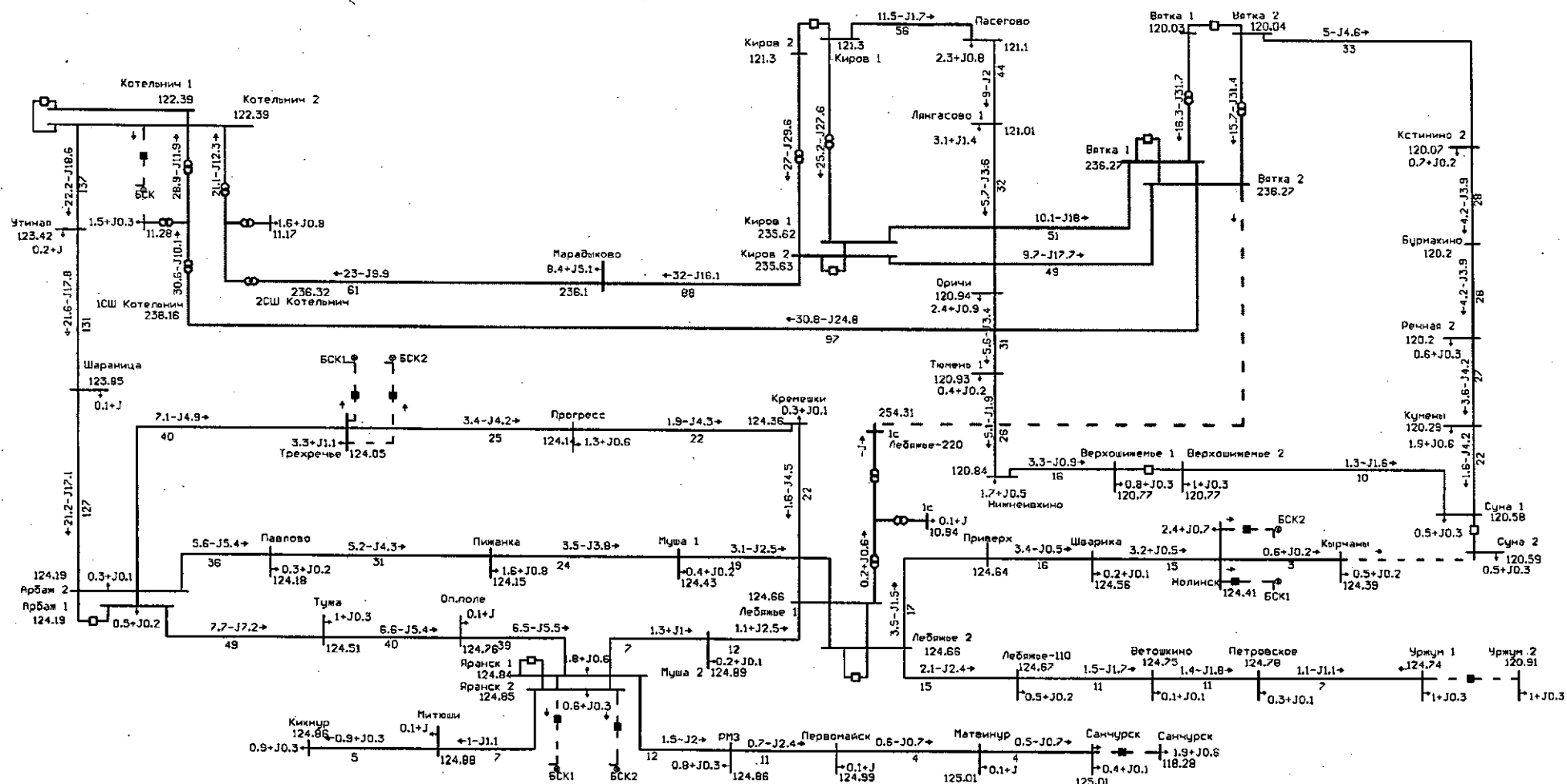


13. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



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

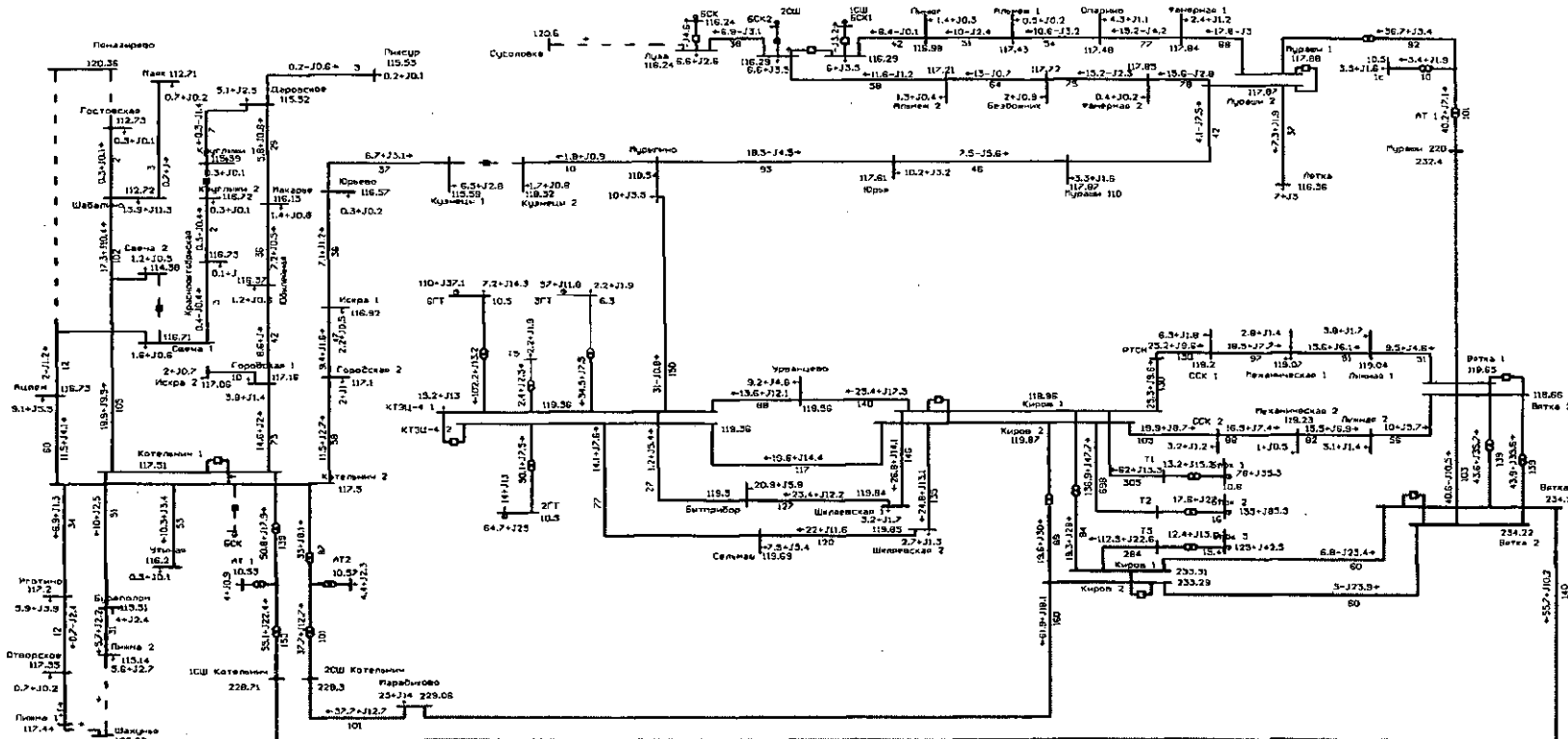
14. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны



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

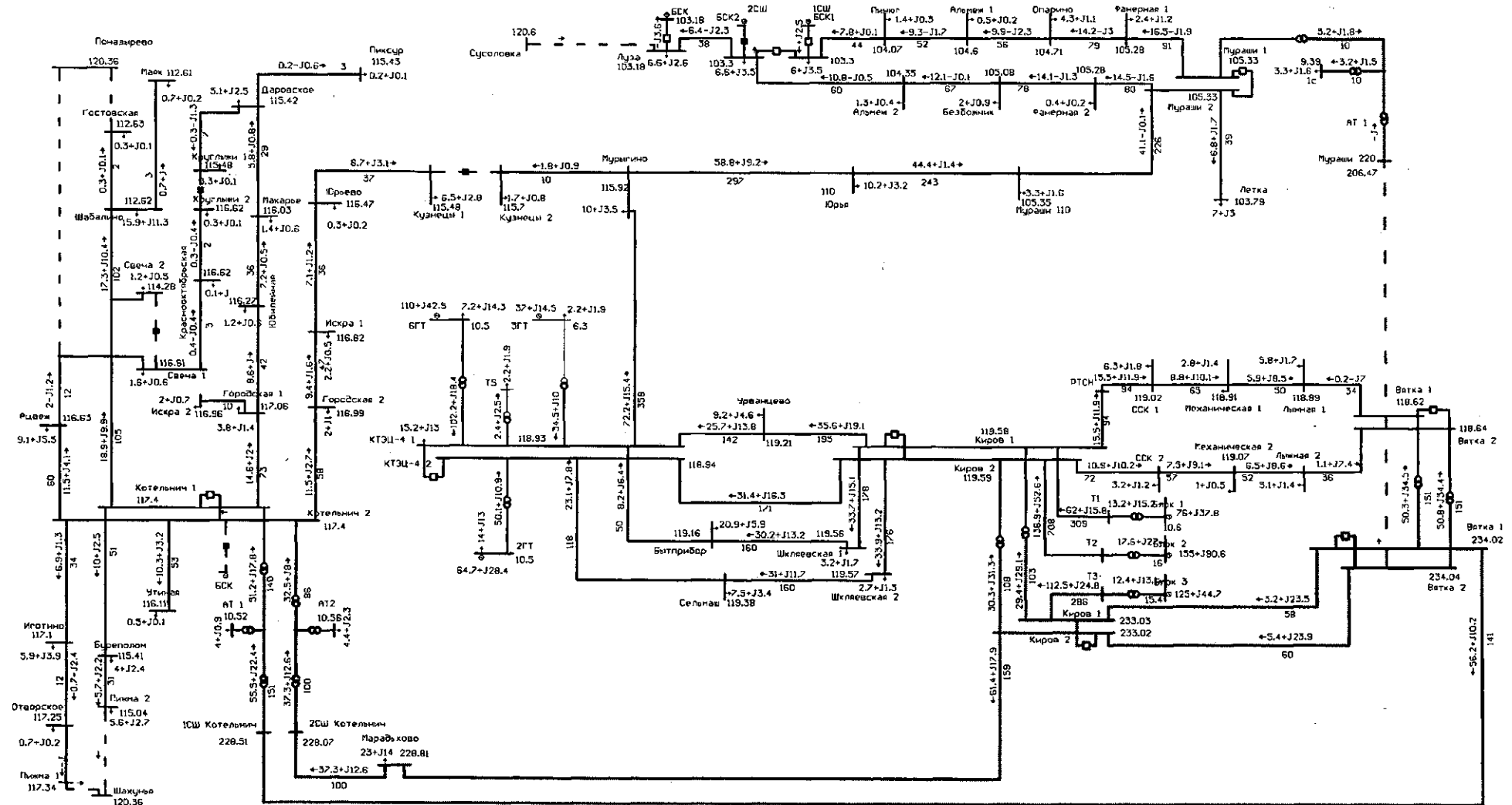
РЕЗУЛЬТАТЫ
расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях
в ремонтных схемах (для схемы после ввода ПС 110 кВ Мурыгино)

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



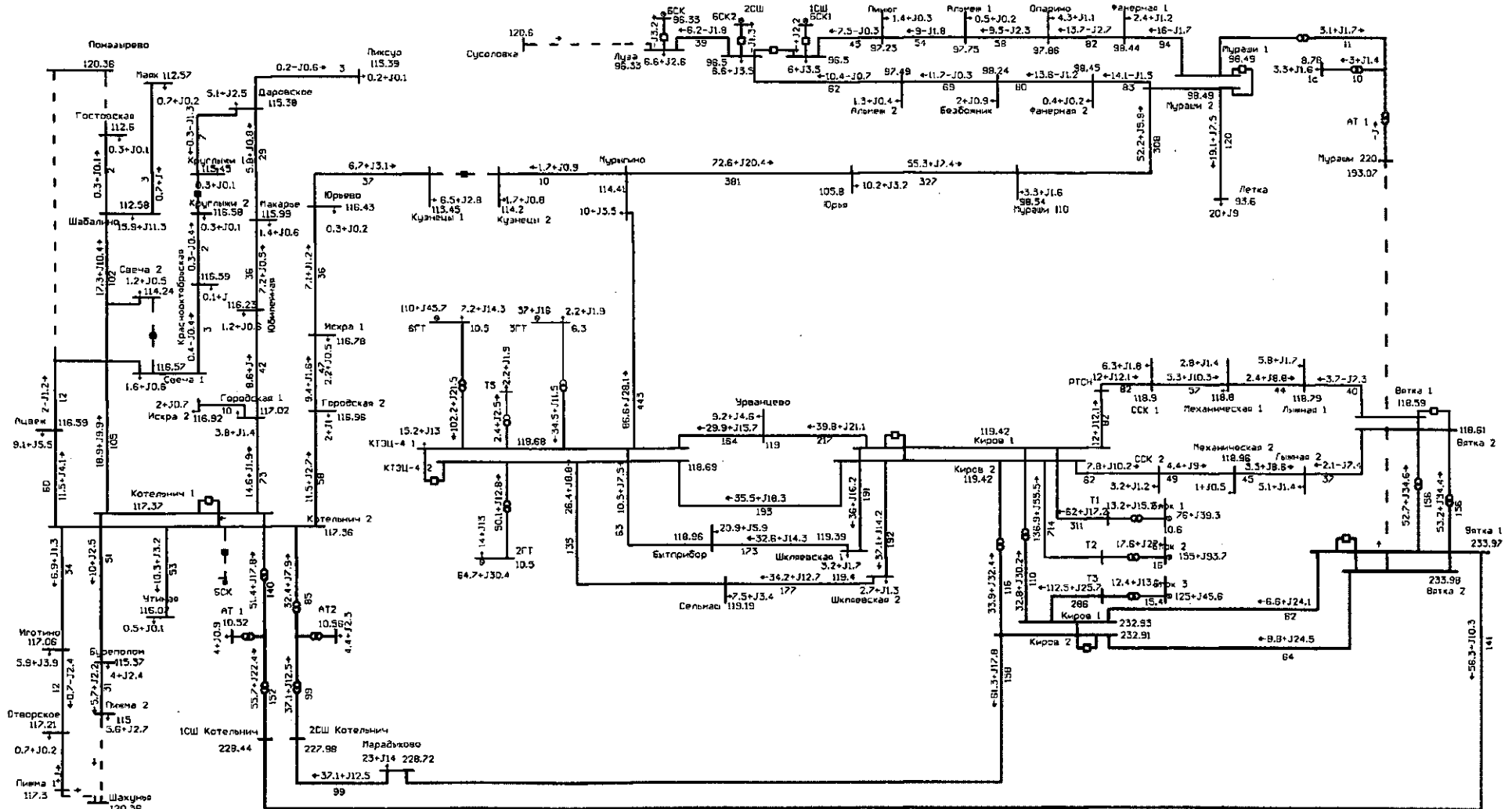
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен (нормальная точка раздела). Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



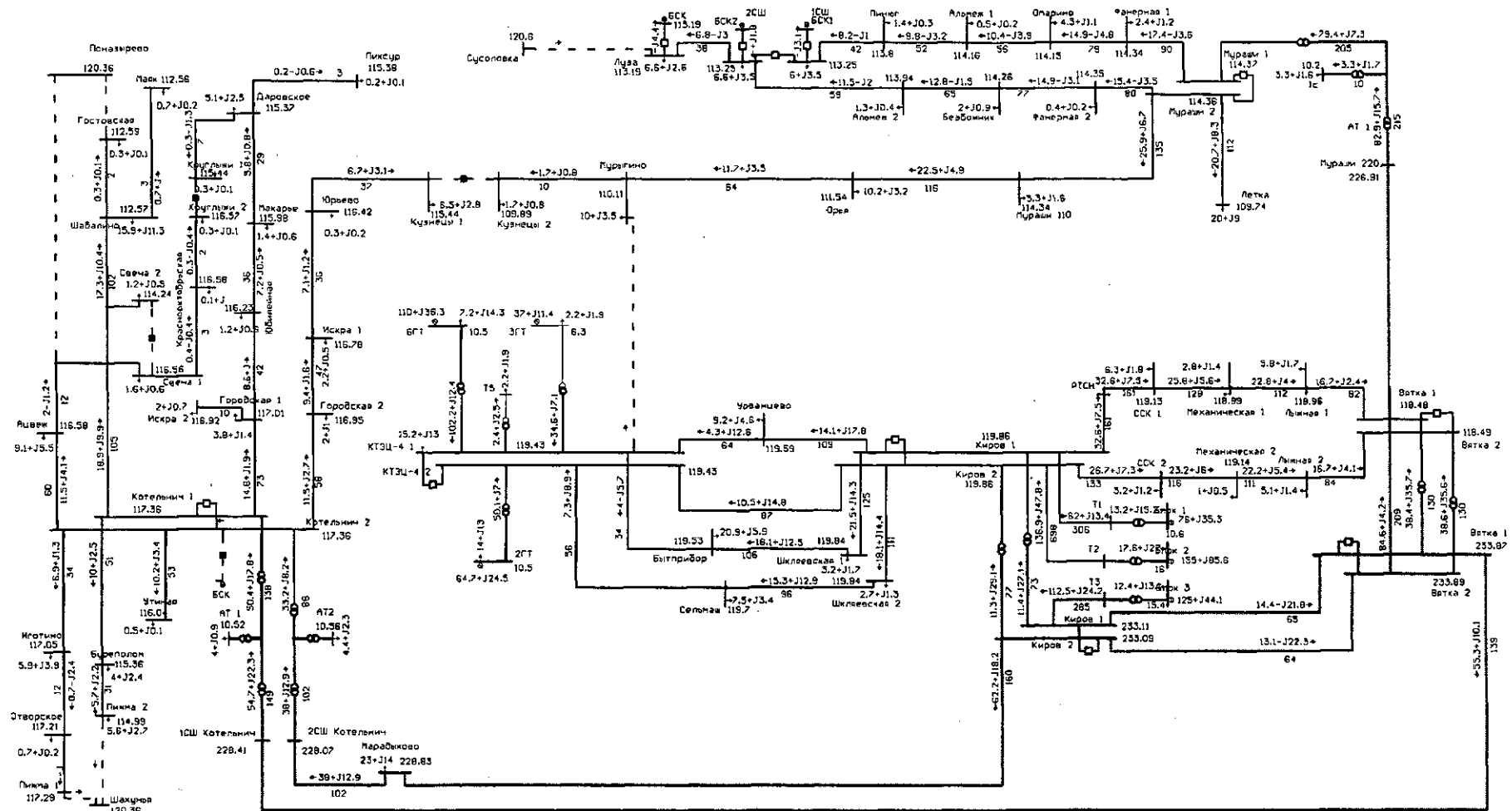
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен (нормальная точка раздела). Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



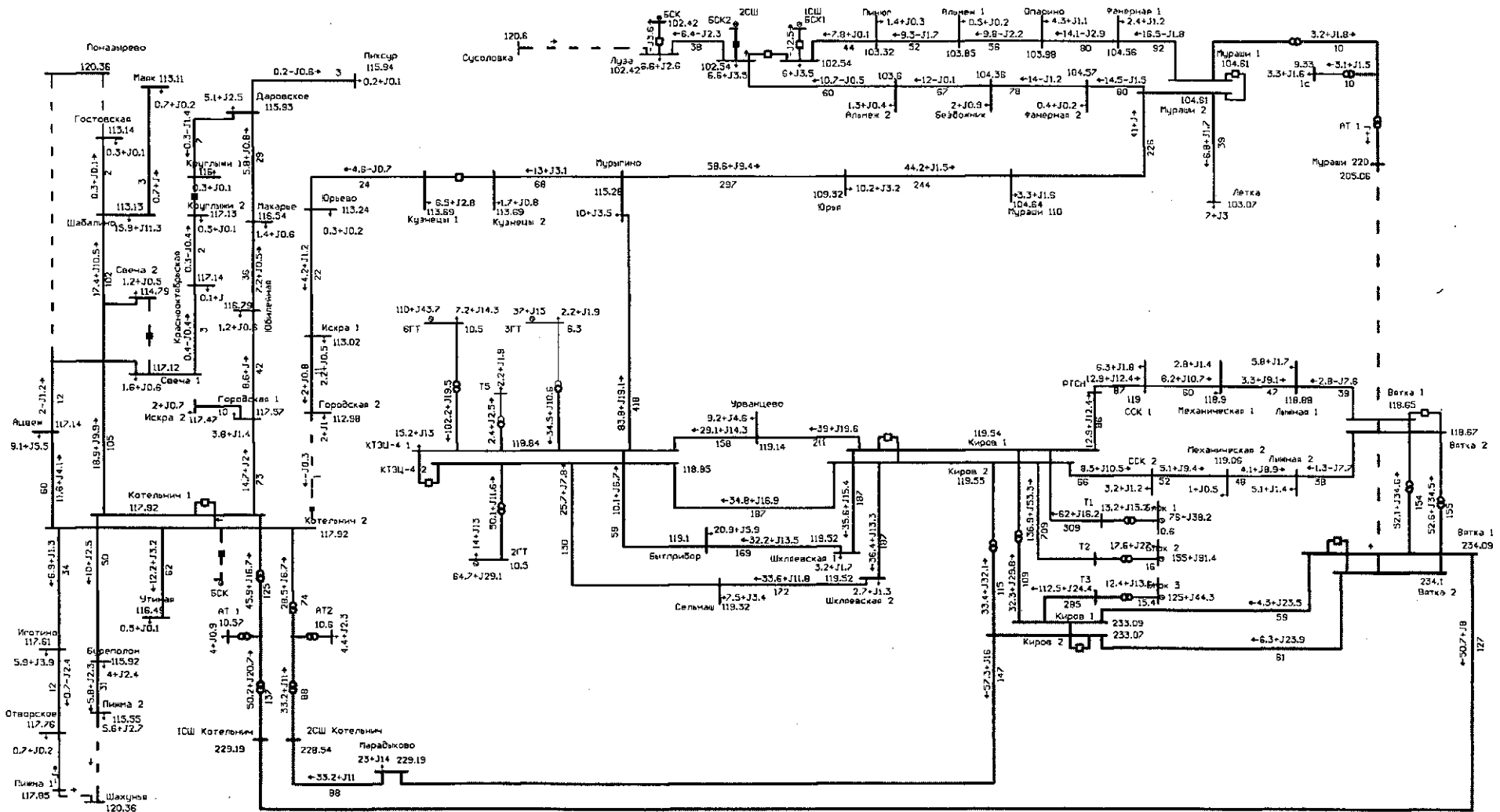
Примечание. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Включены БСК 10 кВ ПС 110 кВ Луза, БСК 1 10 кВ и БСК 2 10 кВ ПС 110 кВ Демьяново. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



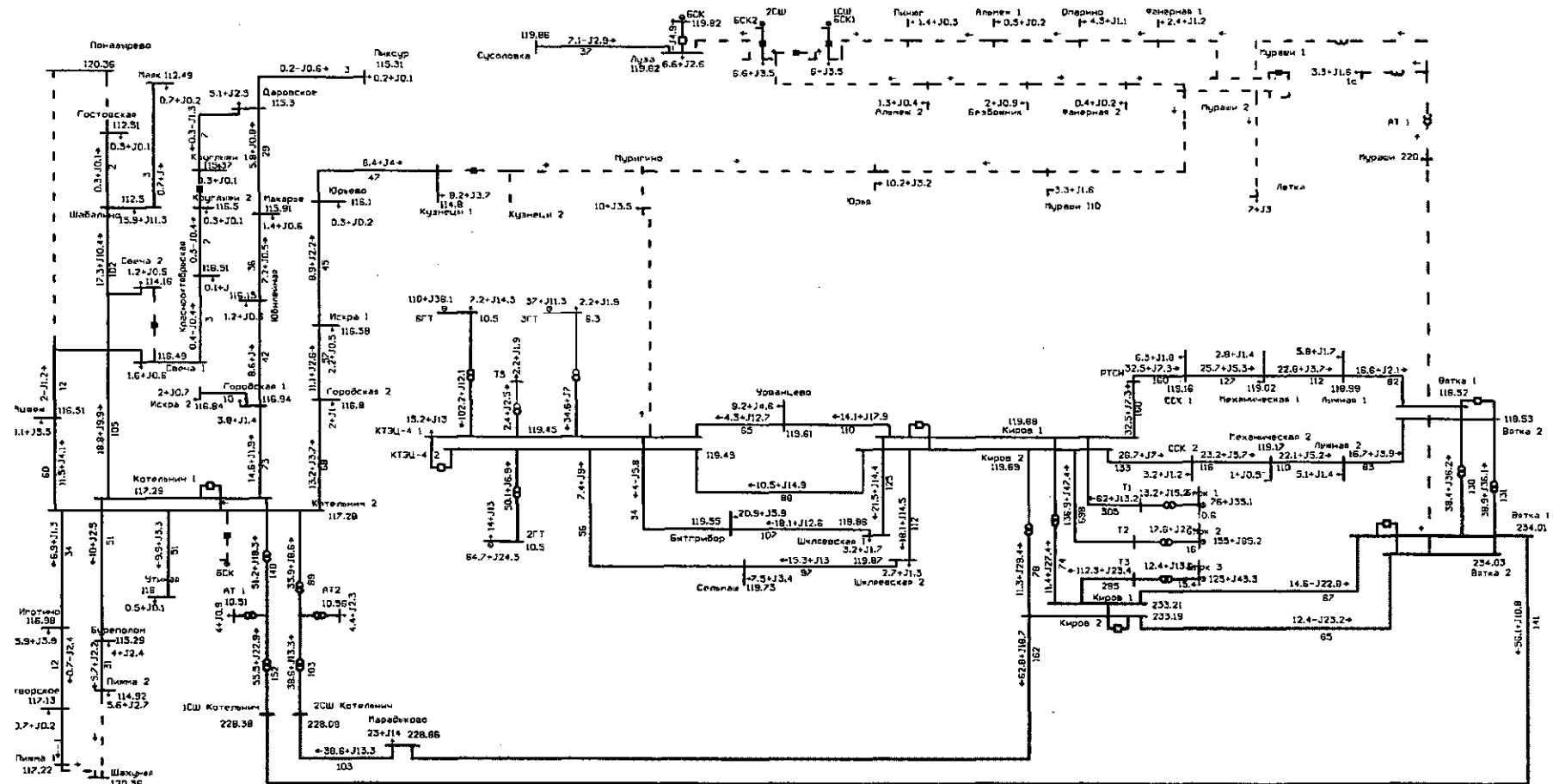
Примечание. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

5. ПС 110 кВ Мурыгино. Зимний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта (отключения) ВМ 110 кВ ВЛ 110 кВ Юрьево ПС 220 кВ Котельнич



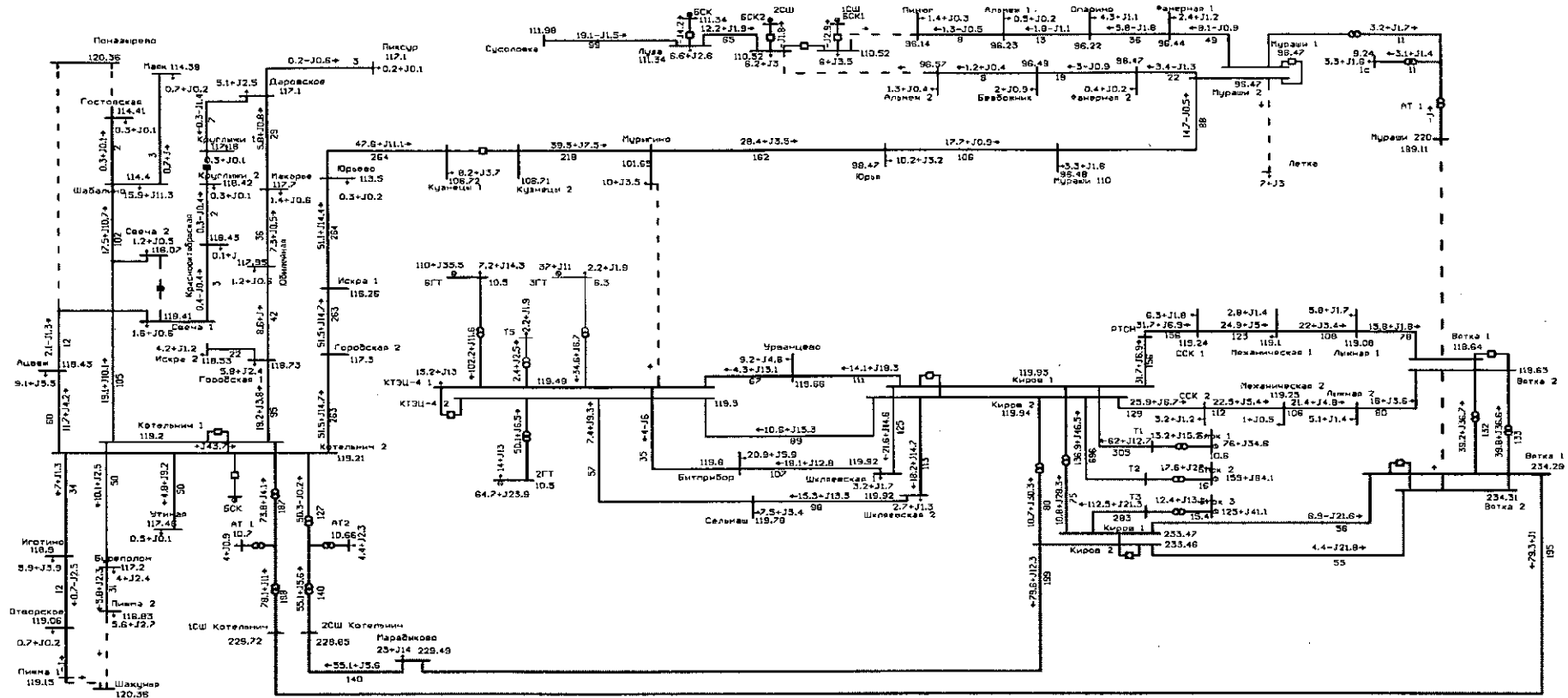
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



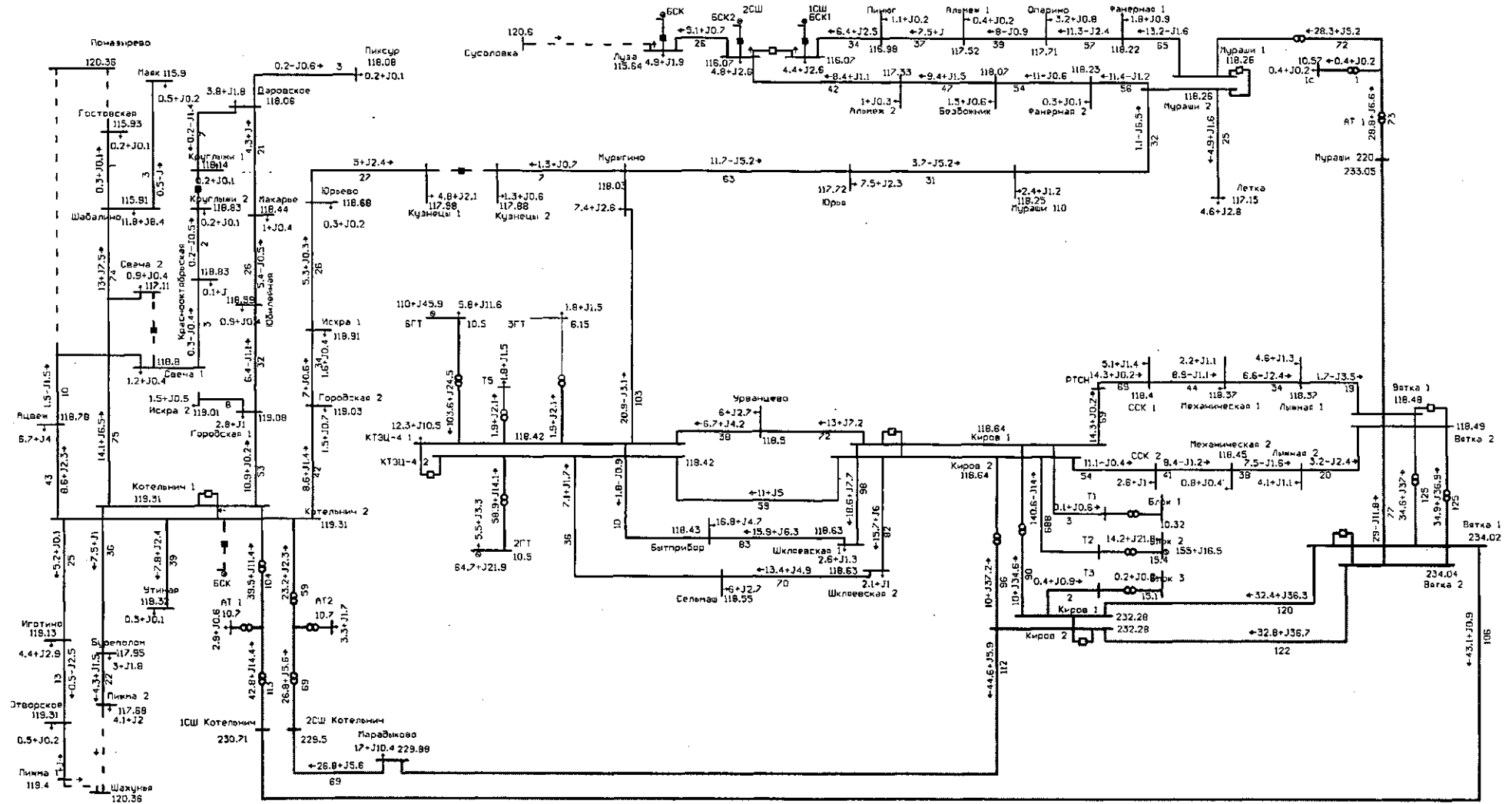
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. По ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка, ВЛ 110 кВ Луза – Сусоловка питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Луза. Потребители энергосистемы Республики Коми подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Отключены ПС 110 кВ Демьяново, ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ 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 55 МВт – потребители энергосистемы Кировской области). 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 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. Восстановление питания



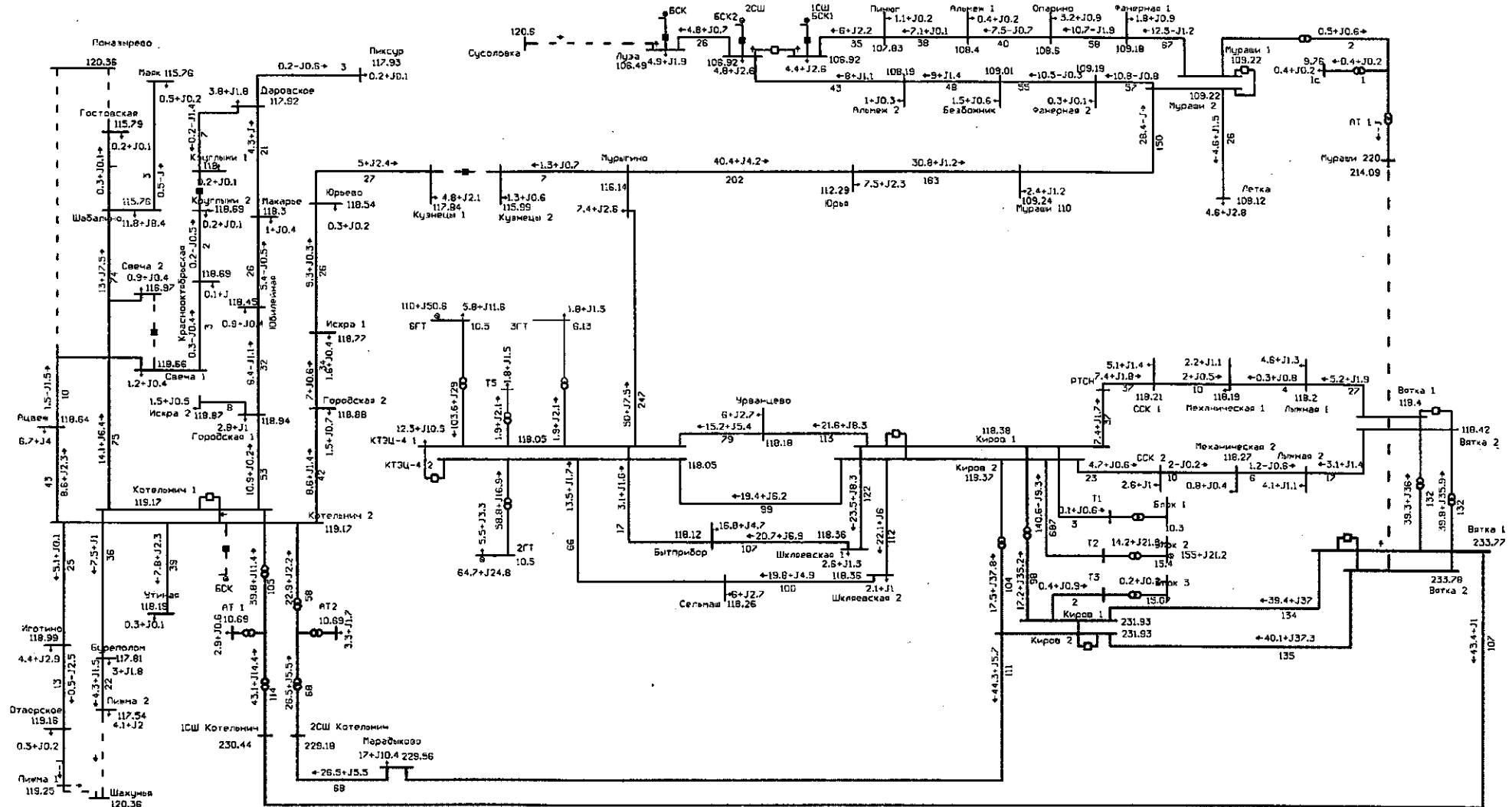
Примечание. По ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка, ВЛ 110 кВ Луза – Сусоловка питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново при условии не превышения допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Савватия – Сусоловка 100 А (~19,1 МВт). На ПС 110 кВ Демьяново отключено 0,3 МВт. Включен СВ 110 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 51,5 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 Мурьино. Летний максимум 2024 года. Нормальная схема

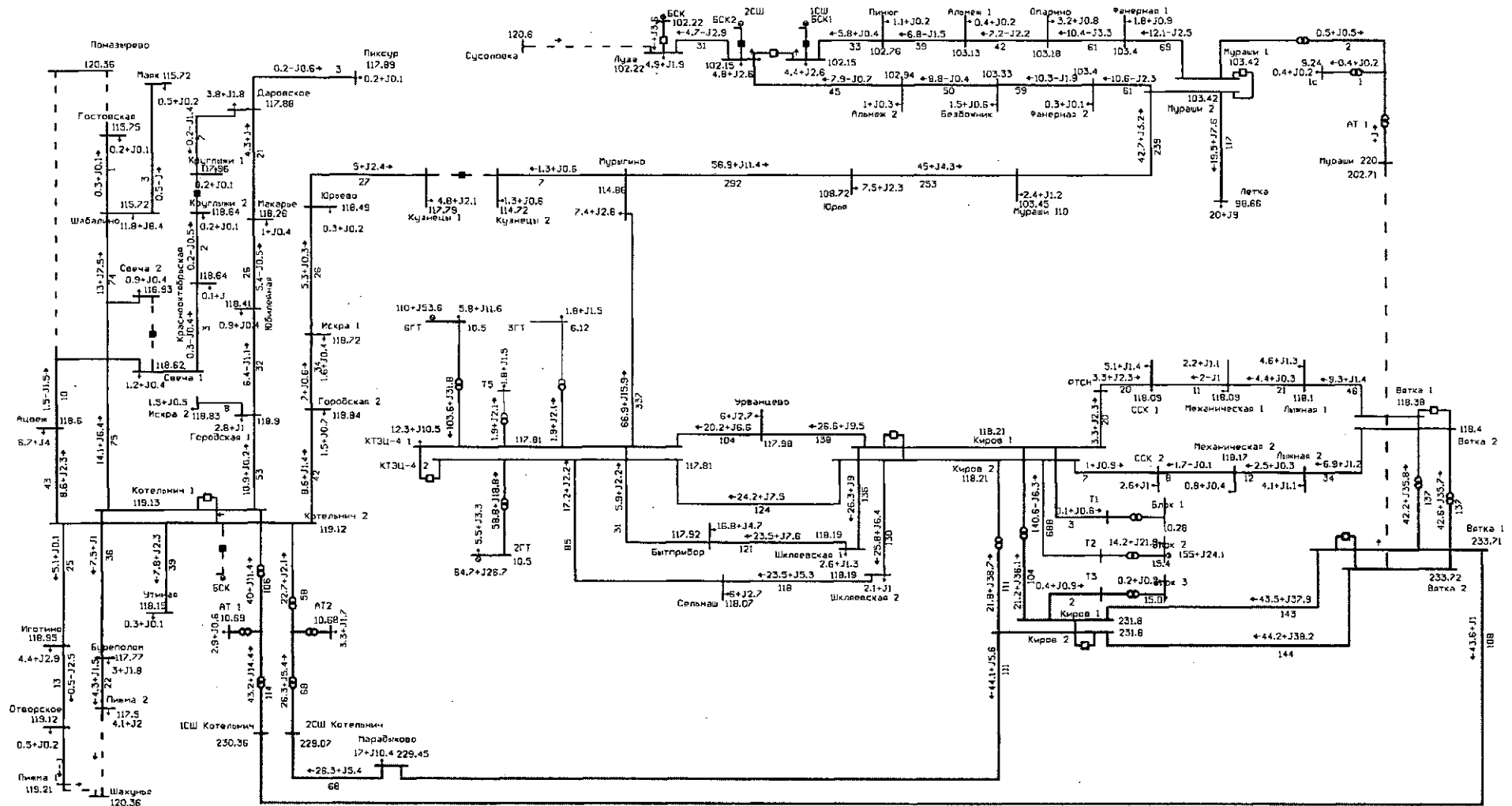


Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен (нормальная точка раздела). Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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

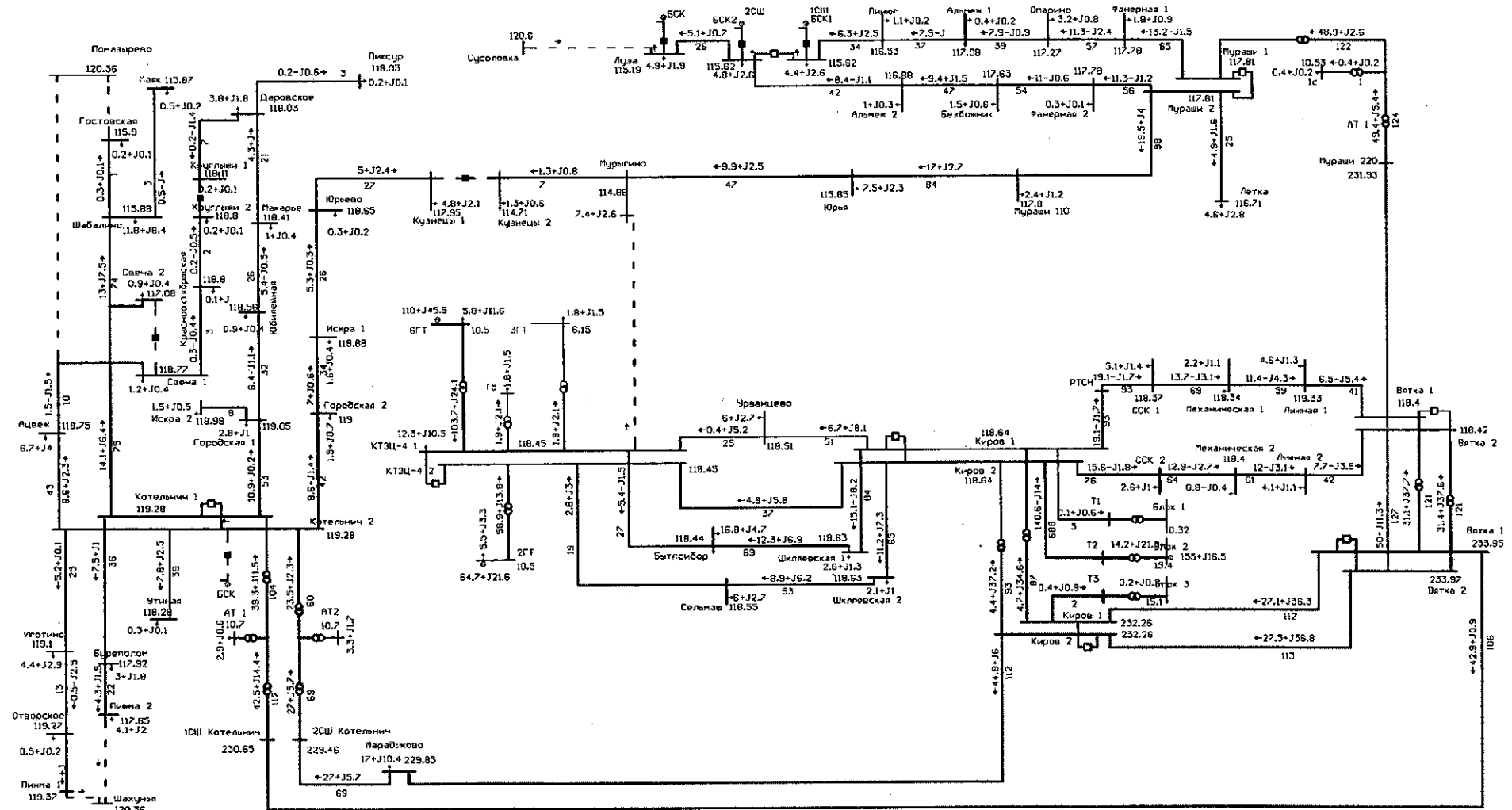


10. ПС 110 кВ Мурыгино. Летний максимум 2024 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



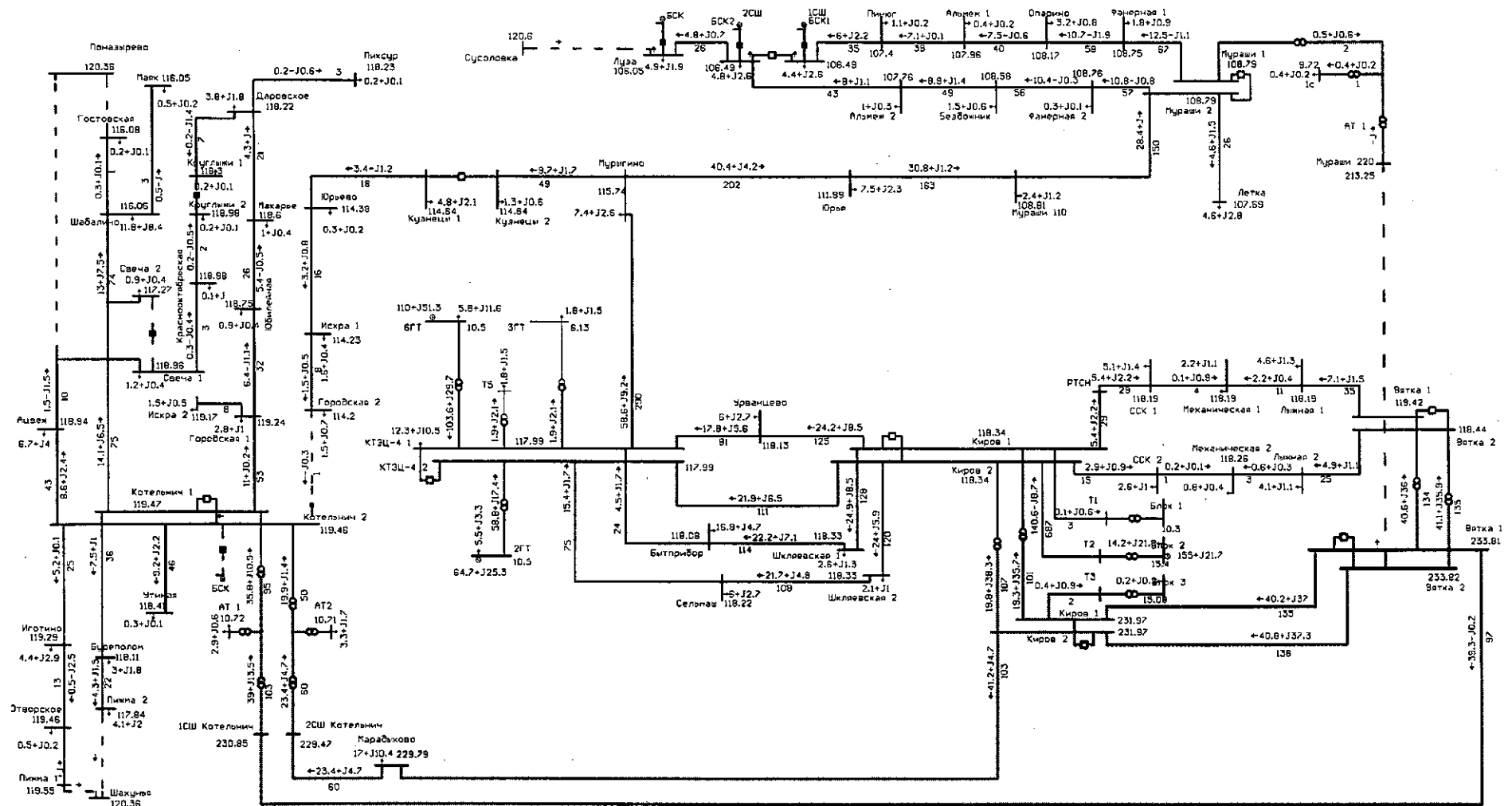
Примечание. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



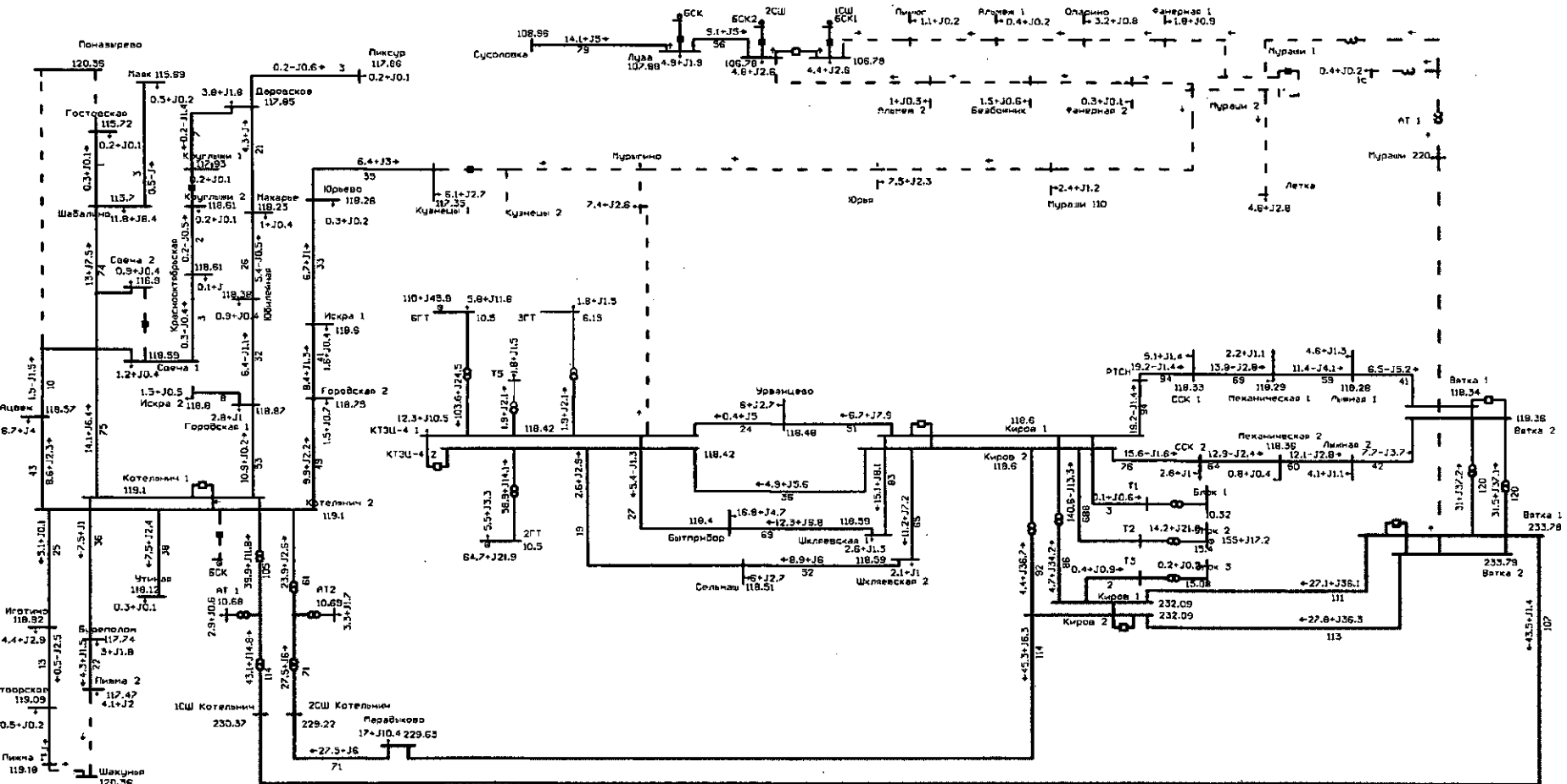
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



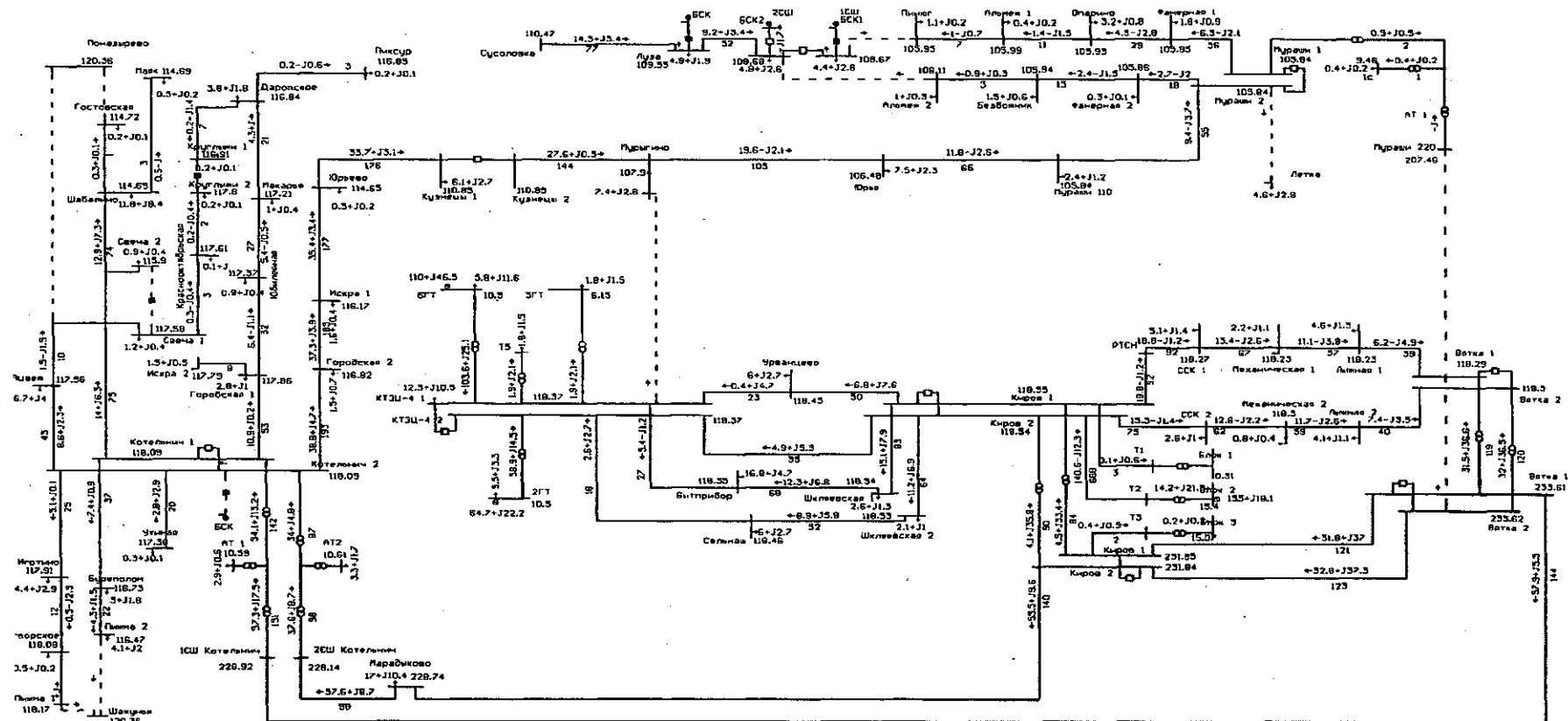
Примечание. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжения не имеется.

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



Примечание. ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново переведены на питание от энергосистемы Архангельской области. Нагрузка ПС 110 кВ Кузнечный питается по ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками. Потребители ПС 110 кВ Летка могут быть подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар энергосистемы Республики Коми. 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 Мурзино, ПС 220 кВ Мураши (суммарно 28,6 МВт – потребители энергосистемы Кировской области).

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. Восстановление питания



Примечание. Включен СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы. ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново переведены на питание от энергосистемы Архангельской области. 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 Кузнецы, ПС 110 кВ Юрьево, ПС 110 кВ Искра, ПС 110 кВ Городская (суммарно 38,8 МВт). Потребители энергосистемы Республики Коми могут быть подключены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Превышения ДДТН ЛЭП и оборудования, а также недопустимого снижения уровней напряжений не имеется.