



ГУБЕРНАТОР КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

22.04.2016

№ 115

г. Киров

О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2017 – 2021 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 2017 – 2021 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 с 01.01.2017 Указ Губернатора Кировской области от 30.04.2015 № 91 «О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2016 – 2020 годы».
4. Контроль за выполнением Указа возложить на заместителя Председателя Правительства области, министра промышленности и энергетики Кировской области Михеева Е.М.
5. Настоящий Указ вступает в силу с 01.01.2017.

Губернатор
Кировской области Н.Ю. Белых

Приложение

УТВЕРЖДЕНА

Указом Губернатора
Кировской области
от *22.04.2016* № *115*

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Кировской области
на 2017 – 2021 годы

1. Общая характеристика региона

Кировская область – один из крупнейших по территории регион в Приволжском федеральном округе, расположенный на северо-востоке европейской части страны. Площадь территории области составляет 120,4 тыс. кв. километров

В Кировской области проживает 1304 тыс. человек. По этому показателю регион занимает 10-е место среди 14 регионов Приволжского федерального округа и 36-е место в Российской Федерации.

В городах и поселках городского типа проживает 75% населения области, в сельской местности – 25%.

Область 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.

Наиболее крупными городами Кировской области являются:

Киров (757,04 кв. километра, 519 тыс. человек);

Кирово-Чепецк (53,36 кв. километра, 75 тыс. человек);

Вятские Поляны (28,34 кв. километра, 33,3 тыс. человек);

Слободской (49,05 кв. километра, 33,9 тыс. человек);

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

Основные направления развития Кировской области определены Стратегией социально-экономического развития Кировской области на период до 2020 года, принятой постановлением Правительства Кировской области от 25.09.2008 № 142/319 «О принятии Стратегии социально-экономического развития Кировской области на период до 2020 года», среди них: развитие химического производства, сельского хозяйства, строительства, производства пищевых продуктов, металлургического производства и производства готовых металлических изделий, машиностроения, инженерной инфраструктуры, в том числе энергетики.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Кировской области за пятилетний период (2012 – 2016 годы)

2.1. Характеристика энергосистемы

Кировская энергосистема охватывает территорию Кировской области. Кировская энергосистема работает в составе ОЭС Урала и ЕЭС России и имеет связи с Пермской, Костромской, Нижегородской, Архангельской и Вологодской энергосистемой, с энергосистемами Республики Татарстан, Республики Марий Эл, Республики Коми и Удмуртской Республики.

2.1.1. Генерирующие компании

Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» входит в состав группы «Т Плюс» и осуществляет производство тепловой и электрической энергии на четырех тепловых электрических станциях ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5, суммарная установленная мощность которых составляет 1074,3 МВт и 3180 Гкал/ч.

2.1.2. Сетевые компании

На территории области имеется в эксплуатации около 45 тыс. километров линий электропередачи напряжением 500-0,4 кВ, около 12 тыс. трансформаторных подстанций. Основной объем электрооборудования и электрических линий находится на балансе четырёх специализированных электросетевых организаций. Всего на территории области осуществляют деятельность по передаче электрической энергии 36 территориальных сетевых 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.

Филиал «Кировэнерго» ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» (далее – филиал «Кировэнерго»

ПАО «МРСК Центра и Приволжья») является крупнейшей сетевой организацией и осуществляет деятельность по транспортировке и передаче электрической энергии от производителя до потребителя. В состав филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» входят 5 производственных отделений (Северные, Южные, Западные, Яранские, Вятскополянские электрические сети), объединяющих 41 район электросетей, обслуживающих более 38,7 тыс. километров электросетей и 9191 подстанцию напряжением 35-110/6-10 кВ и 6-10/0,4 кВ.

МУП «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 области;

выработку тепловой энергии на котельных и ее реализацию потребителям в 6 районах Кировской области.

ОАО «Кировская теплоснабжающая компания» осуществляет транспортировку и реализацию тепловой энергии от ТЭЦ филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» потребителям, подключенным не к коллекторам станций, а также вырабатывает тепловую энергию на котельных.

2.1.3. Энергосбытовые организации оптового рынка электроэнергии и мощности

Кировский филиал ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» осуществляет сбыт электрической энергии, на территории Кировской области имеет статус гарантирующего поставщика.

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет сбыт электрической энергии на территории Кировской области, в границах балансовой принадлежности электрических сетей ОАО «Российские железные дороги» имеет статус гарантирующего поставщика.

АО «Оборонэнергосбыт» осуществляет сбыт электрической энергии на территории Кировской области в границах балансовой принадлежности электрических сетей Министерства обороны Российской Федерации, имеет статус гарантирующего поставщика.

ООО «Русэнергоресурс» осуществляет сбыт электрической энергии ОАО «Транснефть».

ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» осуществляет сбыт электрической энергии дочерним обществам ОАО «Кирово-Чепецкий химический комбинат имени Б.П. Константинова».

ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляет сбыт электрической энергии ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов».

ООО «НЕФТЕХИМ-Энерго Трейд» осуществляет сбыт электрической энергии ОАО «Моломский лесохимический завод».

ООО «УВЗ-ЭНЕРГО» осуществляет сбыт электрической энергии ОАО «ЛЕПСЕ», город Киров.

ПАО «Мосэнергосбыт» осуществляет сбыт электрической энергии ООО «Метро Кэш энд Керри».

ООО «Энергопрогноз» осуществляет сбыт электрической энергии ОАО «Кировские коммунальные системы» (водоснабжение и водоотведение).

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Кировской области за 2012 – 2016 годы

Потребление электроэнергии по Кировской области

(млн. кВт·ч)

2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год (прогноз)
7477,8	7402,4	7507,9	7374,8	7397,0

2.3. Перечень основных крупных потребителей

На территории Кировской энергосистемы находятся следующие крупные потребители (более 10 МВт):

ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» (далее – ООО ЭСО «КЧХК»);

Кировский филиал ОАО «ЭнергосбыТ Плюс»;

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;

ООО «Русэнергоресурс»;

ЗАО «Энергопромышленная компания»;

ОАО «Кировский шинный завод»;

ЗАО «Омутнинский металлургический завод»;

филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ.

Объем потребленной электроэнергии

(млн. кВт·ч)

Наименование потребителя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год (прогноз)
ООО ЭСО «КЧХК»	1191,2	1201,3	1209,4	1192,6	1303,7
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	736,1	701,1	743,5	750,6	743,5
ООО «Русэнергоресурс»	294,7	263,8	219,0	220,7	219,0
ОАО «Энергопромышленная компания»	77,6	79,3	75,0	71,3	77,0
ОАО «Кировский шинный завод»	73,7	84,6	82,1	85,6	84,2
ЗАО «Омутнинский металлургический завод»	72,2	76,4	74,2	84,5	84,9
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ	580,9	579,1	634,7	557,2	538,4

Потребленная мощность

(МВт)

Наименование потребителя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год (прогноз)
ООО ЭСО «КЧХК»	162	168	157	158	160
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	118	124	133	134	133
ООО «Русэнергоресурс»	42	44	38	38	39
ОАО «Энергопромышленная компания»	14	16	15	16	15
ОАО «Кировский шинный завод»	16	15	12	14	14
ЗАО «Омутнинский металлургический завод»	19	19	16	20	20
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ	109	118	104	103	101

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки за последние пять лет

Центральный энергорайон	дата	24.01.2011	02.02.2012	20.12.2013	30.01.2014	26.01.2015
	время	10:00	10:00	9:00	10:00	11:00
	максимум, МВт	1129	1152	1146	1141	1127
	прирост, %		+2,0	-0,5	-0,4	-1,2
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	дата	23.01.2011	06.02.2012	20.12.2013	24.01.2014	22.01.2015
	время	10:00	10:00	9:00	9:00	10:00
	максимум, МВт	1035	1037	1029	1038	1034
	прирост, %		-0,2	-0,8	+0,9	-0,4
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	дата	20.01.2011	05.11.2012	18.01.2013	29.01.2014	23.01.2015
	время	10:00	9:00	10:00	10:00	14:00
	максимум, МВт	411	457	437	457	416
	прирост, %		+11,2	+0,7	+4,6	-8,1
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	дата	20.12.2011	25.12.2012	22.01.2013	29.01.2014	23.01.2015
	время	9:00	9:00	10:00	10:00	11:00
	максимум, МВт	249	261	255	263	254
	прирост, %		+4,6	-2,4	+3,1	-3,4
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	дата	28.11.2011	15.02.2012	20.12.2013	09.12.2014	20.01.2015
	время	9:00	10:00	10:00	09:00	10:00
	максимум, МВт	220	217	188	191	206
	прирост, %		-1,4	-13,4	+1,6	+7,9

Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	дата	18.02.2011	25.02.2012	20.12.2013	01.12.2014	10.11.2015
	время	12:00	10:00	9:00	17:00	11:00
	максимум, МВт	234	295	290	288	259
	прирост, %		+26,1	-1,7	-0,7	-10,1
Кирсинско- Омутнинский энергорайон	дата	26.01.2011	21.12.2012	28.01.2013	07.02.2014	20.01.2015
	время	18:00	18:00	9:00	10:00	11:00
	максимум, МВт	86	86	82	79	78
	прирост, %		0	-4,7	-3,7	-1,3
Фаленско - Омутнинский энергорайон	дата	25.01.2011	21.02.2012	28.01.2013	08.01.2014	18.12.2015
	время	11:00	11:00	11:00	17:00	9:00
	максимум, МВт	130	133	136	137	136
	прирост, %		+2,3	+2,3	+0,7	-0,7
Котельничный энергорайон	дата	25.03.2011	25.12.2012	11.01.2013	03.03.2014	16.12.2015
	время	10:00	15:00	15:00	17:00	09:00
	максимум, МВт	107	112	115	99	100
	прирост, %		+4,7	+2,7	-13,97	+1,0
Мурашинский (Северный) энергорайон	дата	05.02.2011	30.01.2012	25.01.2013	20.01.2014	27.01.2015
	время	09:00	09:00	09:00	09:00	10:00
	максимум, МВт	64	64	63	63	65
	прирост, %		0	-1,6	0	+3,2
Южный энергорайон	дата	24.11.2011	25.12.2012	16.12.2013	27.01.2014	17.02.2015
	время	9:00	9:00	9:00	9:00	10:00
	максимум, МВт	90	88	109	119	115
	прирост, %		-2,2	+23,9	+9,2	-3,4
Вятско-Полянский энергорайон	дата	26.12.2011	13.02.2012	11.03.2013	20.01.2014	24.11.2015
	время	18:00	15:00	10:00	11:00	12:00
	максимум, МВт	94	91	85	96	93
	прирост, %		-3,2	-6,6	+12,9	-3,1

**2.5. Динамика потребления тепловой энергии, структура отпуска
тепловой энергии от электростанций основным группам
потребителей за последние пять лет**

Потребление тепловой энергии в Кировской области

(тыс. Гкал)

2012 год	2013 год	2014 год	2015 год (оценка)	2016 год (прогноз)
11404,8	11391,3	11729,7	11227,1	11530,2

Отпуск тепловой энергии от электростанций

(тыс. Гкал)

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год (оценка)	2016 год (прогноз)
Город Киров – всего	4729,4	4754,4	4888,6	4499,4	4685,2
в том числе:					
оптовый покупатель-перепродавец – ОАО «КТК»	4441,1	4457,6	4646,6	4253,1	4392,8
промышленность (с коллекторов ТЭЦ)	288,4	295,7	240,9	245,3	291,4
прочие	0	1,0	1,0	1,1	1,1
Город Кирово-Чепецк (от ТЭЦ – 3) – всего	1357,5	1333,7	1398,9	1324,5	1339,9
в том числе:					
оптовый покупатель-перепродавец – ОАО «КТК»	919,8	913,8	947,8	910,9	907,8
промышленность (с коллекторов ТЭЦ)	437,7	417,8	450,3	413,0	431,4
прочие	0	2,1	0,7	0,6	0,6
филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» – всего	6086,9	6088,1	6287,4	5823,9	6025,1
в том числе:			0,0	0,0	
оптовый покупатель-перепродавец – ОАО «КТК»	5451,2	5371,5	5594,4	5164,0	5300,7
промышленность (с коллекторов ТЭЦ)	783,8	713,6	691,3	658,3	722,8
прочие	15,9	3,1	1,7	1,6	1,6

Отпуск тепловой энергии от котельных ОАО «КТК»

(тыс. Гкал)

Группа потребителей	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год (оценка)	2016 год (прогноз)
Бюджет	20,145	14,004	14,121	13,004	13,105
Прочие	13,598	8,88	9,12	8,24	8,24
Население	163,410	143,251	144,002	139,013	139,120
Итого	197,154	166,135	167,126	161,015	161,147

2.6. Перечень основных потребителей тепловой энергии в Кировской области

Основными потребителями тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов электростанций филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс», являются:

ОАО «Кировская теплоснабжающая компания»;

ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк»;

ОАО «Завод «Сельмаш»;

ОАО ВМП «Авитек».

Основные потребители тепловой энергии от ОАО «КТК»

Потребитель	Тепловая нагрузка, Гкал/час
Население	1212,57094
ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк»	71,09
ОАО «Завод «Сельмаш»	70,296
ОАО ВМП «Авитек»	27
ОАО «Кировский завод «Маяк»	39,6611
ОАО «Электромашиностроительный завод «Лепсе»	28,78
ОАО «Кировский шинный завод»	24,337
ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	21
ООО «Восход»	20,41
ОАО «Кировский машзавод 1 Мая»	17
ЗАО «Кировский завод приводных цепей»	8,3412
ОАО «Кировский мясокомбинат»	1,0411
ОАО «Веста»	5,97
ОАО «Искож»	5
ЗАО «Маяк-инвест»	5,205

2.7. Состав установленной электрической мощности на территории Кировской области

(МВт)

Наименование электростанции	Установленная мощность на 01.01.2016	Вводы генерирующего оборудования в 2016 году	Демонтаж генерирующего оборудования в 2016 году
Всего	1074,3	-	-154*
в том числе:			
ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»	10,3	-	-5
филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3	261	-	-149*
филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-4	353	-	-
филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-5	450	-	-

*Из них 124 МВт выведено из эксплуатации с 01.01.2016, 30 МВт планируется к выводу к концу 2016 года.

2.8. Состав существующих электростанций на территории Кировской области

Наименование 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	
Кировская ТЭЦ - 1	10,3	88	88	5	местного изготовления	2	ПР-5-3,4/1,7/1,0	
				6	местного изготовления	3	Р-5,3-32/3	
				8	БКЗ-75-39 ГМА			
				9	БКЗ-75-39 ГМА			
Кировская ТЭЦ - 3	261	626	206	7	ТП-170-1	3	ПТ-25-90/10	КВГМ-100
				8	ТП-170-1			КВГМ-100
				9	ПК-14-2			КВГМ-100
				10	ПК-14-2			КВГМ-100
				11	ПК-14-2			
				Блок 1	Е-236/40,2-9,15/1,5-515/298-	Блок 1	Т-63/76-8,8 ГТЭ-160	

Наименование 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	
					19,3вв			
Кировская ТЭЦ - 4	353	1376	656	2	БКЗ-210-140ф	1	ТТ-60-130/13	ПТВМ-180
				3	БКЗ-210-140ф	2	Тп-65/75-12,8	ПТВМ-180
				4	БКЗ-210-140ф	3	Т-50-130	ПТВМ-180
				5	БКЗ-210-140ф	5	Т-50-130	ПТВМ-180
				6	БКЗ-210-140ф	6	Т-120/130-130-8МО	
				7	БКЗ-210-140ф			
				8	БКЗ-210-140ф			
				9	БКЗ-210-140ф			
				10	БКЗ-210-140ф			
	Кировская ТЭЦ - 5	450	1090	730	1	ТПЕ-430	1	ПТ-80/100-130/13
				Блок 2	ТПЕ-429	Блок 2	Т-185/220-130	ПТВМ-180
					ТПЕ-429			
				Блок 3	ТПЕ-429	Блок 3	Т-185/220-130	
					ТПЕ-429			

2.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций

(млн. кВт·ч)

Наименование электростанции	Выработка электроэнергии за 2015 год	Изменение выработки к предыдущему году, %
Всего по ТЭС	4798,2	0,7
ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»	37,2	2,8
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3	1743,0	36,6
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-4	1266,1	-4,4
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-5	1751,9	-17,7

2.10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние пять лет (2012 – 2016 годы)

Баланс электрической энергии

(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год (прогноз)
Потребление электрической энергии	7477,8	7402,4	7507,9	7374,8	7397
Выработка электрической энергии	4238,9	4014,2	4765,9	4798,2	4801
Сальдо-переток	3238,9	3388,2	2742,0	2576,6	2596

Баланс мощности

(МВт)

Дата/Время	18.12.2012	18.01.2013	27.01.2014	23.01.2015	2016 год (прогноз)
	09:00	09:00	11:00	09:00	
Собственный максимум потребления	1272,1	1240,6	1244,2	1215,4	1240,0
Установленная мощность Кировских ТЭЦ	869,3	869,3	819,3	1198,3	1044,3
Располагаемая мощность Кировских ТЭЦ	868,6	868,4	818,6	1191,8	1039,3
Нагрузка Кировских ТЭЦ	602,7	672,9	769,7	899,1	1039,3
Сальдо	- 669,4	- 567,7	- 474,5	- 316,3	- 202,7

2.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние пять лет (2012 – 2016 годы)

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год (оценка)	2016 год (прогноз)
Энергоемкость валового регионального продукта (далее – ВРП), кг у.т./тыс. рублей	24,5	22,3	22,2	22,1	22,0
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. рублей	35,7	32,8	30,2	30,3	30,2

2.12. Основные характеристики электросетевого хозяйства Кировской области

2.12.1. Подстанции

Количество подстанций Кировской энергосистемы:

1 подстанция напряжением 500 кВ;

13 подстанций напряжением 220 кВ;

139 подстанций напряжением 110 кВ.

Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понизительных подстанциях ОЭС, МВА на 01.01.2016 приведена в таблице.

Таблица

Класс напряжения	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Энергосистема – всего	4478,6	2318	1002
в том числе:			
оборудование генерирующих и сетевых компаний	2796,3	1935	1002
оборудование потребительских ПС	1682,3	383	-

2.12.2. Линии электропередачи

Протяженность линий электропередачи Кировской энергосистемы по состоянию на 01.01.2016 (в одноцепном исполнении):

384 километра напряжением 500 кВ;

937,47 километра напряжением 220 кВ;

4016,77 километра напряжением 110 кВ.

2.12.3. Средства компенсации реактивной мощности

Количество и установленная мощность средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме:

3 синхронных компенсатора суммарной установленной мощностью 57 МВАр:

на Кировской ТЭЦ-3 СК-2 (20 МВАр) и СК-7 (12 МВАр),

на ПС 220 кВ Котельнич СК-1 (25 МВАр);

1482 батарей статических конденсаторов суммарной установленной мощностью 489,18 МВАр, в том числе:

17 батарей статических конденсаторов на энергообъектах сетевых компаний суммарной установленной мощностью 229,75 МВАр,

1465 батарей статических конденсаторов потребительских суммарной установленной мощностью 259,43 МВАр.

2.13. Основные внешние связи энергосистемы Кировской области

Кировская энергосистема охватывает территорию Кировской области, входит в ОЭС Урала.

2.13.1. Связи с ОЭС Урала

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Республики Удмуртия 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.

Кировская энергосистема связана с Пермской энергосистемой: ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка.

2.13.2. Связи с ОЭС Центра

Кировская энергосистема связана с Костромской энергосистемой по следующим ЛЭП:

ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка;

ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево;

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

Кировская энергосистема связана с Вологодской энергосистемой:

ВЛ 110 кВ Сусоловка – Луза;

ВЛ 35 кВ Луза – Палема;

ПС 110 кВ Сусоловка фидер 10 кВ Христофорово.

2.13.3. Связи с ОЭС Северо-Запада

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Архангельской области транзитом 110 кВ Луза – Сусоловка – Савватия – Заовражье.

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Республики Коми по ВЛ 110 кВ Летка – Мураши (№ 199).

2.13.4. Связи с ОЭС Средней Волги

Кировская энергосистема связана с Нижегородской энергосистемой по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Иgotино – Шахунья с отпайками;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Буреполом;

Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Иgotино;

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

ВЛ 10 кВ Сява – Дружба.

Кировская энергосистема 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.

Кировская энергосистема 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).

2.14. Описание энергорайонов энергосистемы Кировской области

В Кировской энергосистеме выделены следующие энергорайоны:

Центральный;

СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;

110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи;

Кировской ТЭЦ-4;

Кировской ТЭЦ-3,

Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк;

Кирсинско - Омутнинский;

Фаленско - Омутнинский;

Котельничский;

Мурашинский (Северный);

Южный;

Вятскополянский.

2.14.1. Центральный энергорайон Кировской энергосистемы

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

2.14.2. Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка Кировской энергосистемы

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

2.14.3. Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи Кировской энергосистемы

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.

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

В энергорайоне Киров – ТЭЦ-4 – Оричи расположен город Киров,

являющийся областным центром с населением 519 тыс. жителей, в нём сосредоточена большая часть промышленного производства Кировской области.

2.14.4. Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 Кировской энергосистемы

Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 110 кВ Бытприбор, Сельмаш, 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:

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

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

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

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

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

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

2.14.5. Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 Кировской энергосистемы

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

2.14.6. Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк Кировской энергосистемы

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

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

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.

2.14.7. Мурашинский (Северный) энергорайон Кировской энергосистемы

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.

2.14.8. Южный энергорайон Кировской энергосистемы

Южный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 110 кВ Арбаж, ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ РМЗ, ПС 110 кВ Первомайск, ПС 110 кВ Матвинур, ПС 110 кВ Тужа, ПС 110 кВ Опытное поле, ПС 110 кВ Советск, ПС 110 кВ Прогресс, ПС 110 кВ Павлово, ПС 110 кВ Пижанка, ПС 110 кВ Кырчаны, ПС 110 кВ Нолинск, ПС 110 кВ Швариха, ПС 110 кВ Уржум, ПС 110 кВ Петровское,

ПС 110 кВ Суна, ПС 110 кВ Верхошижемье, ПС 110 кВ Нижнеивкино, ПС 110 кВ Кумены, ПС 110 кВ Богородск, ПС 110 кВ Уни, ПС 110 кВ Талица, ПС 110 кВ Селезениха, ПС 110 кВ Филиппово, ПС 110 кВ Полом, ПС 110 кВ Просница.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

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

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

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

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

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

2.14.9. Кирсинско - Омутнинский энергорайон Кировской энергосистемы

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.

2.14.10. Фаленско - Омутнинский энергорайон Кировской энергосистемы

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

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цель 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.

2.14.11. Котельничский энергорайон Кировской энергосистемы

Котельничский энергорайон включает в себя следующие основные
энергообъекты: ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Марадыхово, 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 – Марадыхово, замер на ПС 220 кВ Киров;

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

2.14.12. Вятско - Полянский энергорайон Кировской энергосистемы

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

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.

2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и коммунальных котельных за 2015 год

Вид топлива	Электрические станции филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс»		Котельные, отапливающие жилищный фонд и объекты социальной сферы области		Итого тыс. тут
	тыс. тонн (млн. куб. м)	тыс. тут	тыс. тонн (млн. куб. м)	тыс. тут	
Всего	-	2150,036	-	491,467	2641,503
Уголь	712,656	534,959	184,146	114,171	649,13
Торф	281,806	95,236	25,294	6,829	102,065
Мазут	0	0	35,464	49,295	49,295
Природный газ	1299,586	1519,841	154,354	174,42	1694,261
Газ сжиженный	-	-	-	-	-
Дрова	-	-	372,962	99,208	99,208
Опил	-	-	135,214	14,874	14,874
Печное топливо	-	-	1,447	2,098	2,098
Щепа	-	-	117,584	30,572	30,572

Структура потребления топлива электростанциями и коммунальными котельными приведена на рисунке 1.

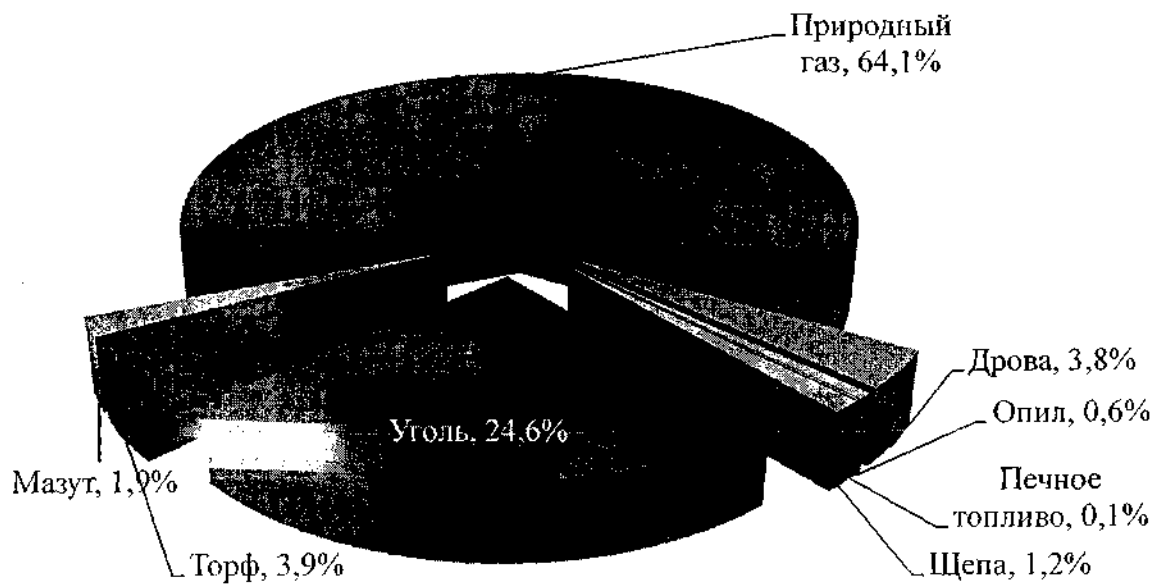


Рисунок 1. Структура потребления топлива электростанциями и коммунальными котельными

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Кировской области

3.1. Износ основных фондов

Ввод новых мощностей в электроэнергетике Кировской области существенно отстает от роста объема физически изношенного (выработавшего нормативный ресурс) и морально устаревшего оборудования. Объем ремонтных работ, а также мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции основных фондов, проводимых электросетевыми компаниями, недостаточен для существенного улучшения состояния электросетевых активов. В связи с этим технический износ основных фондов имеет тенденцию к росту. Степень износа оборудования трансформаторных подстанций напряжением 35-110 кВ составляет 66,3%.

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

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2016, лет
1	Город Киров	ПС 220 кВ Киров	220/110/35/6	1964	51
2	Котельничский район	ПС 220 кВ Котельнич	220/110/10	1964	51

Перечень подстанций филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», срок службы которых превысил 50 лет.

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2016, лет
1	Город Киров	ПС 110 кВ Северная	110/35/6	1952	63
2	Слободской район	ПС 110 кВ Садовая	110/10/6	1955	60

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2016, лет
3	Слободской район	ПС 35 кВ Прокопье	35/10/6	1955	60
4	Город Киров	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	1958	57
5	Юрьянский район	ПС 35 кВ Медяны	35/10	1958	57
6	Куменский район	ПС 35 кВ Вожгалы	35/10	1960	55
7	Верхнекамский район	ПС 110 кВ Кирс	110/6	1961	54
8	Верхнекамский район	ПС 110 кВ Рудничная	110/35/10	1961	54
9	Юрьянский район	ПС 110 кВ Юрья	110/35/10/6	1961	54
10	Мурашинский район	ПС 110 кВ Мураши	110/35	1961	54
11	Юрьянский район	ПС 110 кВ Красный Курсант	110/35/6	1961	54
12	Куменский район	ПС 110 кВ Бурмакино	110/10	1962	53
13	Белохолуницкий район	ПС 110 кВ Белая Холуница	110/35/10	1962	53
14	Город Киров	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	1962	53
15	Куменский район	ПС 110 кВ Кумены	110/35/10	1962	53
16	Город Киров	ПС 110 кВ Первомайская	110/6	1963	52
17	Советский район Кировской области	ПС 110 кВ Советск	110/35/10	1963	52
18	Зуевский район	ПС 35 кВ Мухино	35/10	1964	51

3422 километра линий электропередачи напряжением 35-110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», что составляет 57,2% от общей протяженности ЛЭП данного класса напряжения, имеют срок службы от 35 до 53 лет. Срок службы ЛЭП 35-110 кВ протяженностью 505 километров (8,4% от общей протяженности) составляет от 53 до 70 лет. В целом степень износа ЛЭП напряжением 35-110 кВ филиала «Кировэнерго»

ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по состоянию на 01.01.2016 достигла 68 %.

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

Не менее напряжённое положение сложилось и в электросетевом комплексе напряжением 0,4 - 10 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Несмотря на растущие в последние годы объёмы реконструкции существующих распределительных сетей и строительство новых сетей напряжением 0,4-10 кВ в рамках технологического присоединения потребителей, доля сетей со сроком службы менее 35 лет снизилась до 45%, степень износа сетей напряжением 0,4-10 кВ – 69,5%.

Анализ технологических нарушений в электросетевом комплексе филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», происшедших в 2015 году и приведших к отключению повреждённых оборудования и участков сети, показывает, что значительное число отключений было связано со старением оборудования и конструктивных элементов сети.

Причины технологических нарушений	ПС 35-110 кВ, %	ВЛ 35-110 кВ, %	ТП 10/0,4 кВ, %	ВЛ 0,4-10 кВ, %
Старение изоляции	19	13	19	12
Старение материалов	33	16	19	40

С увеличением износа электросетевого комплекса растёт количество объектов с нулевой остаточной стоимостью, что ведёт к сокращению амортизационных отчислений, которые могли бы быть направлены на восстановление электросетевых объектов.

3.2. Расчеты характерных электрических режимов энергосистемы Кировской области на период 2016 – 2021 годов

Расчет электрических режимов энергосистемы Кировской области на период 2016 – 2021 годов выполнялся для прогнозируемого зимнего и летнего максимумов нагрузки энергосистемы. Из большого объема выполненных расчётов ниже рассмотрены наиболее показательные расчёты схемно-режимных ситуаций для характерных режимов.

Для зимнего периода рассматриваются:

нормальная схема в зимний максимум нагрузок;

схема, складывающаяся в результате нормативного возмущения в нормальной схеме (далее – послеаварийная схема из нормальной схемы), в зимний максимум нагрузок.

Для летнего периода рассматриваются:

нормальная схема в летний максимум нагрузок;

послеаварийная схема из нормальной схемы в летний максимум нагрузок;

схема, складывающаяся в результате нормативного возмущения в ремонтной схеме (далее – послеаварийная схема из ремонтной схемы), в летний максимум нагрузок.

При определении длительно допустимой токовой загрузки проводов ВЛ в качестве расчётных приняты следующие значения температуры окружающего воздуха: в зимних режимах -5°C , в летних режимах $+25^{\circ}\text{C}$.

3.2.1. Расчет режимов на зимний максимум 2016 года

В приложении № 1 приведена схема потокораспределения для нормальной схемы сети 110 кВ и выше в режиме зимнего максимума 2016 года. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок линий и сетевого оборудования не наблюдается. Напряжения находятся в допустимых пределах.

3.2.1.1. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная – Арбаж, ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи –Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 2. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

3.2.1.2. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

Северный энергорайон сохраняет питание по транзиту, состоящему из ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья, ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 3. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

3.2.1.3. Аварийное отключение 2-й СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи сохраняет питание от АТ1 ПС 220 кВ Киров по ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 4. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

3.2.2. Расчет режимов на летний максимум 2016 года

В приложении № 5 приведена схема потокораспределения при нормальной схеме сети 110 кВ и выше в режиме летнего максимума 2016 года. Превышение длительно допустимых токовых нагрузок линий и

сетевого оборудования не наблюдается. Напряжения находятся в допустимых пределах.

3.2.2.1. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье или АТ1 на ПС 220 кВ Лебяжье

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в целях поддержания оптимальных уровней напряжения на объектах Южного энергорайона предварительно должны быть включены БСК на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Советск, ПС 110 кВ Нолинск. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 6. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

3.2.2.2. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи –Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 7. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

3.2.2.3. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши точка раздела с Архангельской энергосистемой переносится на МВ ВЛ 110 кВ Луза на ПС 110 кВ Демьяново, снимается нагрузка по транзиту 110 кВ Мураши – Летка, точка раздела транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Красный Курсант переносится на МВ ВЛ 110 кВ Кузнецы на ПС 110 кВ Красный Курсант. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 8. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально

допустимого, превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

3.2.2.4. Аварийное отключение любой из транзитных ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья либо ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши

В данной схемно-режимной ситуации произойдет отключение потребителей Северного энергорайона суммарной мощностью до 44 МВт. Схема потокораспределения приведена в приложении № 9. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально допустимых значений. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки оборудования нет.

Отключившаяся нагрузка в размере 18 МВт может быть запитана от ПС 110 кВ Савватия (Архангельская энергосистема) с контролем нагрузки ВЛ 110 кВ Заовражье – Луза не более 100 А. Потребители с нагрузкой в объёме 26 МВт отключаются до восстановления питания энергоузла.

3.2.2.5. Ремонт ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1 или АТ1 на ПС 220 кВ Омутнинск при аварийном отключении Омутнинск

Питание Кирсинско-Омутнинского энергорайона сохраняется по транзитным ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница, ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево, ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками.

При работе защит АТ2 происходит погашение собственных нужд ПС 220 кВ Омутнинск и потребителей, питающихся от ПС 220 кВ Омутнинск по сети 10 кВ.

При отключении АТ2 от защит ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск №1 запускается автоматика отключения ОД 220 кВ от группы выходных реле защит ВЛ 220кВ. При устойчивом КЗ на ВЛ 220 кВ и неуспешном АПВ на РП 220 кВ Фаленки автоматика отключает ОД 220 кВ АТ2. После отключения ОД 220 кВ АТ2 срабатывает АПВ ВМ 110 кВ АТ2 с контролем наличия напряжения на шинах 110 кВ и отключенного положения ОД 220 кВ

АТ2. Собственные нужды ПС 220 кВ Омутнинск и её потребители на напряжении 10 кВ запитываются от СШ 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск.

Схемы потокораспределения для данных схемно-режимных ситуаций приведены в приложении № 10 и в приложении № 11. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально допустимых значений. Превышение допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

3.2.3. Расчет режимов на зимний максимум 2021 года

Изменения в потокораспределении мощности в энергосистеме Кировской области в период 2016 – 2021 годов обусловлены следующими факторами:

изменением нагрузки существующих потребителей электроэнергии;
технологическим присоединением новых потребителей электроэнергии;

изменениями в конфигурации и пропускной способности сетей напряжением 35 кВ и выше, образующих энергосистему Кировской области.

Перечень вновь сооружаемых и реконструируемых энергообъектов Кировской энергосистемы в 2016 – 2021 годов приведен в подразделе 4.8 настоящей Программы.

В приложении № 12 приведена схема потокораспределения для нормальной схемы сети 110 кВ и выше в режиме зимнего максимума 2021 года. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки линий и сетевого оборудования отсутствует. Напряжения находятся в допустимых пределах.

3.2.3.1. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная – Арбаж, ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи – Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 13. Напряжение находится в допустимых

пределах. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

3.2.3.2. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

Северный энергорайон сохраняет питание по транзиту, состоящему из ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья, ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 14. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

3.2.3.3. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи сохраняет питание от АТ1 ПС 220 кВ Киров по ВЛ 110 кВ Вятка – Киров №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино, ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень, ВЛ 110 кВ Вятка – Чижи и ВЛ 110 кВ Киров – Чижи 1. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 15. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

3.2.4. Расчет режимов на летний максимум 2021 года

В приложении № 16 приведена схема потокораспределения для нормальной схемы сети 110 кВ и выше в режиме летнего максимума 2021 года.

Превышение длительно допустимой токовой нагрузки линий и сетевого оборудования отсутствует. Напряжения находятся в допустимых пределах.

3.2.4.1. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье или АТ1 на ПС 220 кВ Лебяжье

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в целях поддержания оптимальных уровней напряжения на объектах Южного энергорайона предварительно должны быть включены БСК на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье, ПС 110 кВ Нолинск. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 17. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

3.2.4.2. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи –Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 18. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально допустимых значений. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

3.2.4.3. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши точка раздела с Архангельской энергосистемой переносится на МВ ВЛ 110 кВ Луза на ПС 110 кВ Демьяново и снимается нагрузка, питающаяся по транзитной ВЛ 110 кВ Мураши – Летка. Точка раздела на транзитной ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Мурыгино переносится на МВ 110 кВ ВЛ Кузнецы на ПС 110 кВ Мурыгино. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 19. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально допустимого. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети отсутствует.

3.2.4.4. Аварийное отключение любой из транзитных ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья либо ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши

В данной схемно-режимной ситуации произойдет отключение потребителей Северного энергорайона суммарной мощностью до 45 МВт. Схема потокораспределения приведена в приложении № 20. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально допустимых значений. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки оборудования нет.

Отключившаяся нагрузка в размере 18 МВт может быть запитана от ПС 110 кВ Савватия Архангельской энергосистемы с контролем токовой загрузки ВЛ 110 кВ Заовражье – Луза не более 100 А. Нагрузка 27 МВт может быть запитана от ПС 220 кВ Котельнич при замыкании транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Мурыгино на МВ 110 кВ ВЛ Кузнецы на ПС 110 кВ Мурыгино. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети отсутствует, уровни напряжения в допустимых пределах.

3.2.4.5. Ремонт ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1 или АТ1 на ПС 220 кВ Омутнинск при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск №2 или АТ2 на ПС 220 кВ Омутнинск

Питание Кирсинско-Омутнинского энергорайона сохраняется по транзитным ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница, ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево, ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками.

При работе защит АТ2 происходит погашение собственных нужд ПС 220 кВ Омутнинск и потребителей, питающихся от ПС 220 кВ Омутнинск по сети 10 кВ.

При отключении АТ2 от защит ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск №1 запускается автоматика отключения ОД 220 кВ от группы выходных реле защит ВЛ 220кВ. При устойчивом КЗ на ВЛ 220 кВ и неуспешном АПВ на

РП 220 кВ Фаленки автоматика отключает ОД 220 кВ АТ2. После отключения ОД 220 кВ АТ2 срабатывает АПВ ВМ 110 кВ АТ2 с контролем наличия напряжения на шинах 110 кВ и отключенного положения ОД 220 кВ АТ2. Собственные нужды ПС 220 кВ Омутнинск и её потребители на напряжении 10 кВ запитываются от СЩ 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск.

Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 21. Напряжение находится в допустимых пределах, не ниже минимально допустимых значений, превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

4. Основные направления развития электроэнергетики Кировской области

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Кировской области

Основной задачей электроэнергетики Кировской области является удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

В условиях временного спада в экономике задача по удовлетворению спроса на электрическую энергию и мощность во многом решается путём поддержания в работоспособном состоянии действующих объектов электроэнергетики, а в тех случаях, когда технический уровень и состояние электросетевых объектов уже не могут быть улучшены путем модернизации и проведения ремонтных работ, их планомерным восстановлением (реконструкцией).

Схема развития электроэнергетики Кировской области на 2017 – 2021 годы приведена в приложении № 22.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (2017 – 2021 годы)

(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2016 (прогноз)	Прогнозируемый период				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	7397	7383	7393	7399	7427	7409
% к предыдущему году		-0,2	0,1	0,1	0,4	-0,2
Потребление мощности, МВт	1240	1242	1244	1245	1245	1245
% к предыдущем году		0,2	0,2	0,1	0,0	0,0

4.3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области

Зимний период

(МВт)

Наименование энергорайона	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год 0	2021 год
Центральный энергорайон	1147	1150	1151	1151	1151	1151
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	1053	1056	1057	1057	1057	1057
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	425	427	429	430	430	430
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	259	260	261	261	261	261
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	210	210	136*	136*	136*	136*
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	263	264	265	265	265	265
Кирсинско-Омутнинский энергорайон	79	82	84	87	87	87
Фаленско-Омутнинский энергорайон	138	141	144	146	146	146
Котельничский энергорайон	102	103	103	104	104	104
Мурашинский (Северный) энергорайон	66	66	66	67	67	67
Южный энергорайон	117	117	118	118	118	118
Вятско-Полянский энергорайон	95	95	95	96	96	96

Летний период

(МВт)

Наименование энергорайона	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Центральный энергорайон	910	913	914	914	914	914
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	813	816	817	817	817	817
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	345	347	348	349	349	349
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	200	201	201	202	202	202
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	162	162	88*	88*	88*	88*
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	203	204	204	205	205	205
Кирсинско-Омутнинский энергорайон	68	71	73	75	76	76
Фаленско-Омутнинский энергорайон	107	109	112	114	114	114
Котельничский энергорайон	78	79	79	79	80	80
Мурашинский (Северный) энергорайон	43	43	43	44	44	44
Южный энергорайон	85	85	86	86	86	86
Вятско-Полянский энергорайон	75	75	76	76	76	76

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

4.4. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период (2017 – 2021 годы)

Потребление тепловой энергии от электростанций

(тыс. Гкал)

Потребители	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Итого	6025,1	6025,1	6005,9	6005,9	6005,9
в том числе:					
оптовый покупатель- перепродавец – ОАО «КТК»	5300,7	5300,7	5281,5	5281,5	5281,5
промышленность	722,8	722,8	722,8	722,8	722,8

Потребители	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
в том числе:					
ООО «Завод полимеров «Кирово-Чепецкий химический комбинат»	391,5	391,5	391,5	391,5	391,5
ОАО «Кировский шинный завод	209,1	209,1	209,1	209,1	209,1
ОАО «Искож»	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
ООО «Русплитпром»	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8
прочие	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Город Киров – всего	4685,2	4685,2	4666,0	4666,0	4666,0
в том числе:					
оптовый покупатель- перепродавец – ОАО «КТК»	4392,8	4392,8	4373,6	4373,6	4373,6
промышленность	291,4	291,4	291,3	291,3	291,3
в том числе:					
ОАО «Кировский шинный завод	209,1	209,1	207,9	207,9	207,9
ОАО «Искож»	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
прочие	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Город Кирово-Чепецк – всего	1339,9	1339,9	1339,9	1339,9	1339,9
в том числе:					
оптовый покупатель- перепродавец – ОАО «КТК»	907,8	907,8	907,8	907,8	907,8
промышленность	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4
в том числе:					
ООО «Завод полимеров «Кирово-Чепецкий химический комбинат»	391,5	391,5	391,5	391,5	391,5
ООО «Русплитпром»	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8
прочие	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Потребление тепловой энергии от ОАО «КТК»

(тыс. Гкал)

Потребители	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего	4120,93	4120,93	4120,93	4120,93	4120,93
Бюджет	212,98	212,98	212,98	212,98	212,98
Прочие	1109,03	1109,03	1109,03	1109,03	1109,03
Население	2798,91	2798,91	2798,91	2798,91	2798,91

4.5. Прогноз развития энергетики Кировской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Показатели использования возобновляемых источников энергии

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Изменение объема производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, тыс. тут	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых и (или) вторичных источников энергии, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Кировской области, %	15,4	15,5	15,6	15,7	15,8

4.6. Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности

Структура перспективных балансов электроэнергии с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2017 – 2021 годов

(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребность (электропотребление)	7383	7393	7399	7427	7409
Покрытие	4586	4364	4347	4411	4471

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
(производство электроэнергии)					
в том числе:					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	4586	4364	4347	4411	4471
ВИЭ					

Структура перспективных балансов мощности с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2017 – 2021 годов

(МВт)

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребность (собственный максимум)	1242,0	1244,0	1245,0	1245,0	1245,0
Покрытие (установленная мощность)	1044,3	1044,3	1044,3	1044,3	1044,3
в том числе:					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	1044,3	1044,3	1044,3	1044,3	1044,3
ВИЭ					

4.7. Перечень мероприятий по вводу электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше электроэнергетики Кировской области

Программой предусматривается решение следующих задач, направленных на развитие энергосистемы и улучшение технической и экономической эффективности её функционирования:

обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также возможности роста мощности электропотребления существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и естественного роста нагрузок;

повышение надежности электроснабжения существующих

потребителей;

исключение возможности появления «узких мест» из-за изменения конфигурации сети и её пропускной способности;

решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;

обновление силового оборудования в связи с его физическим и моральным износом.

Ниже приводится перечень электроэнергетических объектов, строительство (реконструкция, техническое перевооружение) которых планируется в энергорайонах Кировской энергосистемы в период до 2021 года. При определении сроков ввода и технических характеристик сооружаемых объектов за основу приняты материалы инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС» и филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», а также Схема и Программа развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 09.09.2015 № 627 «Об утверждении Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы».

Мероприятие	Примечание
Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант) 2×16 МВА	ПС 110 кВ Красный Курсант принята филиалом «Кировэнерго» от ОАО «Эликон» в 2004 году в неудовлетворительном состоянии. Выявлены множественные дефекты строительных конструкций: прогрессирующее разрушение железобетонных стоек для установки оборудования, фундаментов порталов и силовых трансформаторов, кабельных каналов. Здание ЗРУ 6 кВ имеет протекание кровли, трещины в стенах и проседание полов из-за разрушения фундамента. На подстанции отсутствует маслосборник. Срок службы ПС 110 кВ Красный Курсант достиг критического (подстанция построена в 1963 году). Основное оборудование (силовые трансформаторы, разъединители, выключатели 35 кВ и 6 кВ) выработало ресурс и неремонтопригодно в связи со снятием оборудования с производства и прекращением выпуска запасных частей к

Мероприятие	Примечание
	<p>нему. Существующая схема ОРУ 110 кВ с отделителями и короткозамыкателями не соответствует современным требованиям. При срабатывании короткозамыкателей происходит отключение системообразующей транзитной ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант – Юрья с погашением ПС 110 кВ Красный Курсант. Оперативные переключения в ОРУ 110 кВ подстанции из-за отсутствия выключателей проводятся также с полным погашением ПС 110 кВ Красный Курсант. ПС 110 кВ Красный Курсант является единственным источником электроснабжения ОАО «Эликон» и пгт Мурыгино. Вышеперечисленные недостатки ОРУ 110 кВ негативно сказываются на основном потребителе – ОАО «Эликон», технологический процесс которого (производство бумаги) не допускает даже кратковременных перерывов в электроснабжении, поскольку они приводят к массовому браку продукции.</p> <p>Схема электроснабжения пгт Мурыгино построена на напряжении 6 кВ. Прилегающая территория Юрьянского района получает питание на напряжении 10 кВ, что не позволяет осуществить резервирование потребителей пгт Мурыгино от смежных центров питания.</p> <p>Схема подключения ПС 110 кВ Мурыгино к энергосистеме отображена на рисунке 2</p>
<p>Строительство ВЛ 110 кВ Вятка – Чижи (2-я очередь)</p>	<p>в настоящее время по радиальной двухцепной ВЛ 110 кВ Киров – Чижи – Восточная питаются пять городских подстанции 110 кВ: Чижи, Птицефабрика, КБ Север, Восточная, Береговая.</p> <p>В соответствии с нормативными актами к двухцепным радиальным ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов допускается присоединение не более двух ПС 110 кВ. Повреждение тупиковой ВЛ на любом участке может привести к прекращению электроснабжения крупных промышленных предприятий, объектов социальной сферы, электротранспорта, других систем городской инфраструктуры, обеспечивающих жизнедеятельность населения на значительной части территории города Кирова, где проживает около 125-130 тыс. жителей. Срок службы ряда участков ВЛ 110 кВ Киров – Чижи – Восточная превышает 50 лет, а техническое состояние подтверждает необходимость их реконструкции в ближайшей перспективе. При существующей схеме энергоузла вывод тупиковой</p>

Мероприятие	Примечание
	<p>ВЛ 110 кВ Киров – Чижи в реконструкцию невозможен, так как нагрузка присоединенных к ней подстанций 35-110 кВ не может быть в полном объеме переведена по сетям 6-10 кВ на другие центры питания.</p> <p>Строительство ВЛ 110 кВ Вятка – Чижи позволит обеспечить электроснабжение ПС 110 кВ Чижи в период реконструкции ВЛ 110 кВ Киров – Чижи.</p> <p>Инвестиционный проект предусматривает строительство второго участка кабельно-воздушной ЛЭП 35-110 кВ Вятка – Чижи (участок от поворота заходов ВЛ 35 кВ в сторону ПС 35 кВ Чистые Пруды до ПС 110 кВ Чижи). При этом формируется ВЛ 35 кВ Киров – Чистые Пруды – Чижи и реализуется проектная схема подключения ПС 35 кВ Чистые Пруды от ПС 220 кВ Киров и ПС 110 кВ Чижи. В результате реализации данного инвестпроекта выводится из работы ВЛ 35 кВ Лыжная – Чистые Пруды, ранее питавшая ПС 35 кВ Чистые Пруды, что открывает возможность для перевода участка ВЛ 35 кВ Лыжная – Чистые Пруды на напряжение 110 кВ.</p> <p>Вновь сооружаемый участок ВЛ 110 кВ Вятка – Чижи (2-я очередь) отображён на рисунке 3</p>
<p>Техническое перевооружение ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП – Чижи</p>	<p>техническое перевооружение ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП – Чижи позволит закольцевать тупиковую ВЛ 110 кВ Киров – Чижи, включив её в транзитную ВЛ 110 кВ Киров – Чижи – Вятка, и задействовать в схеме электроснабжения города Кирова ещё один центр питания – ПС 500 кВ Вятка.</p> <p>Схема формирования транзитной ВЛ 110 кВ Киров – Чижи – Вятка приведена на рисунке 4</p>
<p>Техническое перевооружение ПС 35 кВ Гнусино (замена силовых трансформаторов 2 × 4 МВА на 2 × 10 МВА)</p>	<p>на ПС 35 кВ Гнусино установлено 2 трансформатора 35/6 кВ (2×4 МВА).</p> <p>По данным контрольных замеров 2015 года нагрузка ПС 35 кВ Гнусино составила 5,0 МВт зимой и 3,5 МВт летом. С учетом договорных обязательств по действующим договорам технологического присоединения (3,0 МВт) загрузка трансформатора в аварийных режимах составит 170%. Возможность перевода нагрузки ПС 35/6 кВ Гнусино на другие центры питания отсутствует.</p> <p>Увеличение мощности ПС Гнусино до 2×10 МВА обеспечит нужды технологического присоединения потребителей и снизит риски нарушения электроснабжения в заречной части города Кирова.</p>

Мероприятие	Примечание
	<p>Кроме того, при техническом перевооружении планируется сооружение маслосборника. В настоящее время маслосборник на ПС Гнусино отсутствует, что создает риски загрязнения прилегающей территории и бассейна реки Вятки при аварийном опуске масла из силовых трансформаторов подстанции.</p> <p>Схема подключения ПС 35 кВ Гнусино к энергосистеме приведена на рисунке 5</p>
<p>Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Луговая (замена трансформатора 110/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ с реконструкцией ВЛ 110 кВ Бахта – Оричи) 10 МВА</p>	<p>питание ПС 35 кВ Русское осуществляется по ВЛ 35 кВ Бахта – Русское (протяжённость – 9,0 км, введена в эксплуатацию в 1980 году) и ВЛ 35 кВ Оричи – Русское (протяжённость – 30,6 км). Головной участок ВЛ 35 кВ Оричи – Русское (протяжённость – 11 км) построен в 1956 году на деревянных опорах. Указанный участок ВЛ 35 кВ Оричи – Русское находится в эксплуатации 60 лет и полностью отработал нормативный срок. Дальнейшая эксплуатация ВЛ 35 кВ Оричи – Русское связана с риском аварийного разрушения деревянных опор с последствиями, которые могут угрожать здоровью и жизни людей. ВЛ 35 кВ Оричи – Русское проходит в непосредственной близости от ПС 110/10 кВ Луговая. В районе ПС 110 кВ Луговая участок на деревянных опорах заканчивается, и ВЛ 35 кВ Оричи – Русское переходит второй цепью на двухцепные железобетонные опоры ВЛ 110 кВ Луговая – Бахта (построена в 1980 году). Перевод ВЛ 35 кВ Оричи – Русское на питание от ПС 110 кВ Луговая с образованием ВЛ 35 кВ Луговая – Русское позволит вывести из работы и демонтировать часть ВЛ 35 кВ Оричи – Русское, построенную на деревянных опорах. Для подключения ВЛ 35 кВ Луговая – Русское на ПС 110 кВ Луговая потребуется заменить один из трансформаторов мощностью 6,3 МВА напряжением 110/10 кВ на трансформатор мощностью 10 МВА напряжением 110/35/10 кВ. Кроме того, при техперевооружении ПС 110 кВ Луговая планируется смонтировать ремонтную перемычку и установить выключатель в рабочей перемычке ОРУ 110 кВ.</p> <p>Схема подключения ВЛ 35 кВ Луговая - Русское к ПС 110 кВ Луговая отображена на рисунке 6</p>
<p>Техническое перевооружение ПС 110 кВ Кирс</p>	<p>на ПС 110 кВ Кирс установлены трансформаторы Т1 ТДН-16000/110 (год ввода 1985) и Т2 ТДН-10000/110 (год ввода 1973).</p>

Мероприятие	Примечание
(замена трансформатора, установка СВ-110 кВ)	<p>В 2015 году максимальная нагрузка подстанции достигала 13,1 МВА в зимний период и 9,9 МВА в летний период. В перспективных режимах с учетом выданных ТУ на технологическое присоединение (объем мощности по выданным ТУ по ПС 110 кВ Кирс – 1,12 МВА) при аварийном отключении трансформатора большей мощности Т1 загрузка оставшегося в работе трансформатора меньшей мощности Т2 может превышать 140%. Возможность перевода потребителей ПС 110 кВ Кирс на другие центры питания отсутствует.</p> <p>Из-за отсутствия секционного выключателя в ОРУ 110 кВ ПС Кирс при авариях на одной из секций шин происходит отключение обеих секций шин с полным погашением ПС 110 кВ Кирс и прекращением электроснабжения на территории всего Верхнекамского района с населением около 36 тыс. человек. В числе отключённых такие населённые пункты, как районный центр Кирс, посёлки Рудничный, Светлополянск, Лойно, Лесной, Кай.</p> <p>Схема подключения ПС 110 кВ Кирс отображена на рисунке 7</p>
<p>Строительство ПС 110/35/10 кВ Трёхречье (взамен существующей ПС Советск) 2×16 МВА</p>	<p>ПС 110 кВ Советск находится в эксплуатации с 1963 года, оборудование подстанции выработало нормативный срок, имеет износ около 90% и нуждается в первоочередной замене. Этим объясняется нестабильность работы оборудования в аварийных ситуациях. По результатам технического освидетельствования с участием представителей Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, оборудование подстанции рекомендовано к замене (акт технического освидетельствования от 14.05.2014 года).</p> <p>Схема ОРУ 110 кВ ПС Советск – № 110-4 «два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» – не соответствует современным требованиям.</p> <p>Перевод ОРУ 110 кВ подстанции на схему № 110-5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» невозможен в связи с отсутствием места на площадке существующей подстанции. Кроме того, при производстве строительно-монтажных работ на территории действующей подстанции снижается надежность электроснабжения потребителей,</p>

Мероприятие	Примечание
	<p>увеличиваются риски, связанные с перерывами в электроснабжении потребителей.</p> <p>ПС 110/35/10 кВ Трёхречье сооружается взамен существующей ПС 110/35/10 кВ Советск.</p> <p>В силу указанных выше причин ПС 110 кВ Трёхречье будет размещаться на новой площадке в непосредственной близости от существующей ПС 110 кВ Советск.</p> <p>Схема подключения ПС 110 кВ Трёхречье к энергосистеме приведена на рисунке 8</p>
<p>Строительство ПС 110 кВ Урванцево (1-я очередь)</p>	<p>в соответствии с Генеральным планом города Кирова в западной части областного центра возводится новый жилой район «Урванцево» (площадь проектируемой территории (микрорайоны № 11, 12, 13, 14) – 74,9 га; общая площадь жилых домов нового строительства – 608000 кв. метров). На территории, прилегающей к пос. Садаковский, ведётся строительство микрорайона «Метроград-1». Между пос. Садаковский и ТЦ «МЕТРО» началось сооружение микрорайона «Метроград-2» (комплекс 18-26-этажных жилых домов с пристроенными помещениями социально-бытового назначения).</p> <p>В соответствии с информацией, предоставленной застройщиком ОАО «Кировский ССК», максимальная мощность энергопринимающих устройств составит 11330 кВт. В районе ул. Луганская – пр. Луганский планируется сооружение крупного торгового центра «Леруа Мерлен» максимальной мощностью 6,5 МВт.</p> <p>В настоящее время ближайшей к месту строительства указанных объектов является ПС 110 кВ Коммунальная.</p> <p>На ПС 110 кВ Коммунальная установлены два трансформатора Т1 -ТНДЦН-25000/110 (год ввода в эксплуатацию - 1991) и Т2 – ТДНФ-25000/110 (год ввода в эксплуатацию - 1993). В 2015 году максимальная нагрузка ПС 110 кВ Коммунальная достигала 23 МВА в зимний период и 16 МВА в летний период. В перспективных режимах с учётом выданных ТУ на технологическое присоединение (объём мощности по выданным ТУ по ПС 110 кВ Коммунальная – 1,1 МВА) при аварийном отключении трансформатора Т1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 будет достигать 95%. Подключение жилых микрорайонов и ТЦ «Леруа Мерлен» суммарным потреблением 17 МВт к ПС 110 кВ Коммунальная приведет к загрузке трансформатора в</p>

Мероприятие	Примечание
	<p>послеаварийном режиме до 180%. Электроснабжение вышеперечисленных объектов от ПС 110 кВ Коммунальная невозможно, необходимо создание нового центра питания, в связи с чем для электроснабжения новых потребителей предлагается построить ПС 110 кВ Урванцево. К настоящему времени по заказу филиала «Кировэнерго» была разработана проектная документация «Строительство ПС 110 кВ Урванцево», прошедшая в установленном порядке процедуру согласования в ОАО «СО ЕЭС» и получившая положительное заключение «Главгосэкспертизы».</p> <p>Кроме того, создание нового центра питания позволит разгрузить существующие смежные ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Бытприбор и ПС 35 кВ Юго-Западная.</p> <p>Схема подключения ПС 110 кВ Урванцево к энергосистеме приведена на рисунке 9</p>
<p>Секционирование ОРУ 110 кВ Кировской ТЭЦ-4</p>	<p>ОРУ 110 кВ Кировской ТЭЦ-4 выполнено по схеме «две рабочих и обходная системы шин». К ОРУ 110 кВ Кировской ТЭЦ-4 подключено 22 присоединения, что превышает допустимое число присоединений для распределительных устройств, выполненных по указанной схеме (в соответствии с СТО 59012820-29.240.30.003-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения»).</p> <p>Секционирование ОРУ 110 кВ Кировской ТЭЦ-4 проводится в рамках реализации третьего этапа формирования схемы выдачи мощности Кировской ТЭЦ -4, предусмотренного внестадийной работой «Схема выдачи мощности при модернизации Кировской ТЭЦ-4», прошедшей в установленном порядке процедуру согласования в ОАО «СО ЕЭС», и предусмотрено актом расследования технологического нарушения в работе электростанции, сети или энергосистемы от 19.06.2008 № 8 (согласован Западно-Уральским управлением Ростехнадзора по Кировской области 30.06.2008)</p>

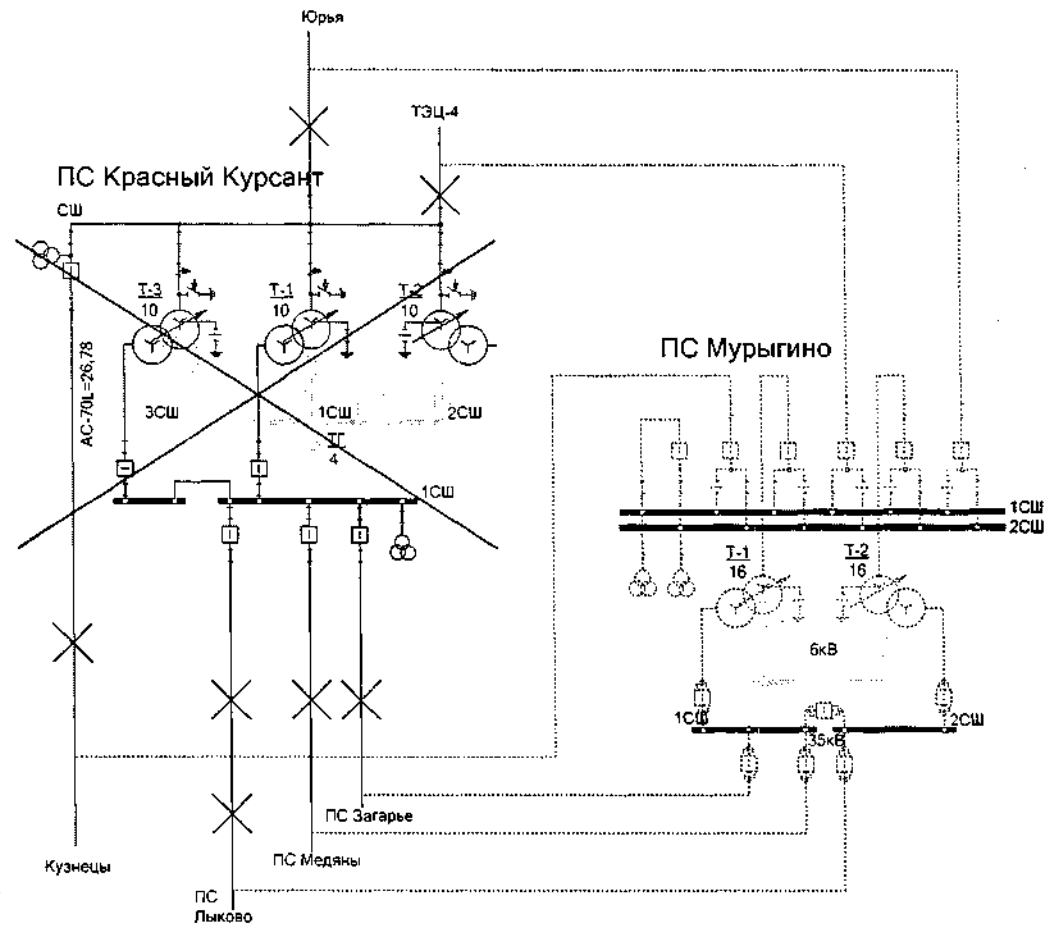


Рисунок 2. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант в Юрьянском районе.

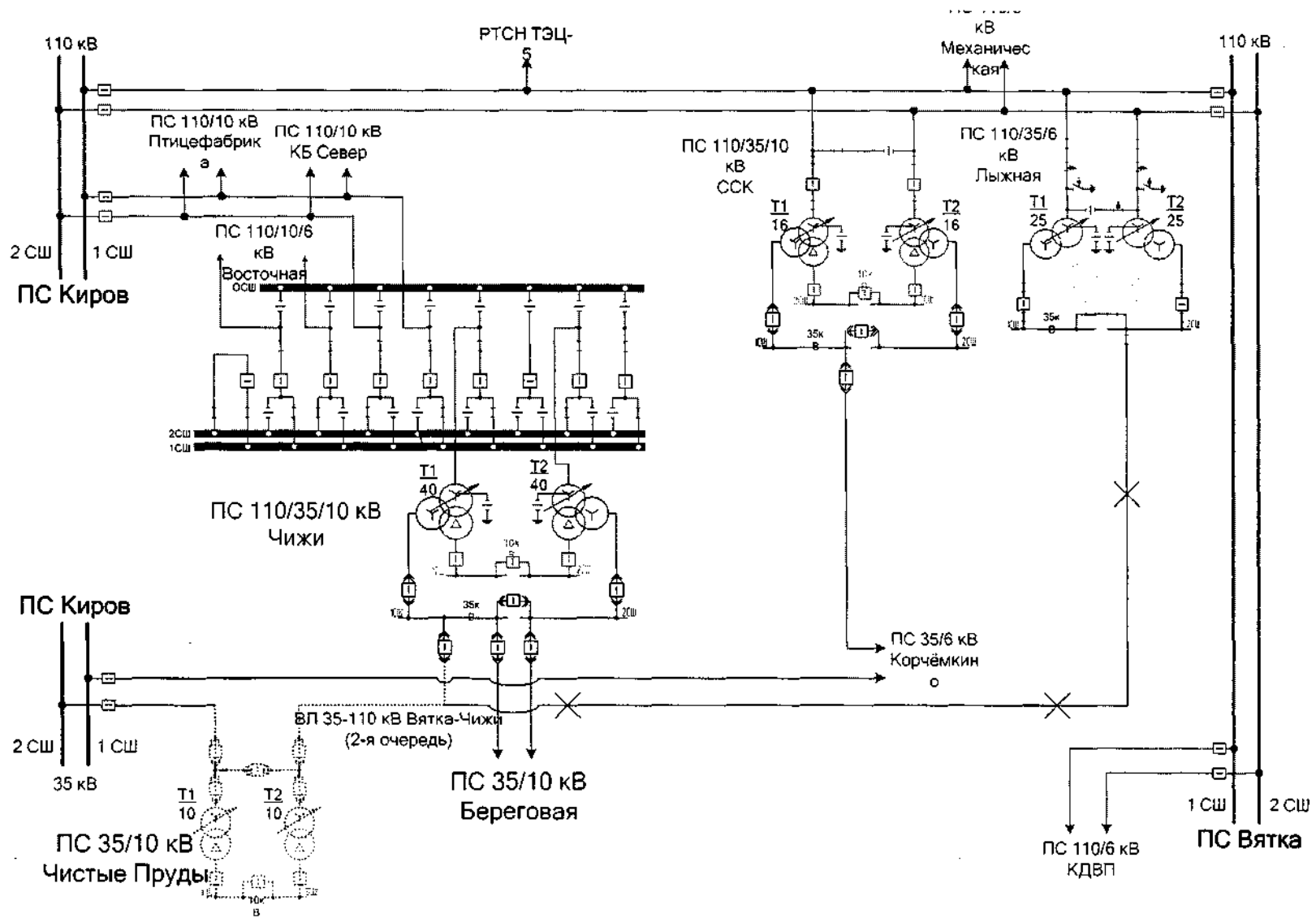


Рисунок 3. Строительство ВЛ 35-110 кВ Вятка – Чижы (2-я очередь) в г. Кирове.

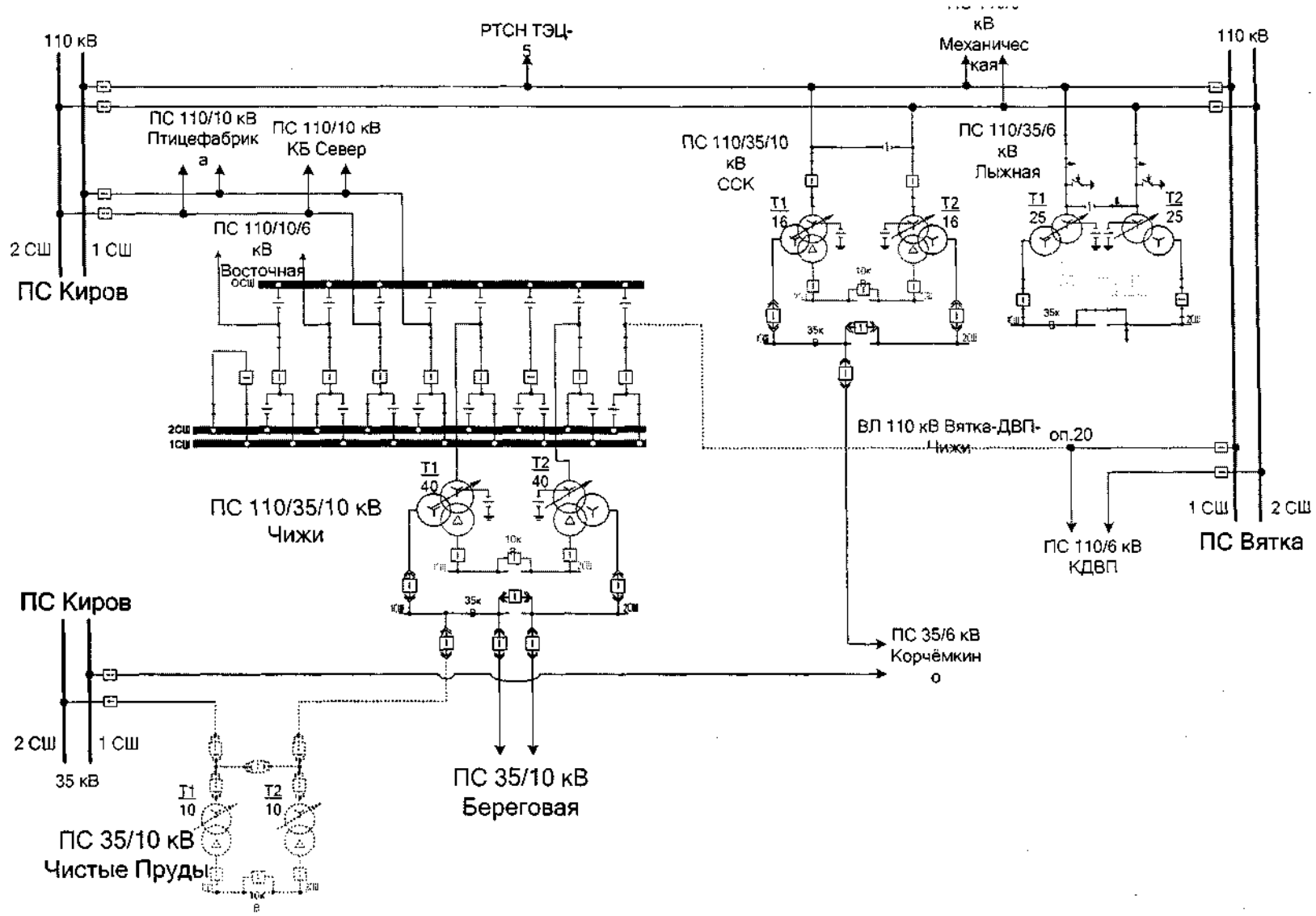


Рисунок 4. Техническое перевооружение ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП – Чижы в Кирово-Чепецком районе.

ПС Коминтерн

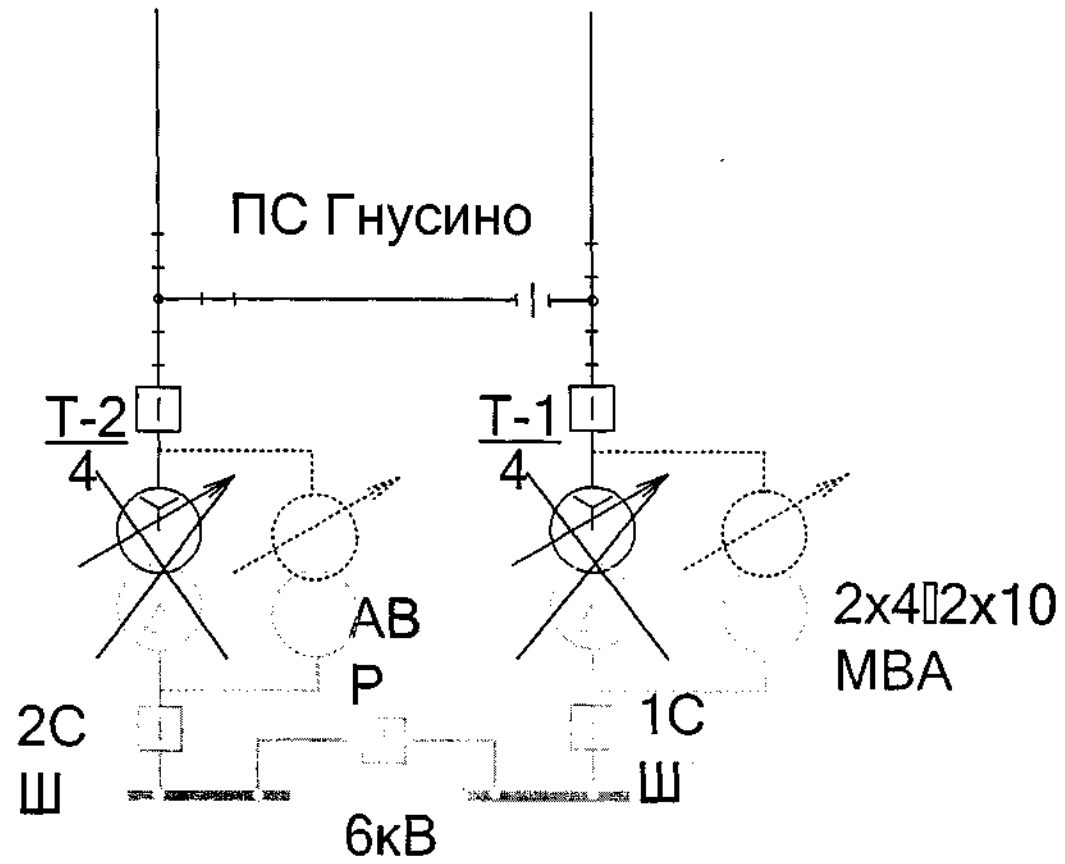


Рисунок 5. Техническое перевооружение ПС Гнусино в г. Кирове.

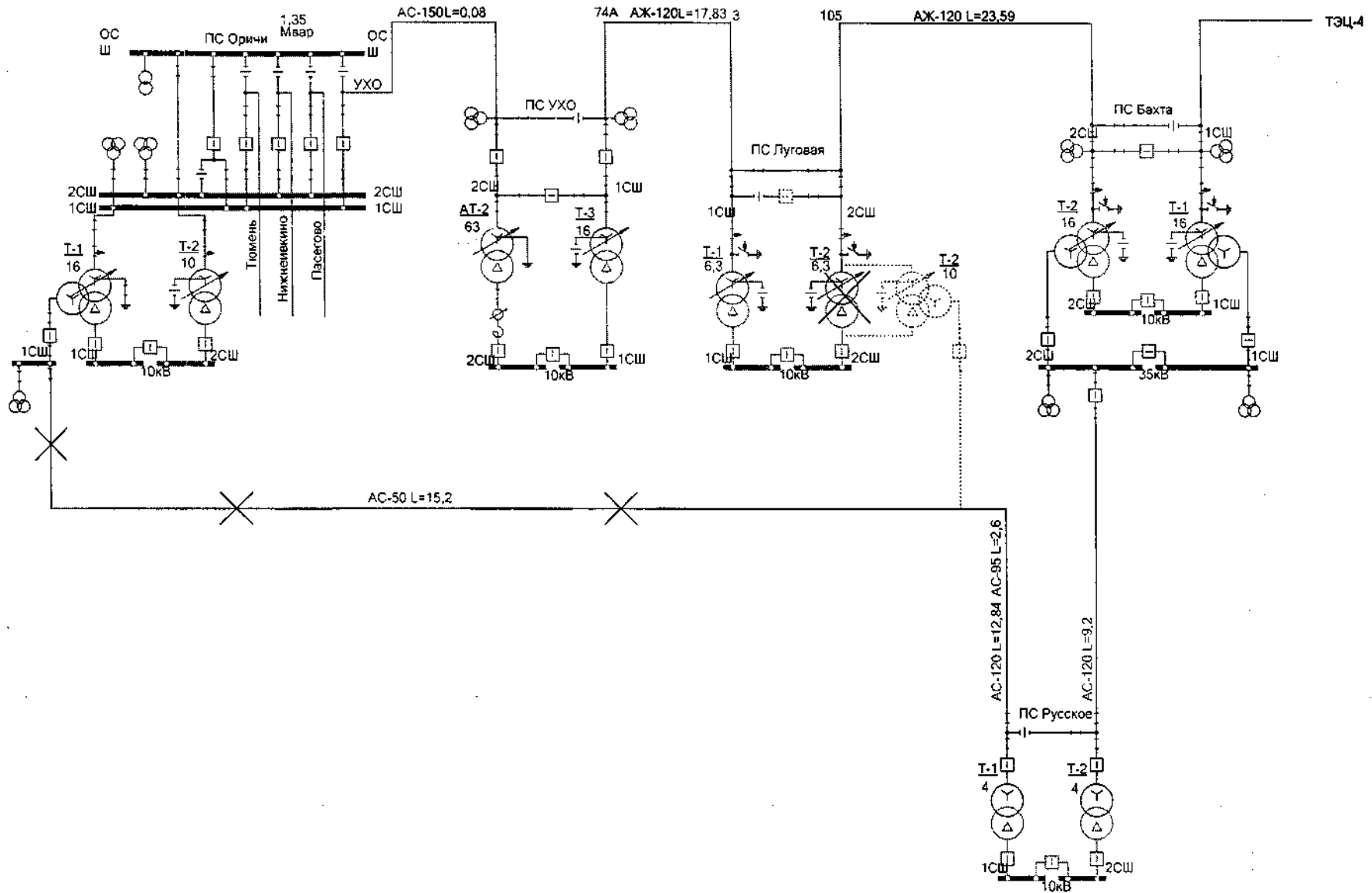


Рисунок 6. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформатора 110/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ в Оричевском районе.

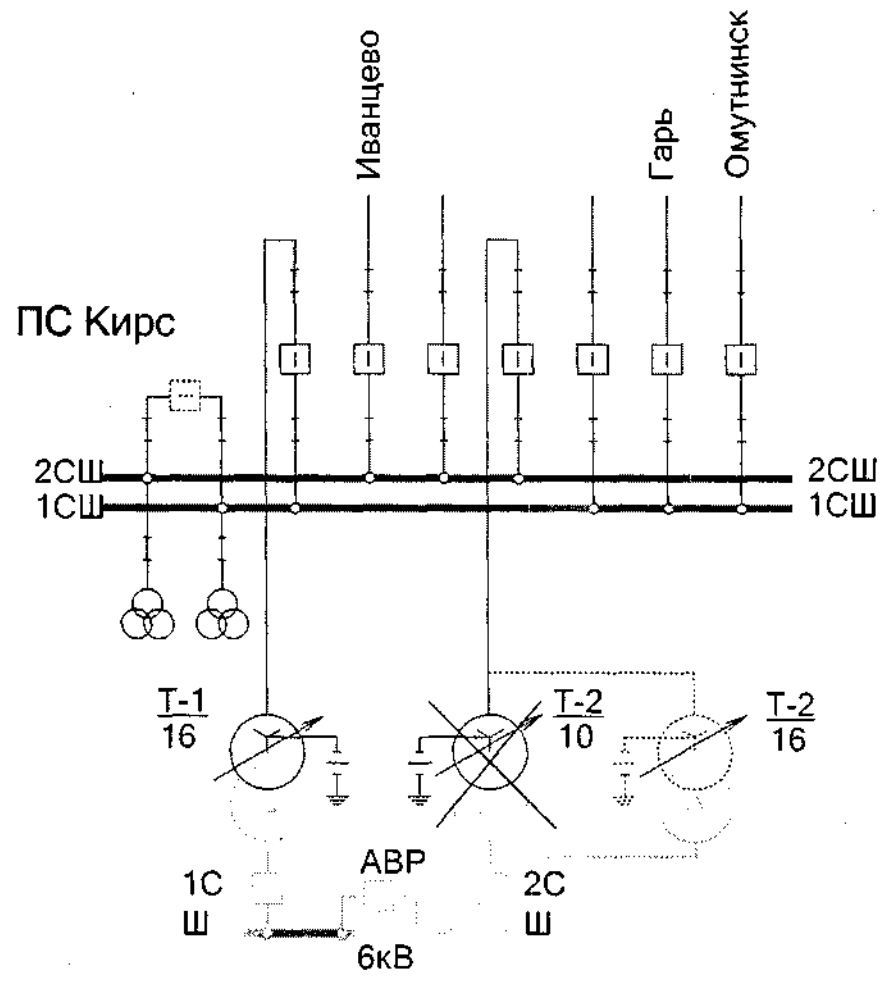


Рисунок 7. Техническое перевооружение ПС Кирс с заменой силового трансформатора и установкой СВ 110 кВ в Верхнекамском районе.

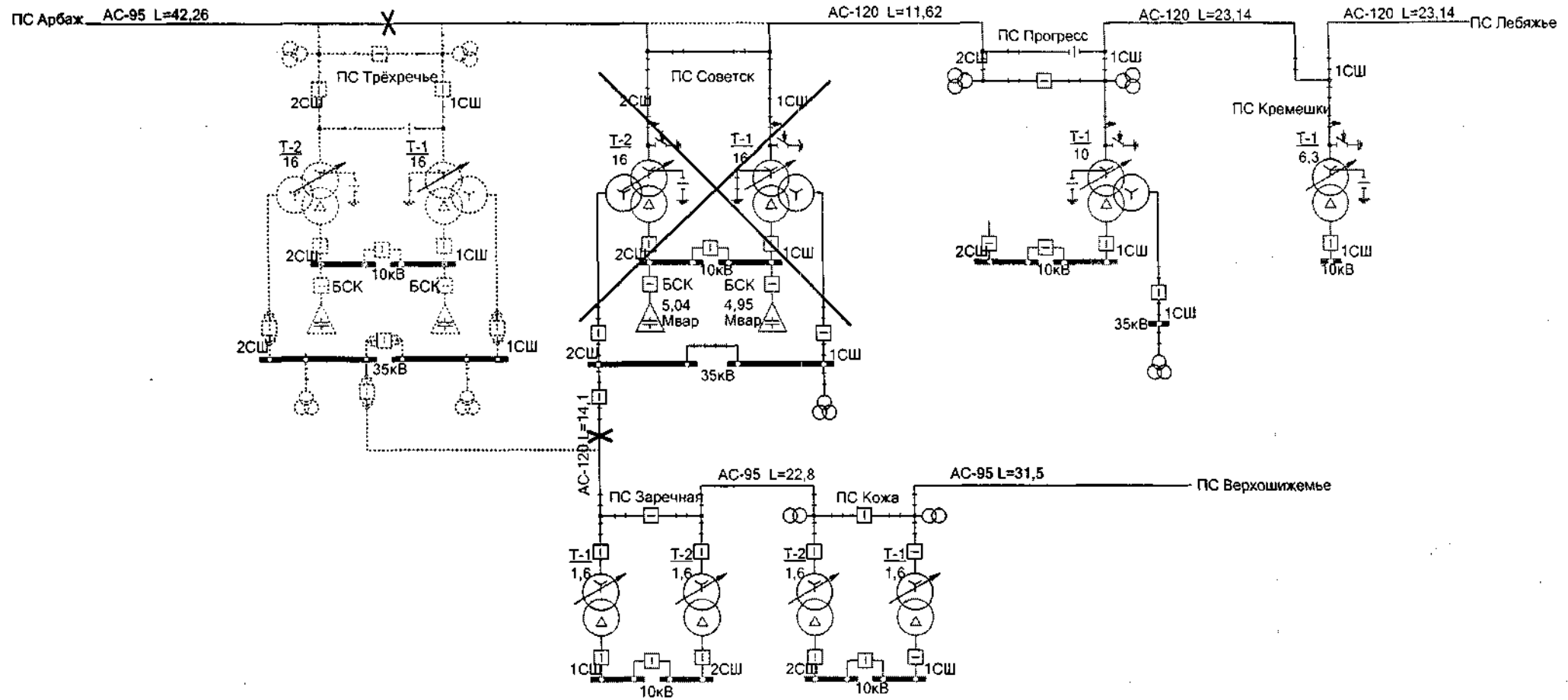


Рисунок 8. Строительство ПС 110/35/10 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110/35/10 кВ Советск) в Советском районе.

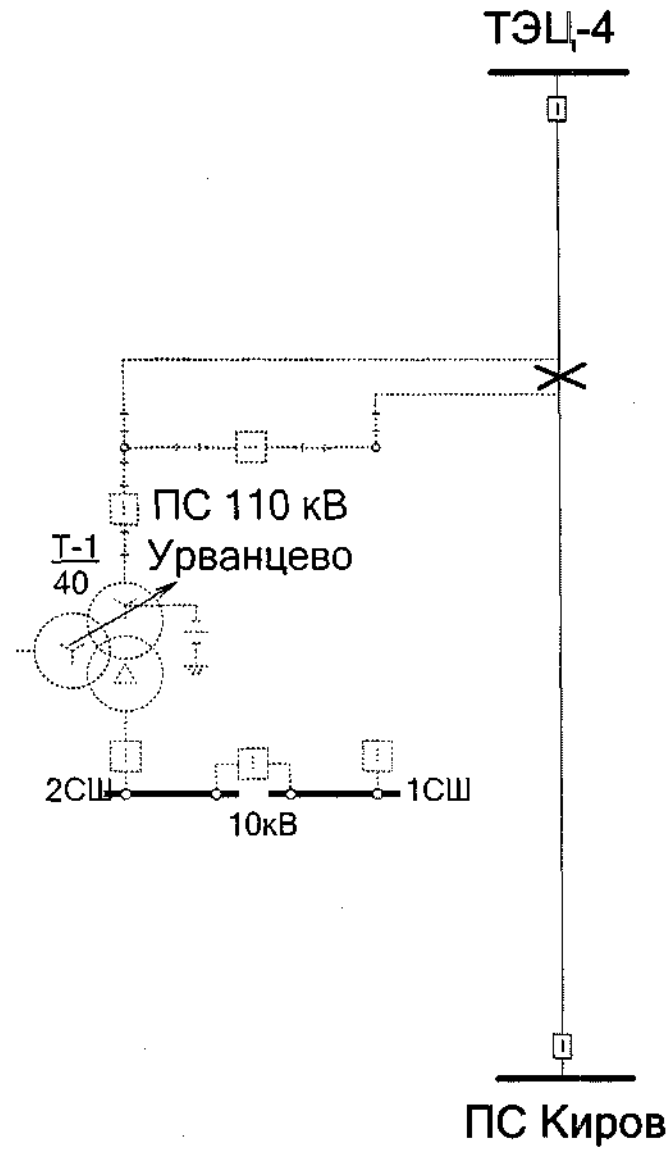


Рисунок 9. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ (1-я очередь, 1-й этап) в г. Кирове.

4.7.7. Управление потоками реактивной мощности

На основании расчётов, выполненных при разработке проектной документации на строительство электросетевых объектов, признано необходимым осуществить установку батарей статических конденсаторов на следующих вновь сооружаемых объектах:

Место установки	Необходимость установки и мощность оборудования КРМ	Срок исполнения
ПС 35/10 кВ Чистые Пруды мощностью 2 × 10 МВА	не требуется, поскольку подстанция сооружается для электроснабжения нового микрорайона с жилыми домами повышенной этажности, где для приготовления пищи используются электроплиты. По расчётам средневзвешенный $\text{tg } \varphi_{\text{ср}}$ на шинах 10 кВ подстанции $\text{tg } \varphi_{\text{ср}} = 0,26$ не превышает нормативное значение $\text{tg } \varphi_{\text{норм}} = 0,4$. Расчёты выполнены в проектной документации «Строительство ПС 35/10 кВ Чистые Пруды с заходами ВЛ 35 кВ»	2015 – 2016 годы
ПС 35/6 кВ Гнусино мощностью 2 × 10 МВА	не требуется, поскольку основными потребителями ПС 35 кВ Гнусино является жилой сектор Первомайского района города Кирова и предприятие ООО «Мега-М», на котором имеются устройства компенсации реактивной мощности, установленные в заводских РП (ТП). Средневзвешенный $\text{tg } \varphi_{\text{ср}}$ на шинах 35 кВ ПС Гнусино, сложившийся под воздействием присоединённых к ней потребителей, не превышает нормативное значение $\text{tg } \varphi_{\text{норм}} = 0,4$. Анализ выполнен в проектной документации «Техническое перевооружение ПС 35/6 кВ Гнусино (замена силовых трансформаторов)»	2017 год
ПС 110/10 кВ Урванцево мощностью 1 × 40 МВА	нерегулируемые устройства компенсации реактивного типа КРМ (УКЛ57)-6,3/10,5-250 мощностью 250 кВАр на каждой секции шин ЗРУ 10 кВ подстанции. Расчёты выполнены в проектной документации «Строительство ПС 110/10 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ»	2018 – 2019 годы
ПС 110/35/6 кВ Мурыгино мощностью	не требуется, поскольку основными потребителями существующей ПС 110 кВ Красный Курсант являются жилой сектор	2020 – 2021 годы

Место установки	Необходимость установки и мощность оборудования КРМ	Срок исполнения
2 × 16 МВА	пгт Мурыгино и предприятие ОАО «Эликон», на котором имеются устройства компенсации реактивной мощности, установленные в заводских РП (ТП). Средневзвешенный $\text{tg } \varphi_{\text{ср}}$, складывающийся на шинах 110 кВ вновь сооружаемой ПС 110 кВ Мурыгино под воздействием присоединённых к ней потребителей, не будет превышать нормативное значение $\text{tg } \varphi_{\text{норм}} = 0,5$. Расчёты выполнены во внестадийной работе «Разработка схемы присоединения по объекту «Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)»	
ПС 110/10 кВ Речная мощностью 2 × 6,3 МВА	устройства КРМ установлены в каждой ТП 10/0,4 кВ, питающей водозаборные скважины. Всего к фидерам 10 кВ ПС 110 кВ Речная будет присоединено 26 ТП на водозаборных скважинах. Технологическое оборудование насосной станции 2-го подъёма питается через частотные преобразователи, поднимающие $\cos \varphi$ до 0,95. Анализ необходимости установки устройств КРМ на ПС 110 кВ Речная выполнен в проектной документации «Внеплощадочные системы водоснабжения г. Кирова. ПС 110/10 кВ Речная»	2016 – 2017 годы

4.8. Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и ниже

4.8.1. Филиал «Кировэнерго» ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья»

Наименование проекта	Полная стоимость (с НДС) *, млн. рублей	Источник финансирования	Период реализации						Примечание
			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	
Строительство питающей ВЛ 110 кВ на ПС 110/10 кВ Речная (0,97 км)	23,008	плата за технологическое присоединение	+	+					строительство двухцепной ВЛ 110 кВ осуществляется в рамках договора от 11.06.2015 № 10-14/09/15 на технологическое присоединение внеплощадочных систем водоснабжения города Кирова (водозабор подземных вод в Куменском районе Кировской области). Заявленная мощность электропотребления – 3,5 МВт. ВЛ 110 кВ предназначена для присоединения к энергосистеме ПС 110/10 кВ Речная мощностью 2×6,3 МВА, сооружаемой заявителем для электроснабжения головных сооружений Куменского водозабора

Наименование проекта	Полная стоимость (с НДС) *, млн. рублей	Источник финансирования	Период реализации						Примечание
			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	
Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Луговая (замена трансформатора 110/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ с реконструкцией ВЛ 110 кВ Бахта – Оричи) (10 МВА)	29,479	собственные средства (амортизация)	ПИР	+					механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Строительство ВЛ 35-110 кВ Вятка – Чижи. 2-я очередь – 5,20 км	193,017	собственные средства (амортизация)	ПИР	+	+				механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Техническое перевооружение ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП – Чижи (7,8 км)	112,005	собственные средства (амортизация)	ПИР	+	+				механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Кирс (замена трансформатора, установка СВ-110 кВ) (16 МВА)	47,296	собственные средства (амортизация)		ПИР	+				механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Строительство	357,101	собственные		ПИР	+	+			механизм реализации –

Наименование проекта	Полная стоимость (с НДС) *, млн. рублей	Источник финансирования	Период реализации						Примечание
			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	
ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ. 1-я очередь – (1×40 МВА)		средства (амортизация)							инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Техническое перевооружение ПС 35 кВ Гнусино (замена силовых трансформаторов 2 x 4 МВА на 2 x 10 МВА)	109,621	собственные средства (амортизация)		+					механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Строительство ПС 110/35/10 кВ Трёхречье (взамен существующей ПС Советск) (2×16 МВА)	442,951	собственные средства (амортизация)		ПИР		+	+		механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы
Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант) (2×16 МВА)	520,501	собственные средства (амортизация)			ПИР		+	+	механизм реализации – инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2016 – 2022 годы

* Уточняется по результатам расчета проектно-сметной документации.

4.8.2. Администрация МО «Город Киров». МБУ «Управление капитального строительства»

Наименование проекта	Полная стоимость (с НДС) *, млн. рублей	Источник финансирования	Период реализации						Примечание
			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	
Внеплощадочные системы водоснабжения г. Кирова. ПС 110/10 кВ Речная (2×6,3 МВА)			+	+					строительство ПС 110 кВ Речная осуществляется в рамках договора от 11.06.2015 № 10-14/09/15 на технологическое присоединение внеплощадочных систем водоснабжения города Кирова (водозабор подземных вод в Куменском районе Кировской области). Заявленная мощность электропотребления – 3,5 МВт. ВЛ 110 кВ предназначена для присоединения к энергосистеме ПС 110/10 кВ Речная мощностью 2×6,3 МВА, сооружаемой заявителем для электроснабжения головных сооружений Куменского водозабора

4.8.3. ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк».

Наименование проекта	Техни- ческие характе- ристики объекта	Период реализации					Примечание
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	
Строительство КВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП III цепь, КВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП IV цепь	5,8 км	+					строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП III, IV цепь осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС». Максимальная мощность электропотребления – 75 МВт. КВЛ 110 кВ предназначена для присоединения электроустановок ООО «ГалоПолимер Кирово- Чепецк» (трансформаторы Т5 и Т12) к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чепецк

4.9. Потребность электростанций в топливе

Среднегодовой прогноз потребления топлива на период 2017 – 2021 годов станциями филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» составляет:

природного газа – 1289 млн. куб. метров (1542 тыс. тут), в том числе ПГУ – 311 млн. куб. метров;

угля – 699 тыс. тонн (558 тыс. тут);

торфа – 432 тыс. тонн (123 тыс. тут);

мазута – 0,4 тыс. тонн (0,6 тыс. тут).

Среднегодовой прогноз потребления топлива на период 2017 – 2021 годов от котельных ОАО «КТК» составляет 35,69 тыс. тут.

4.10. Развитие систем теплоснабжения

Рост нагрузок на теплоснабжение строящегося жилого фонда и объектов социальной сферы (зона присутствия филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс») с 2017 по 2021 год составит 61,28 Гкал/час.

Развитие тепловых сетей на перспективу намечается в соответствии с развитием тепловых источников. В настоящий момент идёт активная застройка южной части города в районах Чистые Пруды, Урванцево, слобода Курочкины. В западной части города планируется развитие жилого комплекса «Метроград». В районе Дворца пионеров планируется строительство физкультурно-оздоровительного комплекса.

Частично потребность в тепловой энергии для подключения объектов капитального строительства в южной части города покрывается за счёт проведения реконструкции тепломагистрали второй очереди ТЭЦ-5. Для дальнейшего развития города необходима реализация такого крупномасштабного проекта, как строительство третьей очереди тепломагистрали от ТЭЦ-5 в южный район города. Это позволит обеспечить теплоснабжением площадки новой застройки вплоть до подключения к теплоснабжению Нововятского района города Кирова. Альтернативным вариантом развития теплоснабжения данной части города является строительство котельных.

В Нововятском районе источниками теплоснабжения останутся промышленные котельные основных предприятий. К расчетному сроку необходимо выполнить их реконструкцию, замену физически изношенных и

устаревших котлов на новые, что позволит увеличить тепловую производительность и повысить эффективность использования энергоресурсов на этих котельных.

В настоящее время разработана и утверждена Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Киров», в которой определены возможности и перспективы развития системы теплоснабжения.

Для теплоснабжения микрорайона «Урванцево» в юго-западной части города Кирова предусматривается строительство тепломагистрали от ТЭЦ-4.

В центральной и северной частях города запас по нагрузкам источников теплоснабжения имеется, по тепловым сетям запаса по нагрузкам нет.

На расчетный срок намечается закрытие мелких неэкономичных отопительных котельных.

Теплоснабжение малоэтажной индивидуальной и коттеджной застройки предусматривается от индивидуальных источников тепла на газовом топливе.

При строительстве новых и модернизации существующих тепловых сетей предусматривается решение задачи по повышению защитных характеристик теплотрасс.

4.11. Производство электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

В июле 2014 года на Кировской ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию парогазовая установка в рамках реализации ЗАО «КЭС-Холдинг» проекта «Реконструкция Кировской ТЭЦ-3 с применением ПГУ».

Основной целью проекта являлась реконструкция Кировской ТЭЦ-3 с применением ПГУ, предусматривающая строительство на территории действующей станции комплектного блока ПГУ электрической мощностью 236 МВт.

4.12. Ожидаемые результаты реализации Программы

В результате реализации Программы будет обеспечен рост эффективности использования потенциала электроэнергетики для социально-экономического развития Кировской области, стабильное и эффективное

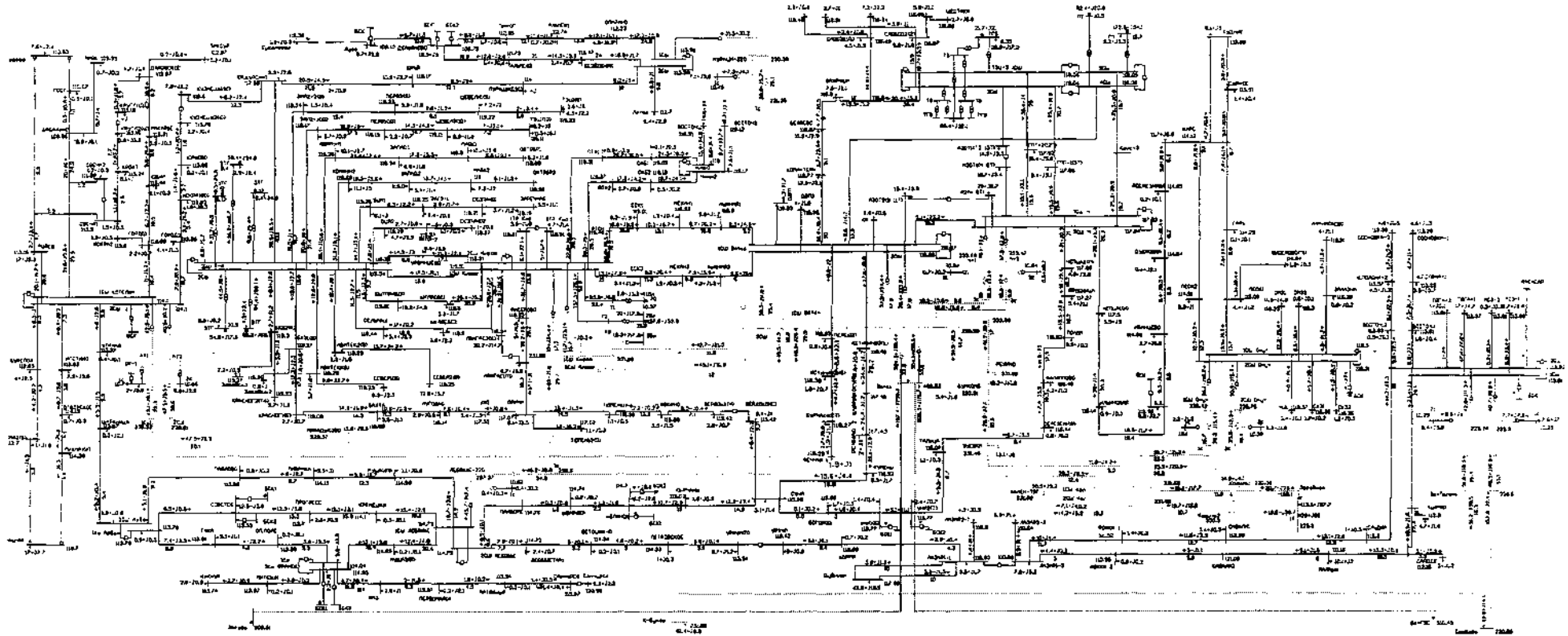
удовлетворение потребностей экономики и населения области в электрической энергии за счет:

- рационального развития электроэнергетики Кировской области;
- повышения надежности схемы электроснабжения потребителей;
- гарантированного удовлетворения растущего спроса на технологическое присоединение к энергосистеме промышленных и сельскохозяйственных производств, предприятий малого и среднего бизнеса, объектов коммунальной инженерной инфраструктуры городов, населения;
- увеличения мощности электрических подстанций;
- снижения потерь электрической энергии при производстве и распределении;
- улучшения показателей качества электроэнергии, отпускаемой потребителям;
- снижения износа объектов электросетевого комплекса Кировской энергосистемы.

За период 2017 – 2021 годов планируется (основные направления):

- техническое перевооружение действующих ПС 110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 9,7 МВА;
 - техническое перевооружение действующих ПС 35 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 12 МВА;
 - техническое перевооружение существующих ВЛ 35-110 кВ с переводом на напряжение 110 кВ – 7,8 км;
 - строительство новых ВЛ 35 кВ – 5,2 км;
 - строительство новых ВЛ 110 кВ – 11,97 км;
 - строительство новых ПС 110 кВ общей мощностью 116,6 МВА.
-

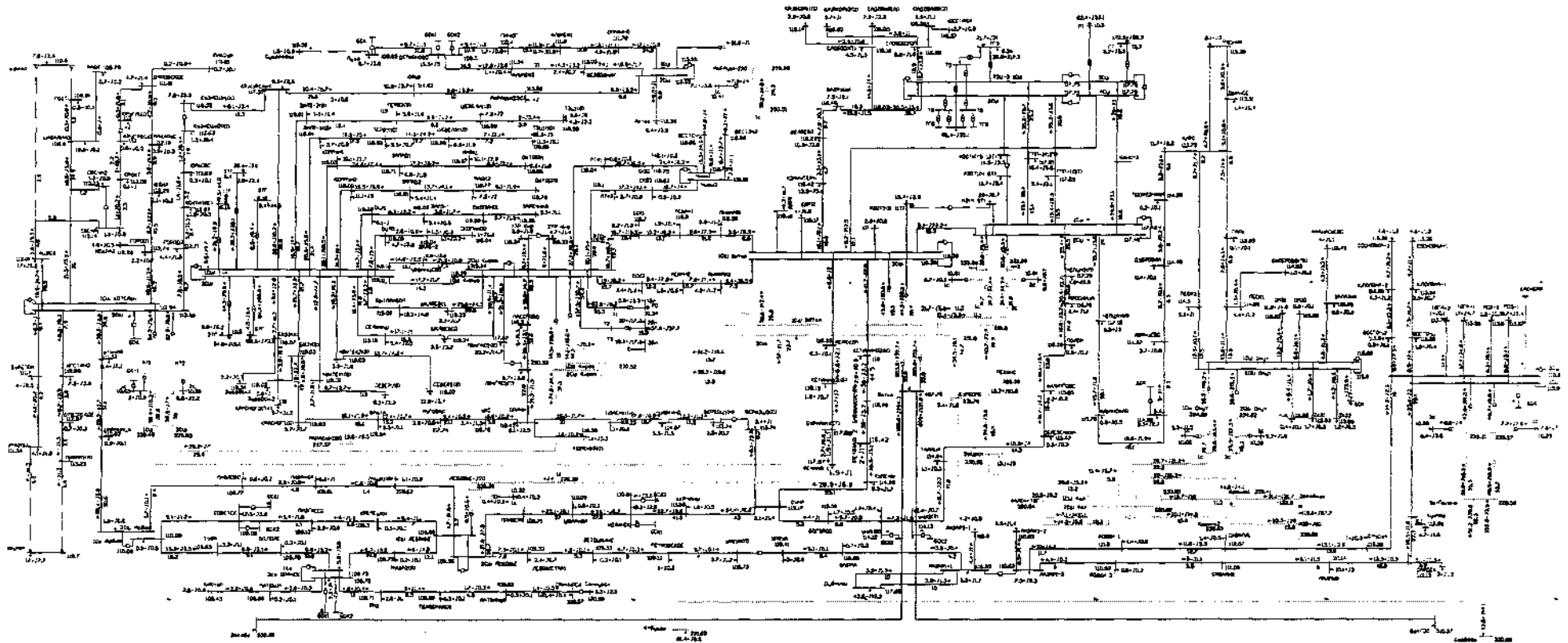
СХЕМА потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2016 года*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

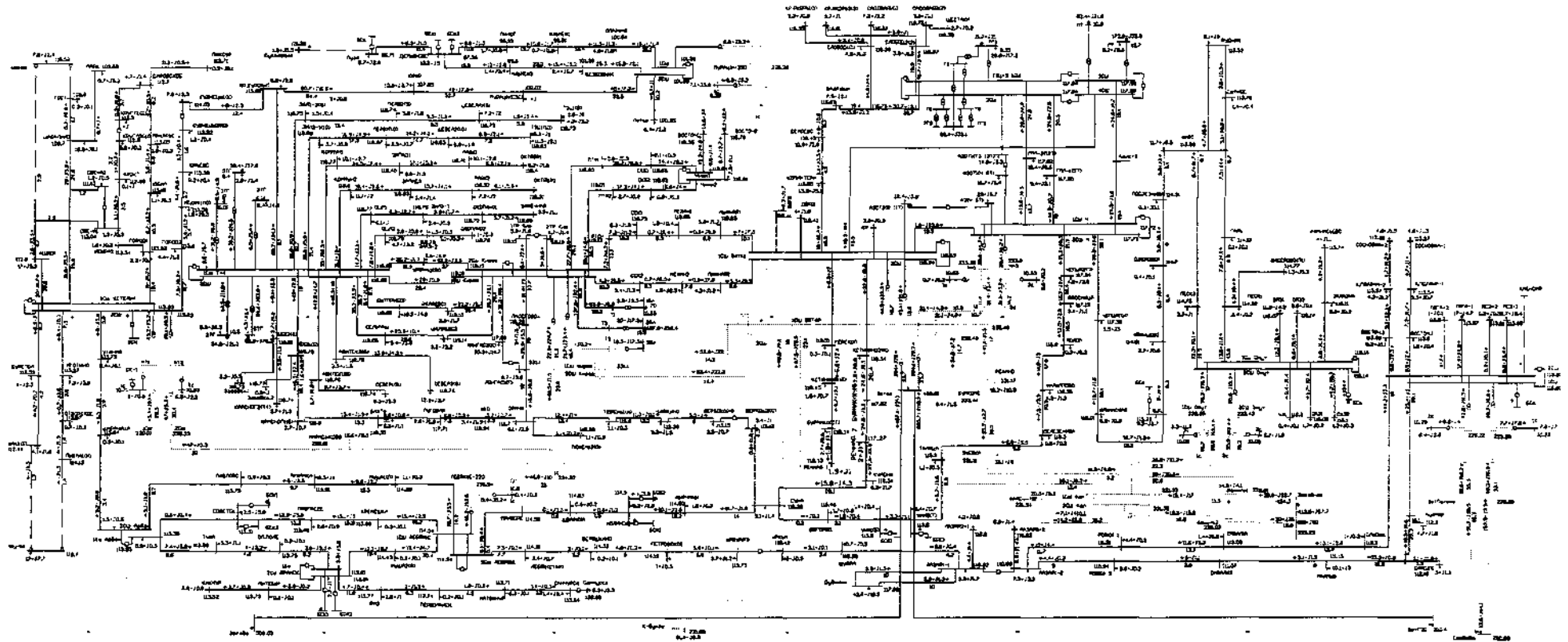
СХЕМА

потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2016 года при аварийном отключении ВЛ 220 кВ
Вятка – Лебяжье и АТ1 ПС 220 кВ Лебяжье*



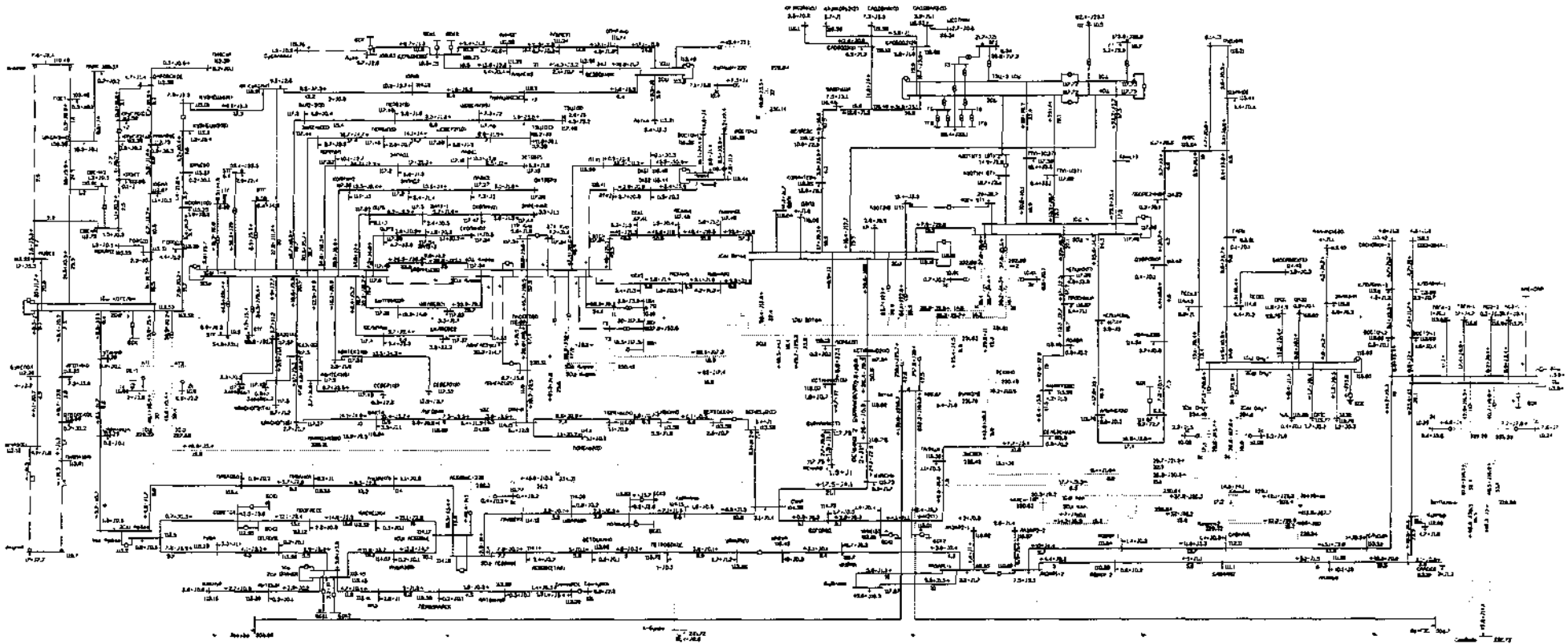
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2016 года при аварийном отключении ВЛ 220 кВ
Вятка – Мураши и АТ1 ПС 220 кВ Мураши*



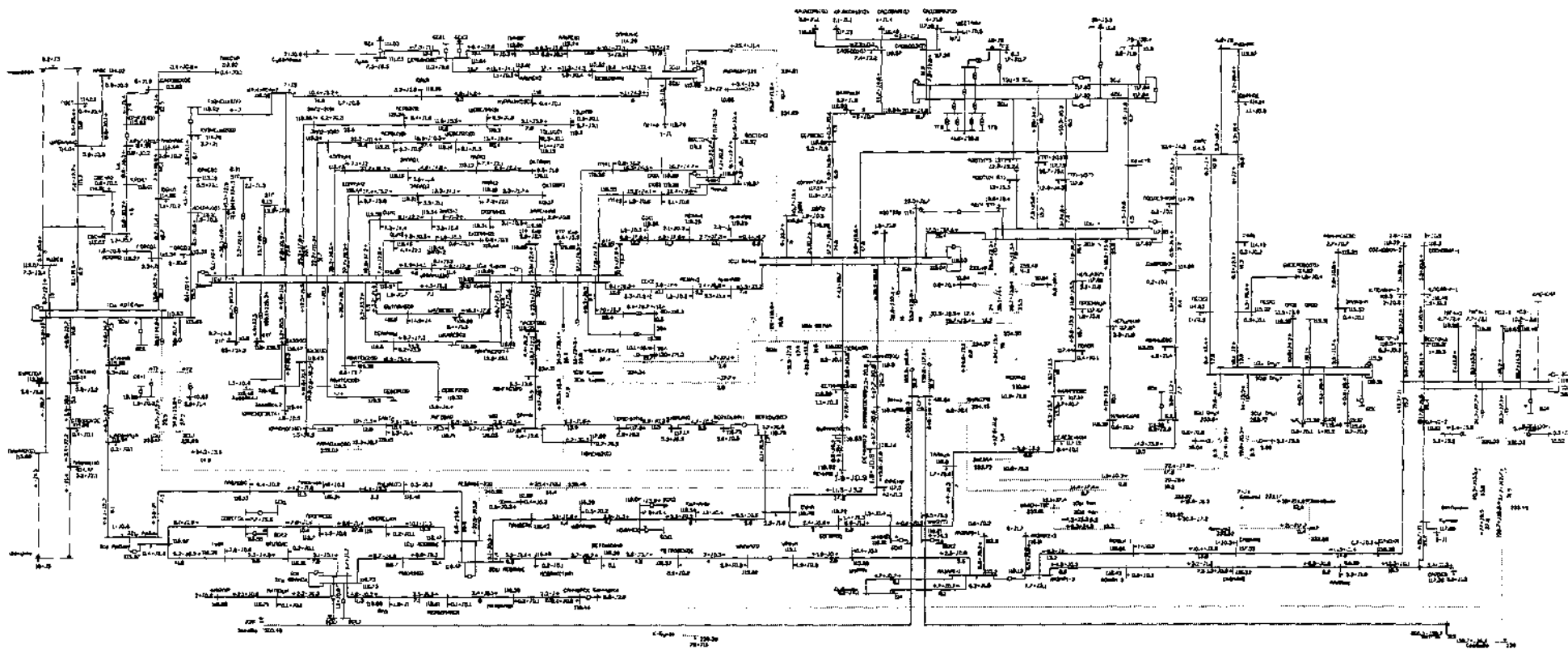
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2016 года при аварийном отключении
2 СШ 110кВ ПС 220 кВ Киров*



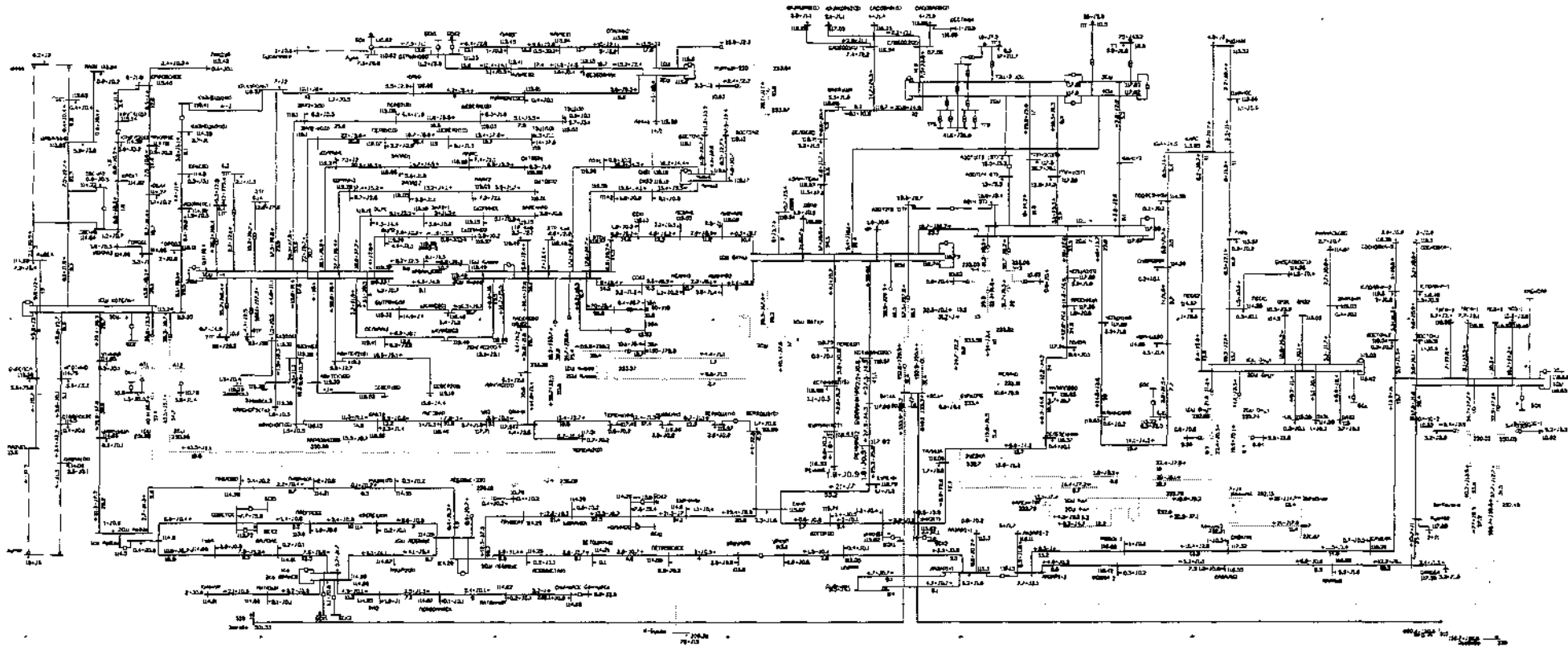
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

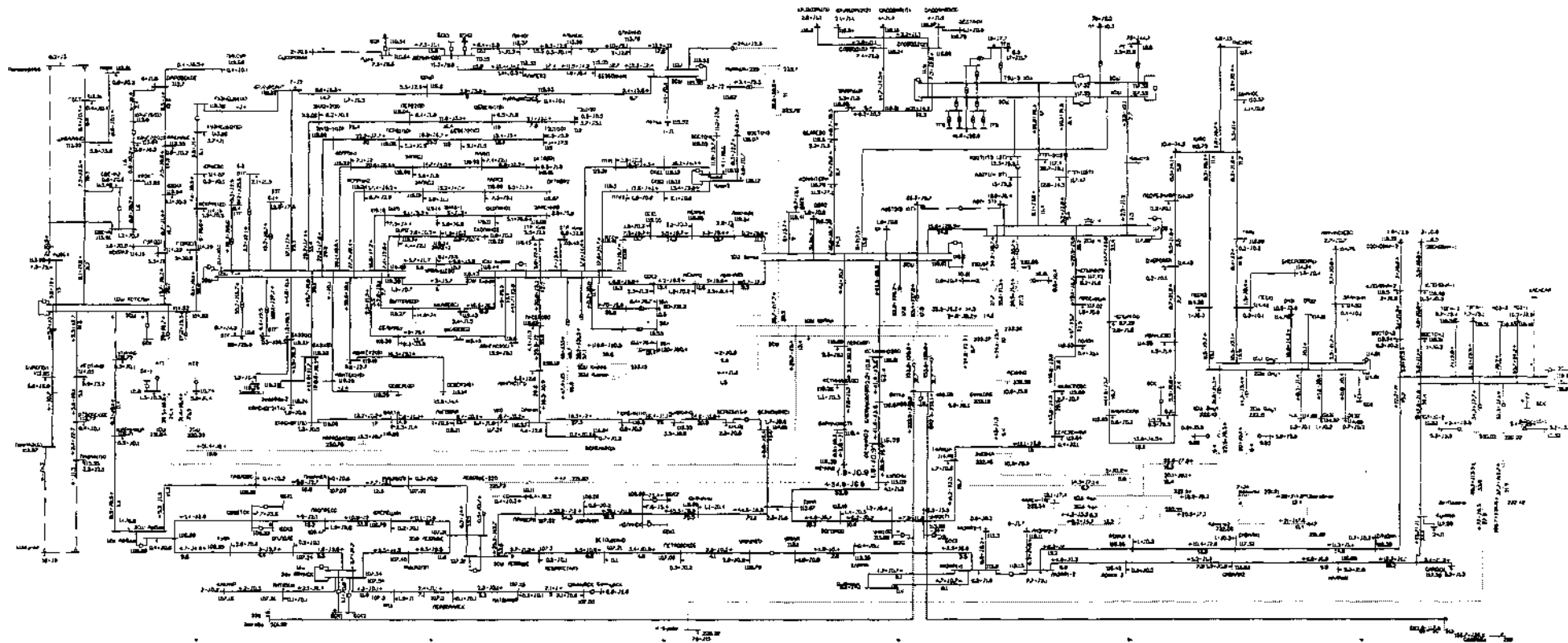
СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка –
Лебяжье и АТ1 ПС 220 кВ Лебяжье



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

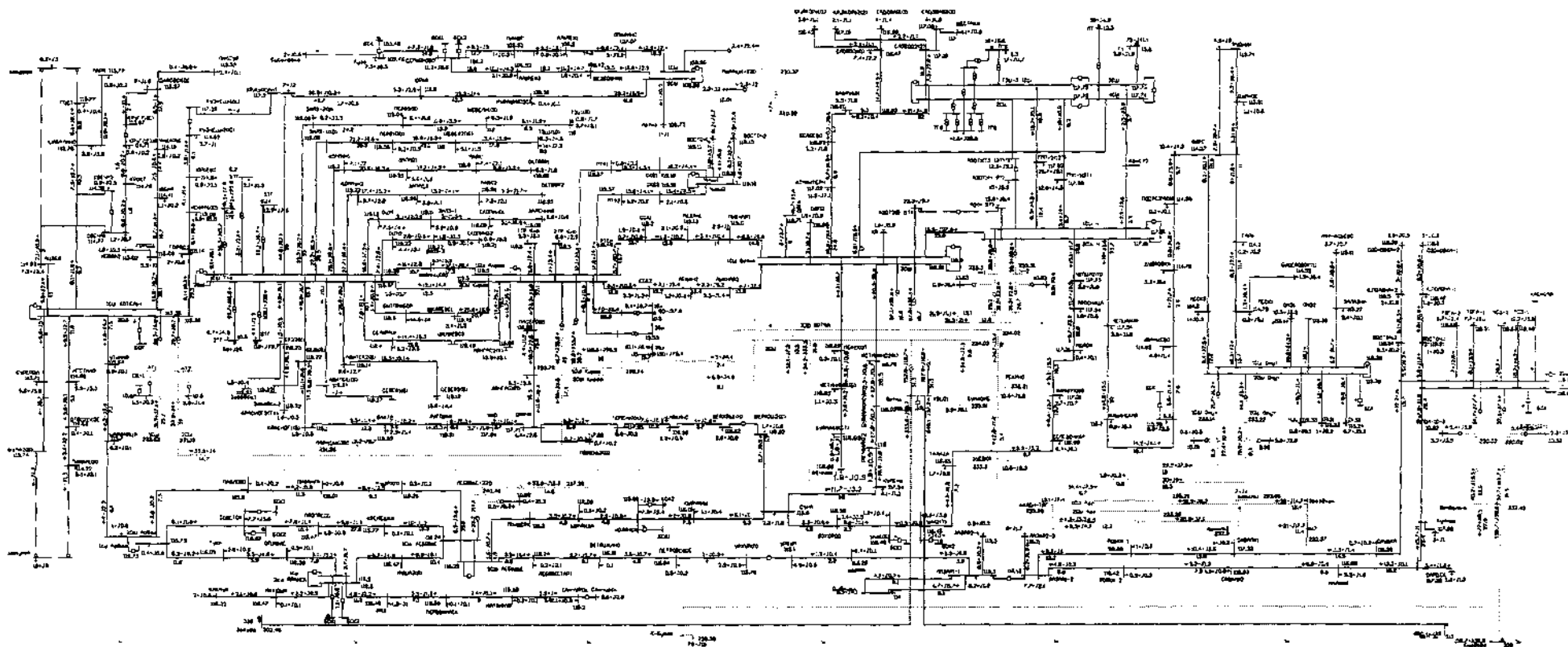
СХЕМА

потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье и АТ1 ПС 220 кВ Лебяжье*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

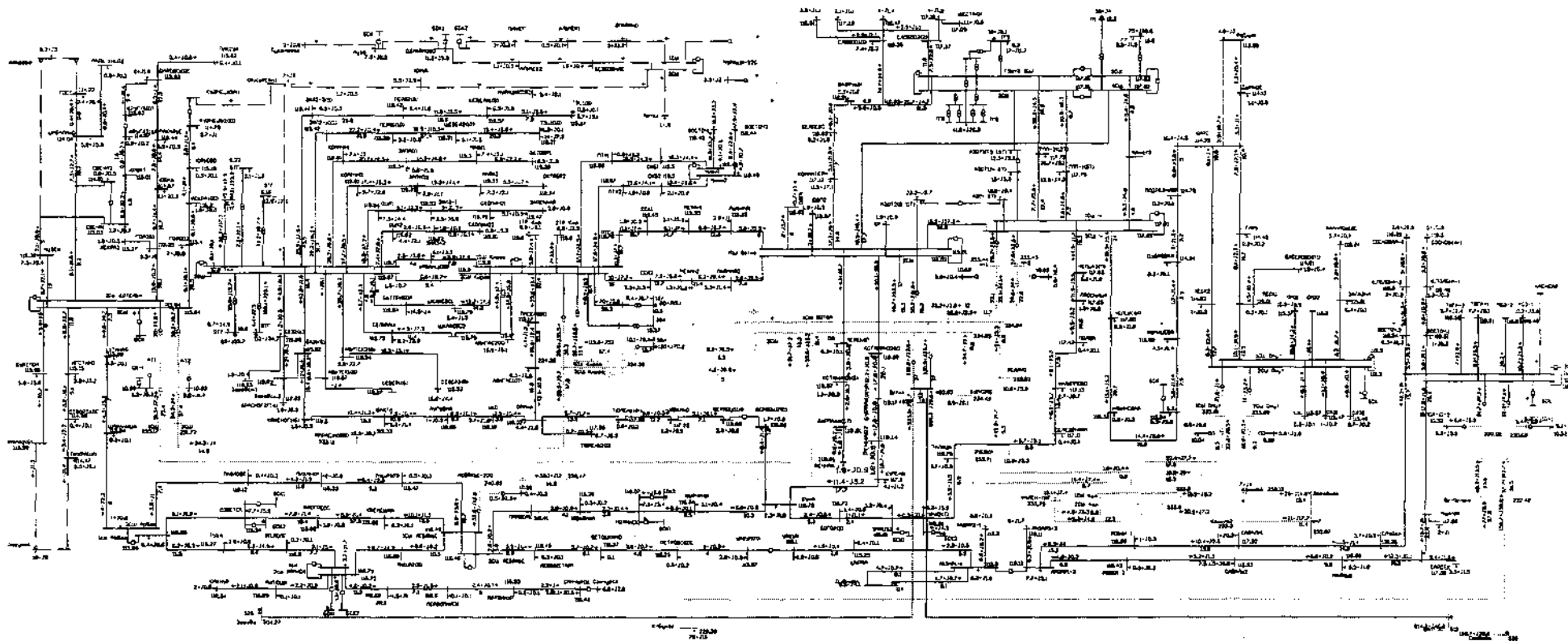
СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка –
Мураши и АТ1 ПС 220 кВ Мураши*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

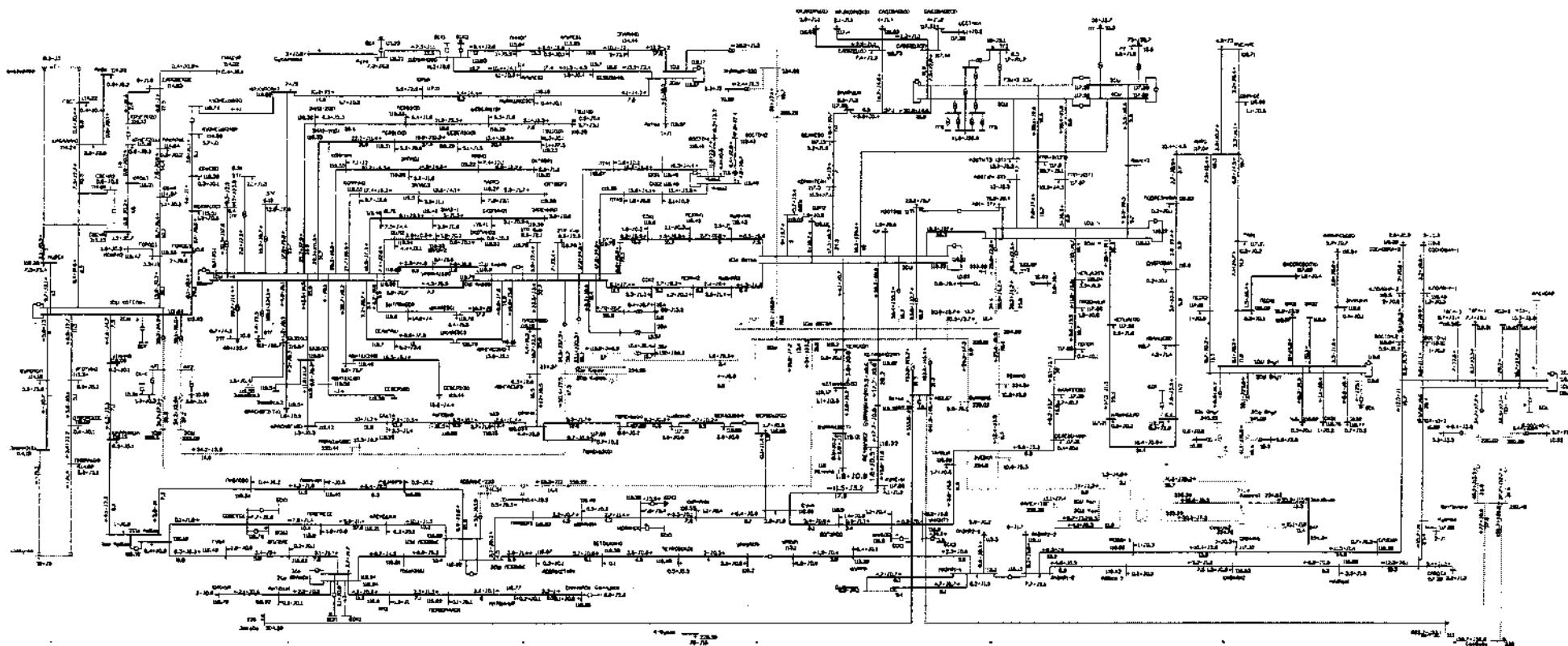
СХЕМА

потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ
ТЭЦ-4 – Красный Курсант в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши и АТ1 ПС 220 кВ Мураши*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

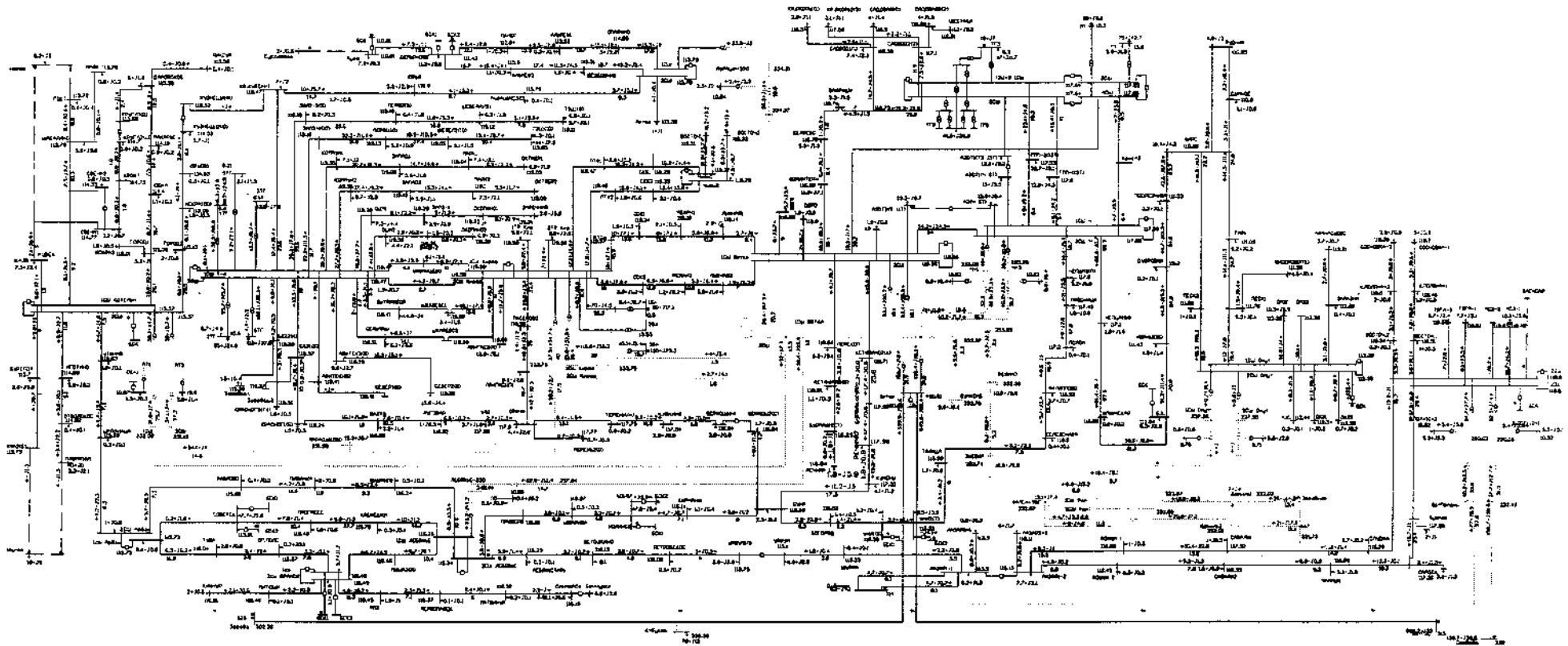
СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года в период ремонта ВЛ 220 кВ Фаленки –
Омутнинск №1 и АТ1 ПС 220 кВ Омутнинск*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

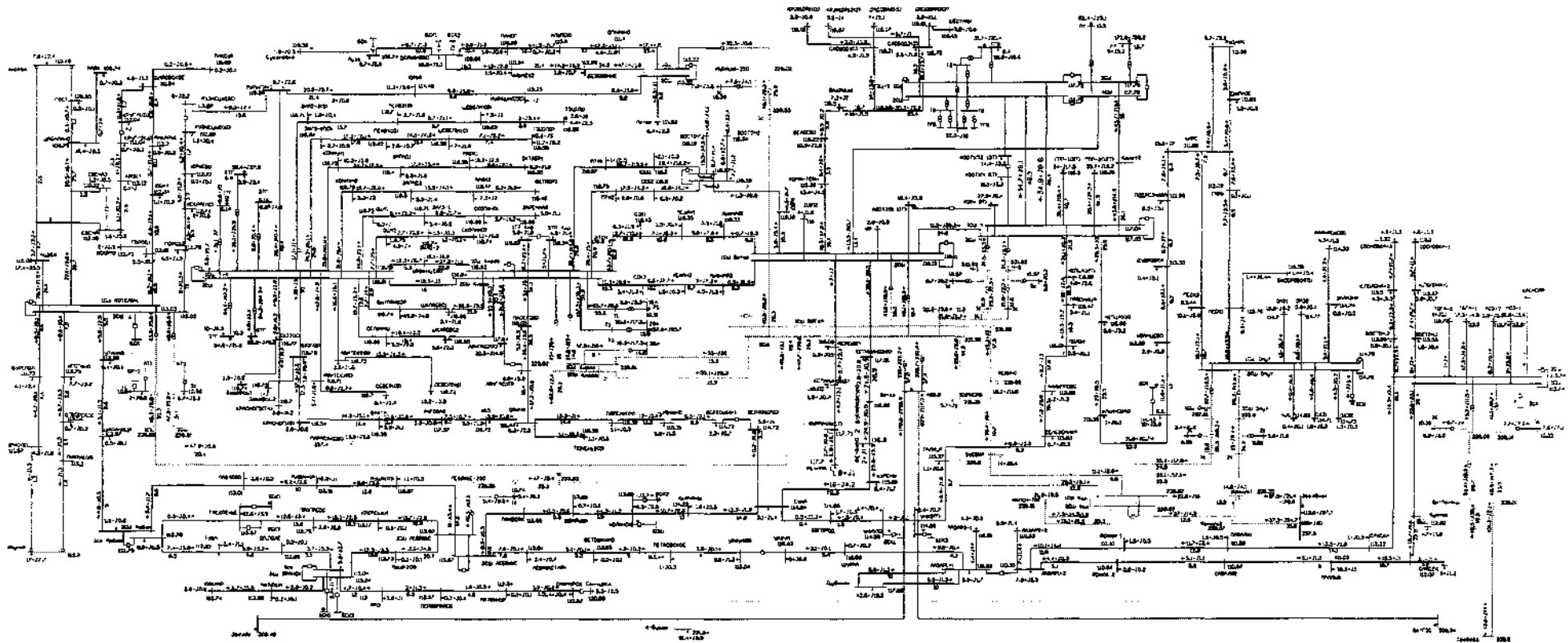
СХЕМА

потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2016 года при аварийном отключении ВЛ 220 кВ
Фаленки – Омутнинск №2 (АТ2 ПС 220 кВ Омутнинск в режиме 110/10 кВ) в период ремонта ВЛ 220 кВ
Фаленки – Омутнинск №1 и АТ1 ПС 220 кВ Омутнинск*



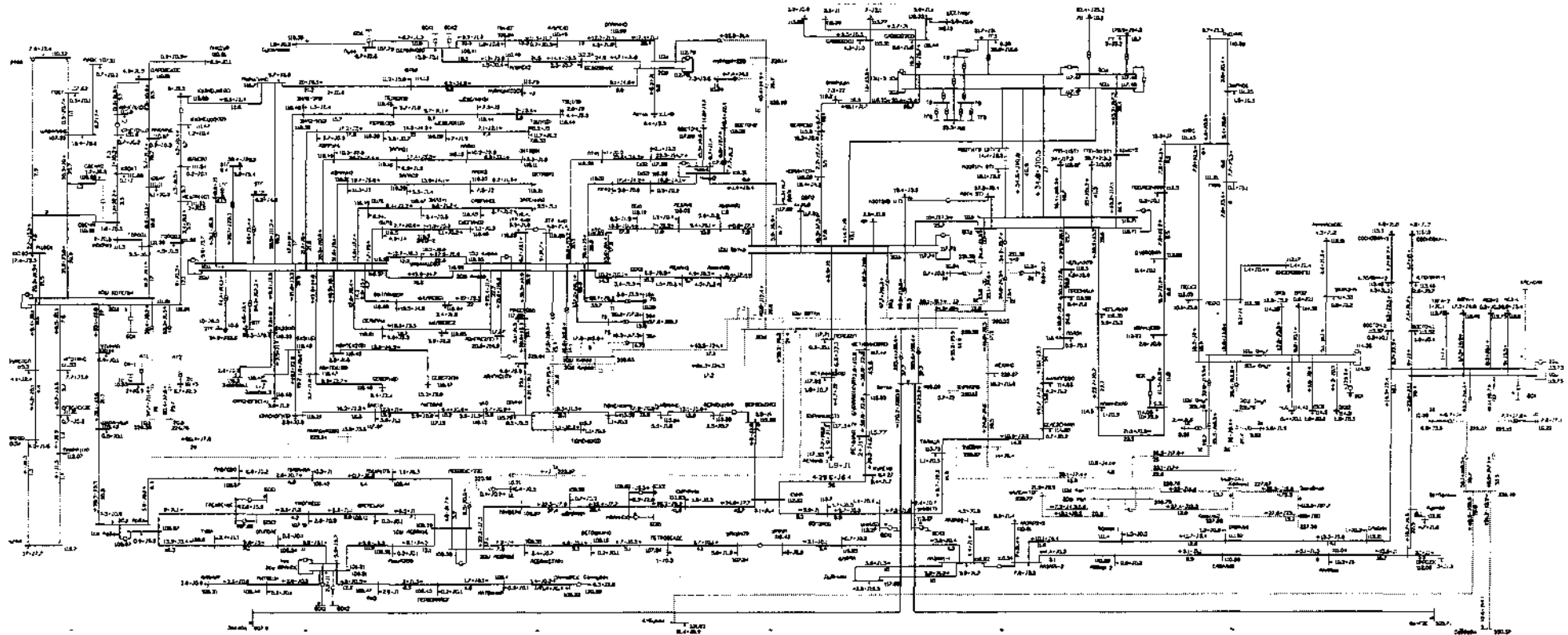
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2021 года*



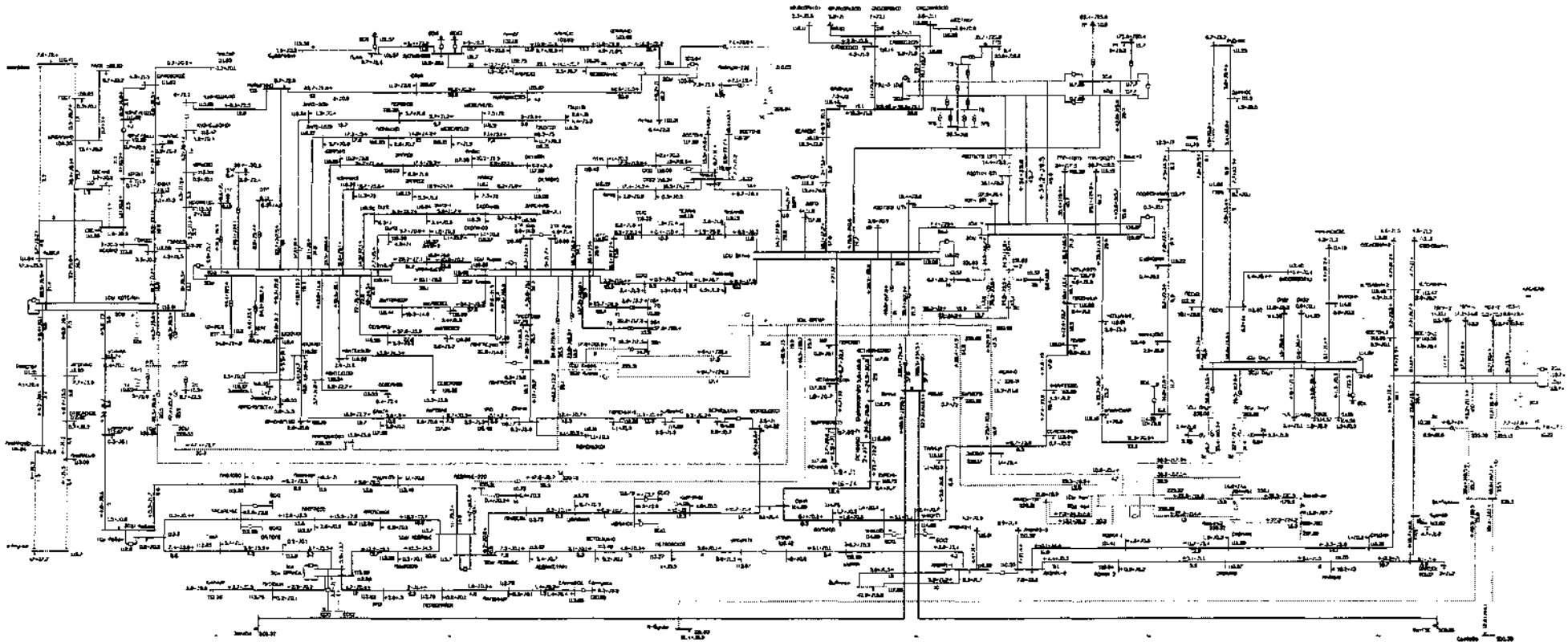
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2021 года при аварийном отключении ВЛ 220 кВ
Вятка – Лебяжье и АТ1 ПС 220 кВ Лебяжье*



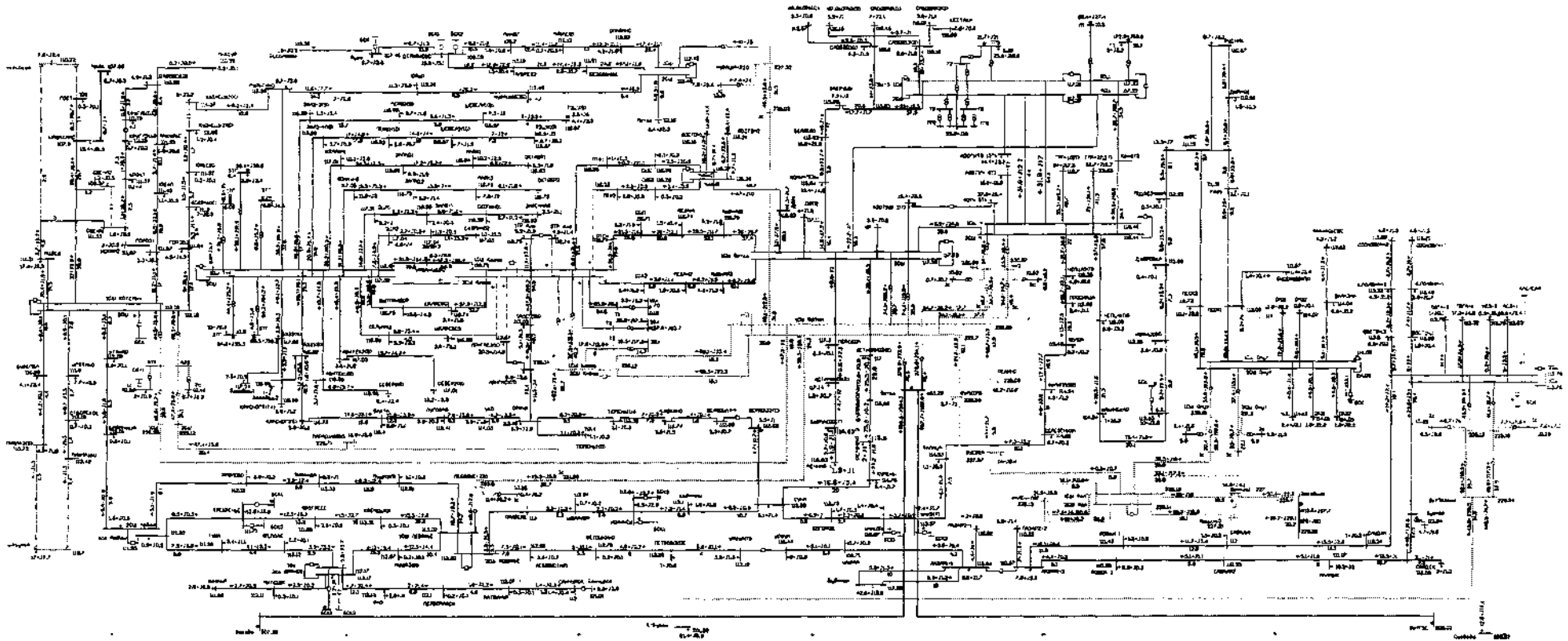
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2021 года при аварийном отключении ВЛ 220 кВ
Вятка – Мураши и АТ1 ПС 220 кВ Мураши



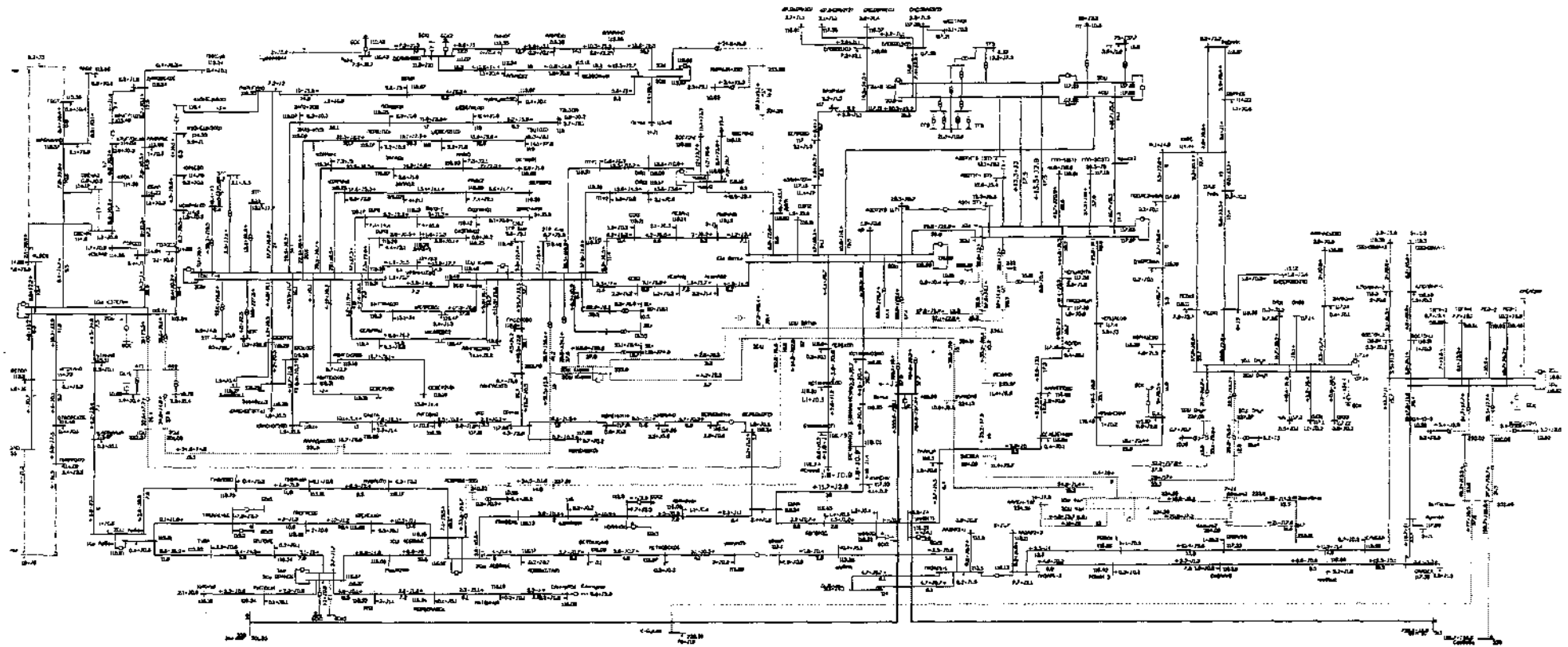
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум 2021 года при аварийном отключении
2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров*



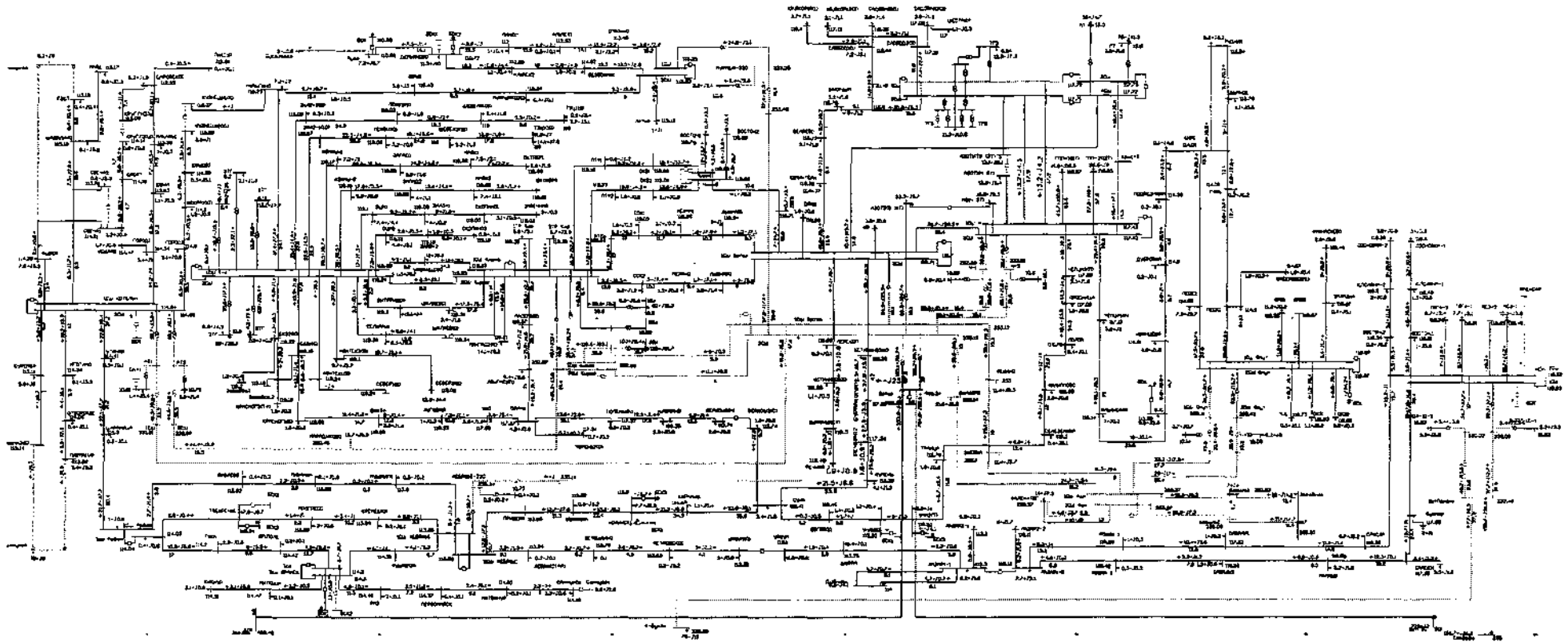
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2021 года*



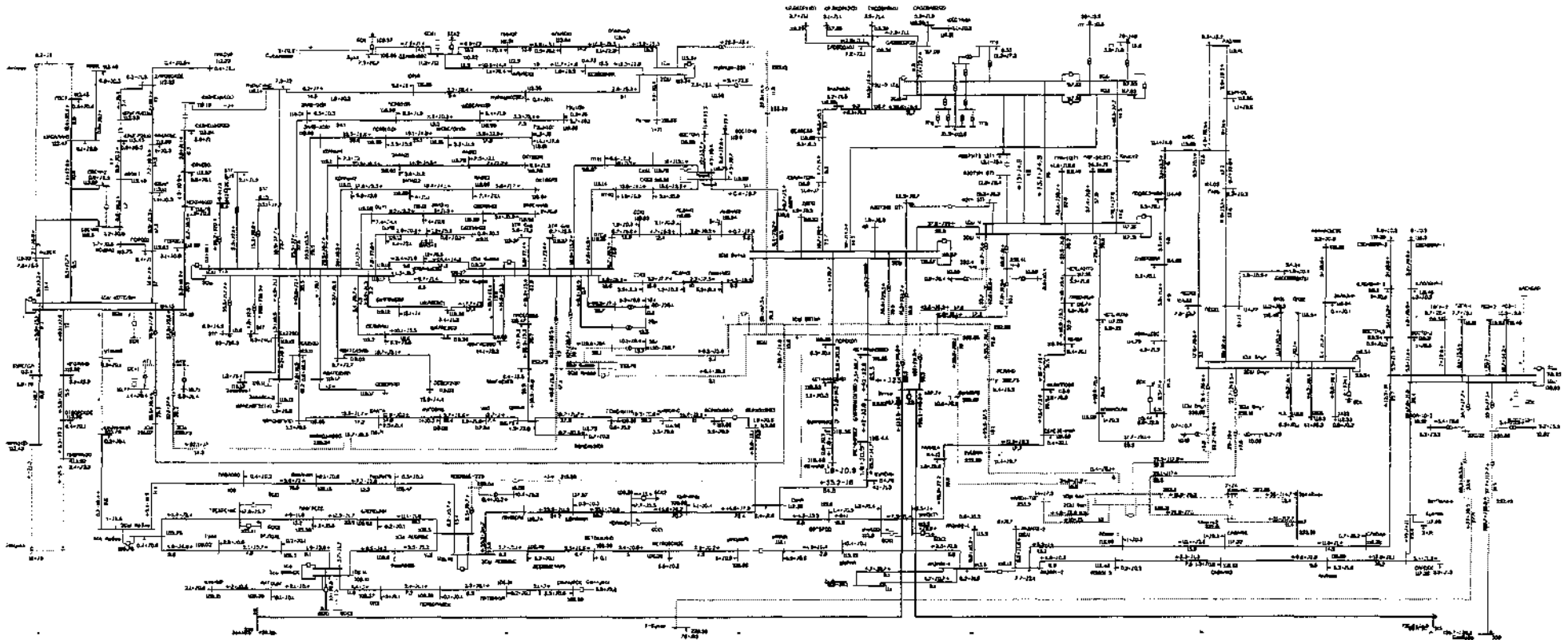
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2021 года в период ремонта ВЛ 220 кВ
Вятка – Лебяжье и АТ1 ПС 220 кВ Лебяжье*



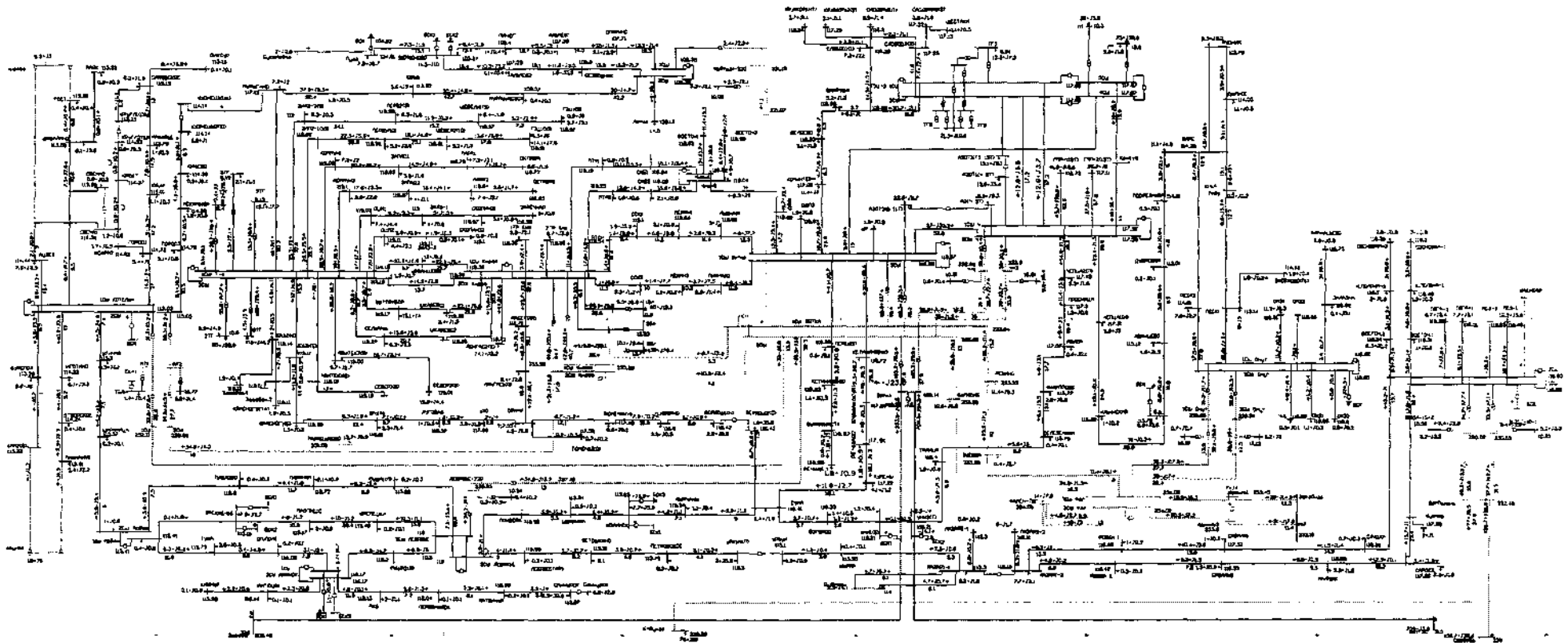
*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2021 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ
Котельнич – Утиная в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье и АТ1 ПС 220 кВ Лебяжье*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

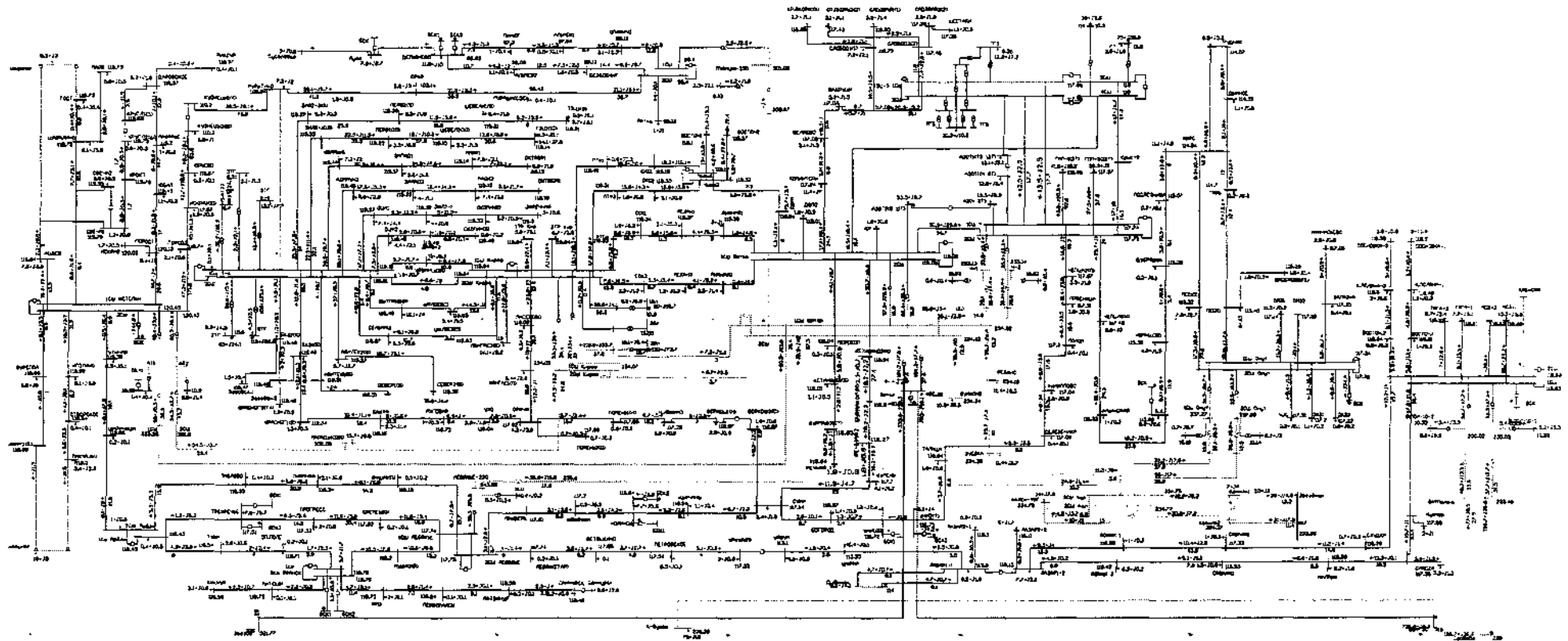
СХЕМА
потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2021 года в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка –
Мураши и АТ1 ПС 220 кВ Мураши*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА

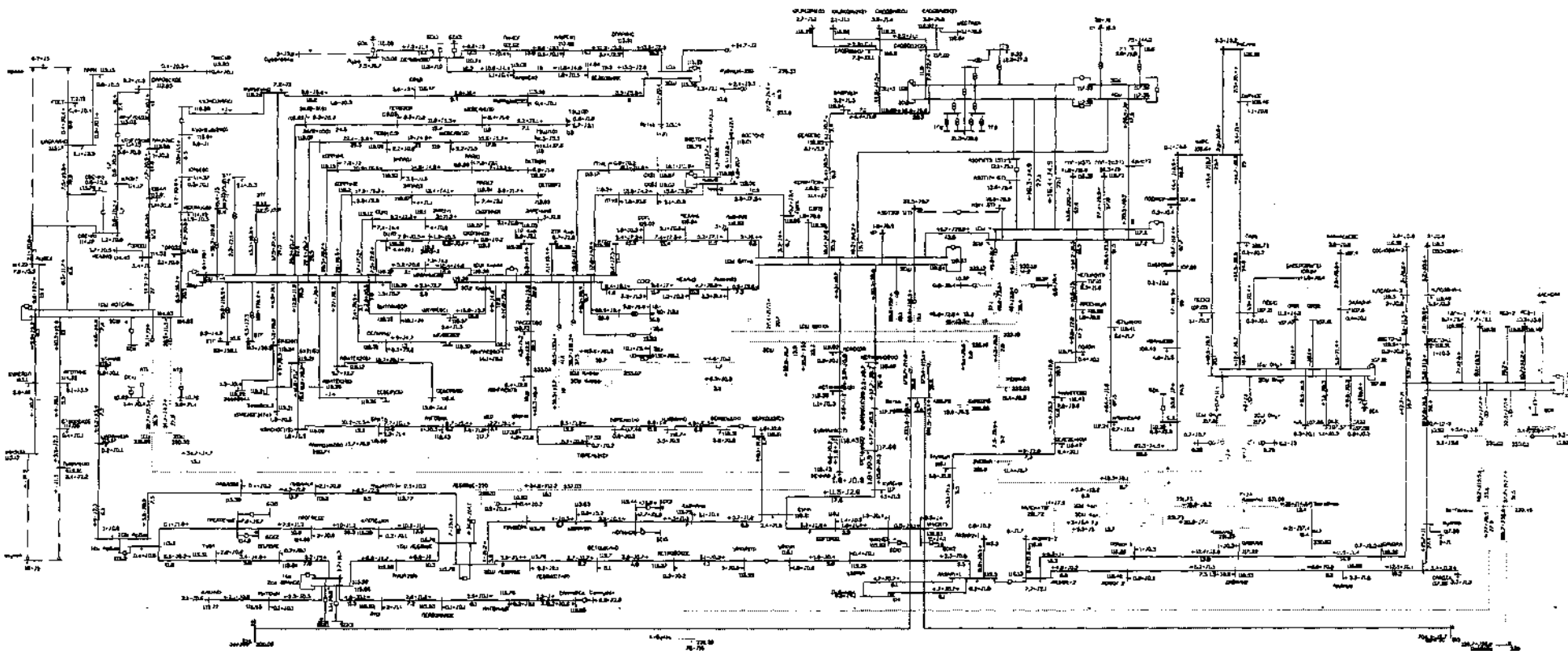
потокораспределения в сети 110-500 кВ в летний максимум 2021 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Мурыгино в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши и АТ1 ПС 220 кВ Мураши*



*Питание ПС 110 кВ Луза переведено на Архангельскую энергосистему. Включен СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы, энергорайон питается от ПС 220 кВ Котельнич. Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

СХЕМА

потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум 2021 года при аварийном отключении ВЛ 220 кВ
Фаленки – Омутнинск №2 (АТ2 ПС 220 кВ Омутнинск в режиме 110/10 кВ) в период ремонта ВЛ 220 кВ
Фаленки – Омутнинск №1 и АТ1 ПС 220 кВ Омутнинск*



*Режимные параметры находятся в области допустимых значений.

