

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Институт «Политехнический»
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент, начальник ЧРЭС
_____/А.И. Прохоренко/
_____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

Развитие Нижневартовских электрических сетей 110кВ с подключением
подстанции 110/10 кВ
ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ–ПЗ-571.13.04.02.2017.ВКР

Руководитель работы, доцент
_____/К.Е. Горшков/
_____ 2017 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-571
_____/Н.В. Гончаров/
_____ 2017 г.

Нормоконтролер
_____/К.Е. Горшков/
_____ 2017 г.

Челябинск 2017 г.

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

АННОТАЦИЯ

Гончаров Н.В. Развитие Нижневартовских электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-571,76 с, 21 ил., 44табл., библиогр. список – 11 наим., 5 л. плакатов ф. А-1.

В данной квалификационной работе были произведёны расчёты и анализ существующей сети Нижневартовского энергорайона. Выполнены расчёты текущего, минимального и максимального режимов сети. Рассчитаны аварийные режимы.

Произведено подключение новой подстанции . Рассчитаны и выбраны параметры оборудования подстанции.

В специальном вопросе рассмотрены источники электромагнитных помех

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</i>			
Разраб.	Гончаров Н.В..				<i>Развитие Нижневартовских электрических сетей 110кВ с подключением подстанции 110/10</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.	Горшков К.Е.						6	76
Реценз.	Прохоренко					<i>ЮУрГУ Кафедра «ЭС-</i>		
Н. Контр.	Горшков К.Е.							
Утверд.	Кирпичникова							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЙОНА	10
1.1 Исходные данные существующей сети	10
1.2. Характеристика существующей электросети	12
1.3. Баланс активных и реактивных мощностей	13
1.3.1. Баланс активных мощностей	13
1.3.2. Баланс реактивных мощностей	14
1.4. Расчёт и анализ режимов сети	15
1.5 Расчёт и анализ текущего режима сети	16
1.6 Расчёт и анализ минимального режима сети	19
1.7 Расчёт и анализ максимального режима сети	23
1.8 Расчёт и анализ сети в аварийном режим	27
1.8.1 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Мирная – Факел	27
1.8.2 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Мирная – Самотлор	31
1.8.3 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Комета – Факел	35
1.8.4 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Комета – Отпайка	39
2 ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ	43
2.1 Расчёт и анализ текущего режима сети с подключением «Новой» подстанции	44
3 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 110/10 кВ	48
3.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей	48
3.2 Выбор силовых трансформаторов	49

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

3.3	Расчет токов короткого замыкания	51
3.4	Расчетные токи	54
3.4.1	Нормальный режим	54
3.4.2	Утяжеленный режим	55
3.5	Выбор схемы РУ	56
3.5.1	Выбор схемы РУВН	57
3.5.2	Выбор схемы РУНН	57
3.6	Выбор контрольно-измерительных приборов	58
3.7	Оборудование РУВН	58
3.7.1	Выключатели и разъединители	58
3.7.2	Трансформаторы тока	60
3.7.3	Трансформаторы напряжения	61
3.7.4	Токоведущие части	62
3.7.5	Ограничители перенапряжений	64
3.8	Оборудование РУНН	65
3.8.1	Выключатели и разъединители	65
3.8.2	Трансформаторы тока	67
3.8.3	Трансформаторы напряжения	69
3.8.4	Токоведущие части	69
4	ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ	71
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	76

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетического комплекса и электрификации в значительной мере определяет уровень развития различных отраслей страны. В связи с ростом потребностей в электричестве потребителей, требуется построение новых точек поставки электричества в тех местах и районах, где непосредственно возможно довести новые мощности до потребителей нагрузки.

Для покрытия возросшей нагрузки проводится расчёт и анализ режимов существующей сети. Рассматривается подключение новой подстанции 110/10 кВ. Это обуславливает необходимость развития электрической сети, которая является важнейшим элементом системы производства, передачи и потребления электрической энергии.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

1 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЙОНА

1.1 Исходные данные существующей сети

В качестве исходных данных представлена часть электрической схемы соединений Нижневартовских электрических сетей. Рассматриваемая сеть по конфигурации является кольцевой. Сеть состоит из 11 узлов и 11 ветвей. На ней указаны: параметры воздушных линий - марка и длинна; число и мощность трансформаторов. Балансирующим узлом принята ПС Кирьяновская с напряжением 110 кВ. Схема сети представлена на рисунке 1.1. Данные о нагрузках сети представлены в таблице 1.1. Параметры линий определены в таблице 1.2

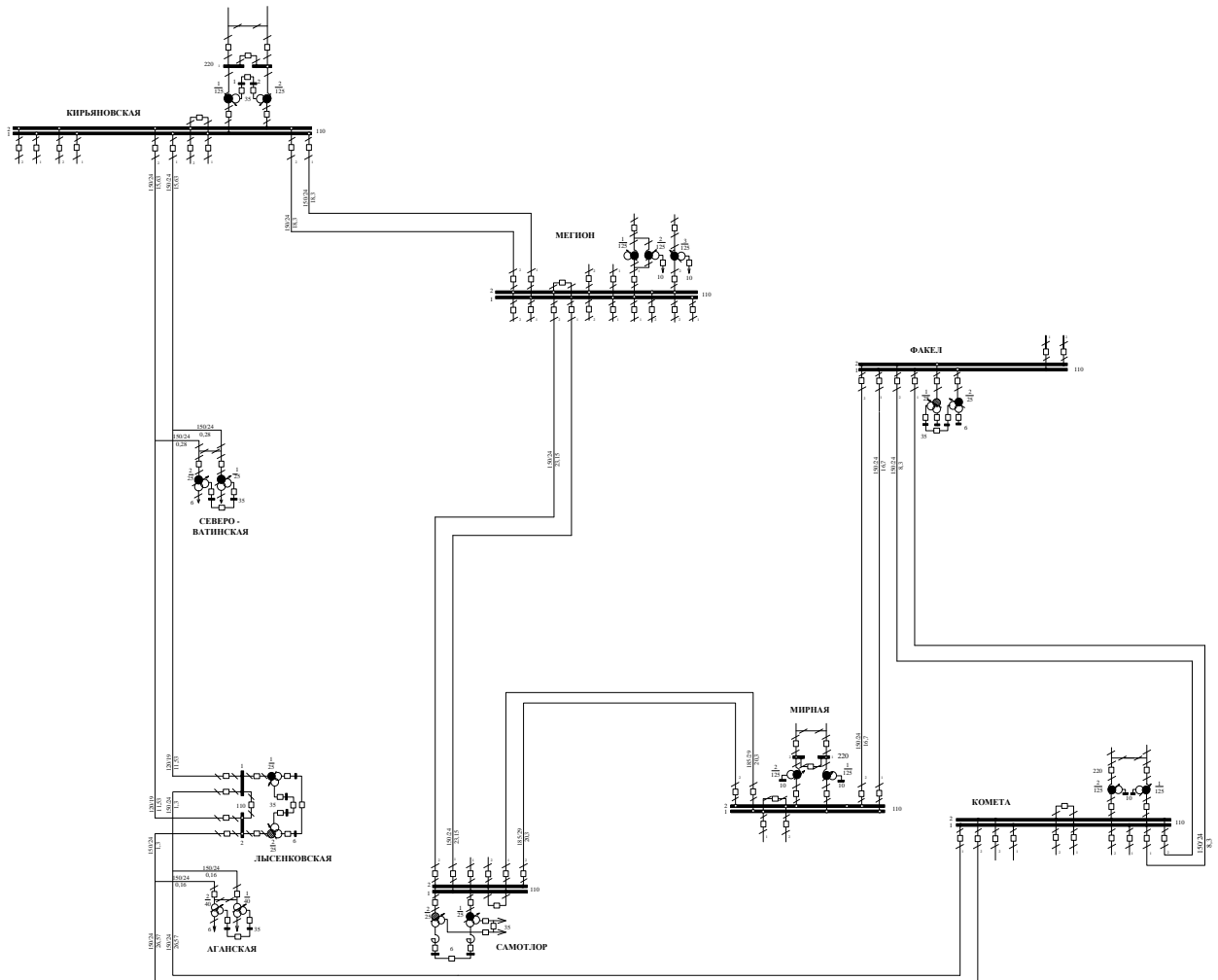


Рисунок 1.1—Электрическая схема соединений

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

10

Таблица 1.1–Данные нагрузок в сети

№ узла	Название узла	P_n , МВт.	Q_n , МВар.
0	Кирьяновская(БУ)		
1	Мегион	42,57	29,83
2	Самотлор	53,76	31,86
3	Мирная	-104,23	-76,58
4	Факел	74,6	47,65
5	Комета	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	0	0
7	Аганская	29,87	15,51
8	Лысенковская	34,85	24,47
9	Отп. Северо-Ватинская	0	0
10	Северо-Ватинская	31,43	19,38

Таблица 1.2–Параметры линий сети.

№ ветви	Название ветви	№ _н	№ _к	Марка провода	U, кВ	Длина ЛЭП, км	I _{доп} , А
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	0	9	2хАС 150/24	110	15,63	450
2	Отп.Северо- Ватинская- Лысенковская	9	8	2хАС 120/19	110	11,53	390
3	Отп.Северо- Ватинская- Се- веро-Ватинская	9	10	2хАС 150/24	110	0,28	450
4	Отп.Аганская- Лысенковская	6	8	2хАС 150/24	110	1,3	450
5	Отп.Аганская- Аганская	6	7	2хАС 150/24	110	0,16	450
6	Комета- Отп.Аганская	5	6	2хАС 150/24	110	26,57	450
7	Комета-Факел	5	4	2хАС 150/24	110	8,3	450
8	Мирная-Факел	3	4	2хАС 150/24	110	16,7	450
9	Мирная- Самотлор	3	2	2хАС 185/29	110	20,3	510

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 1.2

10	Самотлор- Мегион	2	1	2хАС 150/24	110	23,15	450
11	Кирияновская - Мегион	0	1	2хАС 150/24	110	18,3	450

1.2. Характеристика существующей электросети

Существующая сеть состоит из двух источников - питающие подстанции. Недостающая мощность поступает из соседней системы через балансирующий узел, тем самым, обеспечивая баланс мощности в сети.

Все подстанции существующей сети двух трансформаторные, обеспечивая надёжность потребителей, так как потребители в сети в основном второй и третьей категории.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв которых в электроснабжении приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников, взаимно резервирующих друг друга, для них допустимы перерывы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или оперативно-выездной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Допускается питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившего трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание от одного трансформатора.

Электроприемники III категории – для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены повре-

жденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут. Так же для увеличения надежности источники связаны с потребителями подстанций в основном кольцевыми схемами, а радиальные – выполнены двухцепными линиями.

1.3. Баланс активных и реактивных мощностей

1.3.1. Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_g = \sum P_n, \quad (1)$$

где $\sum P_g$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_n$ – суммарное потребление мощности.

При неизменном составе нагрузок системы потребляемая ими мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты.

Причинами нарушения баланса мощности могут быть: а) аварийное отключение генератора; б) неожиданный (неплановый, не предусмотренный расчетами) рост потребления мощности, например увеличение потребления мощности электронагревателями в результате сильного снижения температуры; в) аварийное отключение линий или трансформаторов связи.

Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является подстанция Кирьяновская.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей – $\sum P_n$, собственных нужд (с.н.) электрических станций – $\sum P_{сн}$, потерь мощности в линиях – $\sum \Delta P_l$ и трансформаторах – $\sum \Delta P_m$:

$$\sum P_n = \sum P_n + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_m. \quad (2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3%, в трансформаторах 1,2...1,5% от мощности всех нагрузок, расход активной мощности на с.н. приближенно оценивается 4...8% от установленной мощности генераторов электростанции [1].

1.3.2. Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_2 + \sum Q_3 \pm Q_{кв} \pm Q_c = \sum Q_n, \quad (3)$$

где $\sum Q_2$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_3$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{кв}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_c – величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $tg\phi_c$

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей - $\sum Q_n$, собственных нужд электрических станций - $\sum Q_{сн}$, потерь мощности в линиях - $\sum \Delta Q_l$ и трансформаторах - $\sum \Delta Q_m$.

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4 ... 6% при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5 ... 9% от полной мощности, проходящей через трансформатор[1].

1.4. Расчёт и анализ режимов сети

С помощью учебной программы NetWorks, проведём расчёт и анализ заданной существующей сети в минимальном, максимальном и аварийном режимах.

Линии и другие элементы электрической сети представляются в расчётах своими схемами замещения, состоящими из ветвей с сопротивлениями и проводимостями. Все шины электрических станций и подстанций являются узловыми точками сети.

Расчёт электрических сетей основан на решении системы узловых уравнений для сети. Однако их прямое решение связано с трудоёмкой задачей обращения матриц ввиду нелинейности уравнений, поэтому в программе реализован итерационный расчёт режимов на базе метода Ньютона, который сводится к последовательной замене нелинейной системы уравнений некоторой линейной системой. Расчёт сети заключается в определении узловых напряжений. Для получения информации о загрузке линий, а также для проверки достоверности полученных результатов, наглядно выводится распределение активных и реактивных мощностей сети.

Исходными данными для расчёта являются структурная схема исследуемой сети, значения параметров пассивных элементов (сопротивления, проводимости), а также значения параметров активных элементов, которые вводятся в расчёт постоянными значениями активной мощности и реактивной мощности, либо активной мощности и модуля напряжения. Кроме того, для одного из источников, называемого базисным узлом, задаётся напряжения на шинах, постоянное по модулю и фазе. Нагрузки представляются активными и реактивными мощностями. Кроме того, есть возможность расчёта сети при фиксированном модуле напряжения в одном и более узлах и неопределённой реактивной мощности, а также расчёт с учётом статических характеристик нагрузок

1.5. Расчёт и анализ текущего режима сети

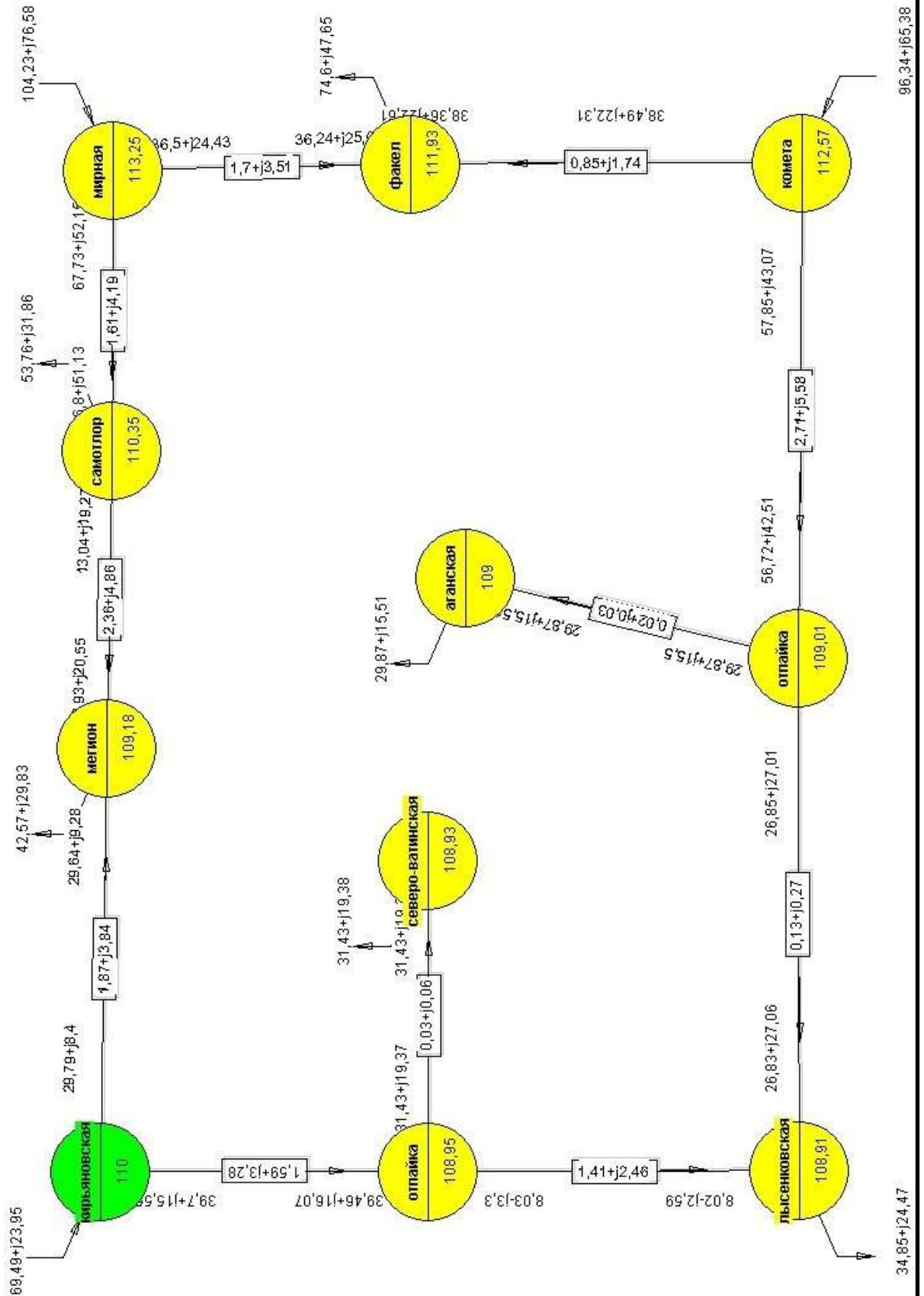


Рисунок 1.5.1 – Карта электрической сети в минимальном режиме

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	16
ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР					

Таблица 1.5.1 – Анализ расчёта узлов в текущем режиме

№ узла	Название узла	Тип	U _{ном} , кВ	U, кВ	P _n , МВт.	Q _n , МВар.
0	Кирьяновская(БУ)	Базисный	110	110	-69,49	-23,95
1	Мегион	Обычный	110	109,18	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	110,35	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	113,25	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	111,93	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	112,57	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	Обычный	110	109,01	0	0
7	Аганская	Обычный	110	109	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	108,91	34,85	24,47
9	Отп. Северо-Ватинская	Обычный	110	108,95	0	0
10	Северо-Ватинская	Обычный	110	108,93	31,43	19,38

Таблица 1.5.2 – Анализ расчёта сети в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I _{доп} , А	i, А/мм ²
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	2хАС 150/24	15,63	112,4	450	0,749
2	Отп.Северо-Ватинская- Лысенковская	2хАС 120/19	11,53	22,64	390	0,189
3	Отп.Северо-Ватинская- Северо-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	97,84	450	0,652
4	Отп.Аганская-Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	100,92	450	0,673
5	Отп.Аганская-Аганская	2хАС 150/24	0,16	89,13	450	0,594
6	Комета-Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	186,36	450	1,242
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	114,45	450	0,763
8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	112,8	450	0,752
9	Мирная-Самотлор	2хАС 185/29	20,3	218,99	510	1,184

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 1.5.2

10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	62,52	450	0,417
11	Кирьяновская- Мегион	2хАС 150/24	18,3	81,68	450	0,545

Суммарные потери активной мощности (P): 2,985 МВт.

Потери в ЛЭП: 2,985 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 2,983 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -2,787 МВАр.

Потери в ЛЭП: -2,787 МВАр:

- индуктивные: 6,639 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -9,426 МВАр.

Таблица 1.5.3 Анализ расчёта ветвей в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	ЛЭП	0	9	39,7	15,55	1,59	3,28
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	ЛЭП	9	8	8,03	-3,3	1,41	2,46
3	Отп.Северо- Ватинская- Се- веро-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская- Лысенковская	ЛЭП	6	8	26,85	27,01	0,13	0,27
5	Отп.Аганская- Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03
6	Комета- Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	57,85	43,07	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	38,49	22,31	0,85	1,74
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	36,5	24,43	1,7	3,51
9	Мирная- Самотлор	ЛЭП	3	2	67,73	52,15	1,61	4,19
10	Самотлор- Мегион	ЛЭП	2	1	13,04	19,27	2,36	4,86
11	Кирьяновская- Мегион	ЛЭП	0	1	29,79	8,4	1,87	3,84

1.6 Расчёт и анализ минимального режима сети

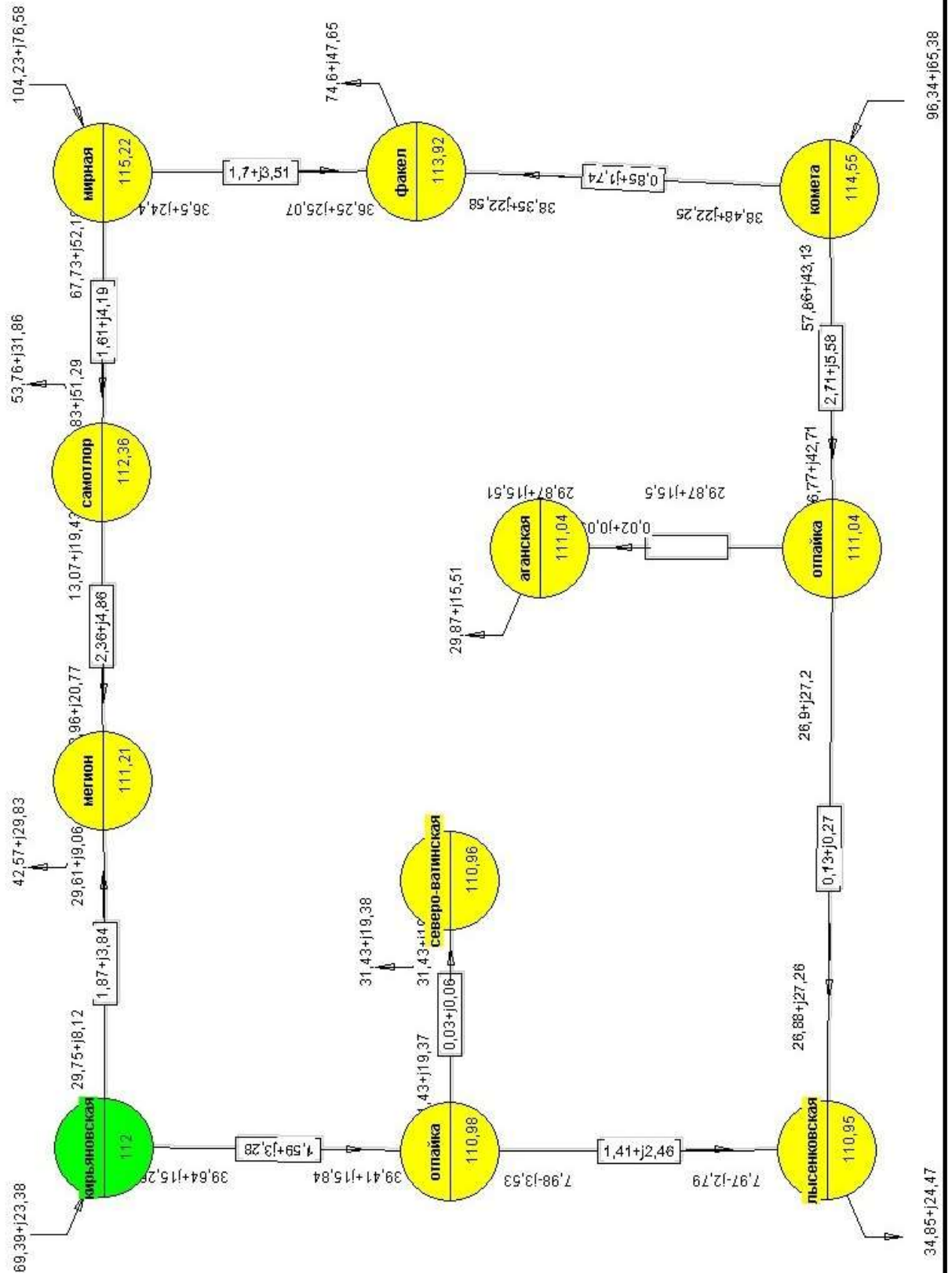


Рисунок 1.6.1 – Карта электрической сети в минимальном режиме (соответствует формату А1)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 1.6.1 – Анализ расчёта узлов в минимальном режиме

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	P_n , МВт.	Q_n , МВар.
0	Кирияновская(БУ)	Базисный	110	112	-69,39	-23,38
1	Мегион	Обычный	110	111,21	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	112,36	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	115,22	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	113,92	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	114,55	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	Обычный	110	111,04	0	0
7	Аганская	Обычный	110	111,04	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	110,95	34,85	24,47
9	Отп. Северо-Ватинская	Обычный	110	110,98	0	0
10	Северо-Ватинская	Обычный	110	110,96	31,43	19,38

Таблица 1.6.2 – Анализ расчёта сети в минимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	$I_{доп}$, А	i , А/мм ²
1	Кирияновская-Отп.Северо-Ватинская	2хАС 150/24	15,63	109,99	450	0,733
2	Отп.Северо-Ватинская-Лысенковская	2хАС 120/19	11,53	22,31	390	0,186
3	Отп.Северо-Ватинская-Северо-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	96,05	450	0,64
4	Отп.Аганская-Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	99,53	450	0,664
5	Отп.Аганская-Аганская	2хАС 150/24	0,16	87,5	450	0,583
6	Комета-Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	183,3	450	1,222
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	112,4	450	0,749
8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	110,85	450	0,739
9	Мирная-Самотлор	2хАС 185/29	20,3	215,34	510	1,164

Продолжение таблицы 1.6.2

10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	61,86	450	0,412
11	Кирьяновская- Мегион	2хАС 150/24	18,3	79,92	450	0,533

Суммарные потери активной мощности (P): 2,884 МВт.

Потери в ЛЭП: 2,884 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 2,882 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,356 МВАр.

Потери в ЛЭП: -3,356 МВАр:

- индуктивные: 6,415 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -9,771 МВАр.

Таблица 1.6.3 Анализ расчёта ветвей в минимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	ЛЭП	0	9	39,64	15,26	1,59	3,28
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	ЛЭП	9	8	7,98	-3,53	1,41	2,46
3	Отп.Северо- Ватинская- Се- веро-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская- Лысенковская	ЛЭП	6	8	26,9	27,2	0,13	0,27
5	Отп.Аганская- Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03
6	Комета- Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	57,86	43,13	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	38,48	22,25	0,85	1,74
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	36,5	24,4	1,7	3,51
9	Мирная- Самотлор	ЛЭП	3	2	67,73	52,18	1,61	4,19
10	Самотлор- Мегион	ЛЭП	2	1	13,07	19,43	2,36	4,86

Продолжение таблицы 1.6.3

11	Кирьяновская- Мегион	ЛЭП	0	1	29,75	8,12	1,87	3,84
----	-------------------------	-----	---	---	-------	------	------	------

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1.7. Расчёт и анализ максимального режима сети

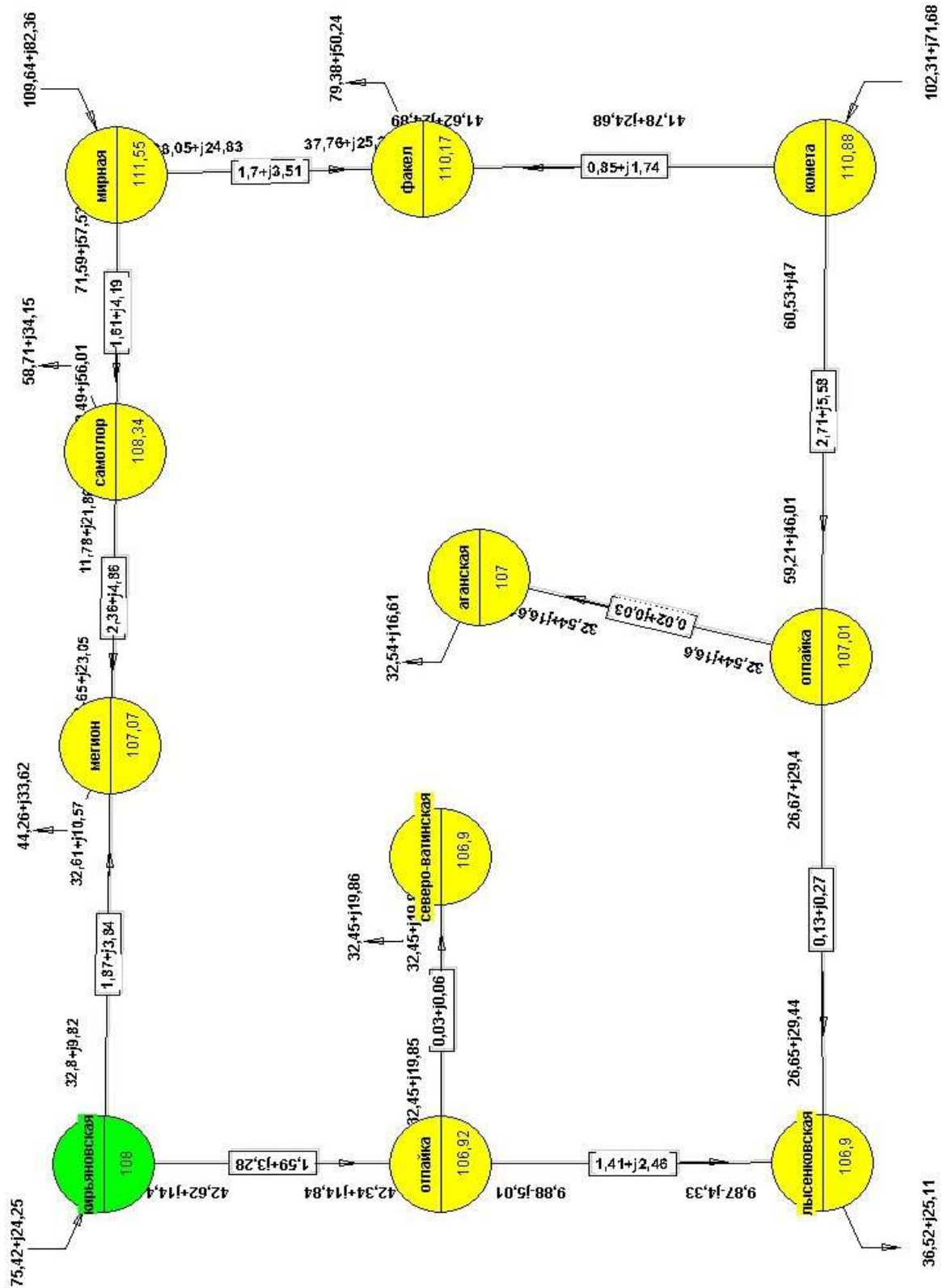


Рисунок 1.7.1. Карта электрической сети в максимальном режиме (соответствует формату А1)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

23

Таблица 1.7.1 – Анализ расчёта узлов в максимальном режиме

№ узла	Название узла	Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	P_n , МВт.	Q_n , МВар.
0	Кирьянов- ская(БУ)	Базисный	110	108	-75,42	-24,25
1	Мегион	Обычный	110	107,07	44,26	33,62
2	Самотлор	Обычный	110	108,34	58,71	34,15
3	Мирная	Обычный	110	111,55	109,64	-82,36
4	Факел	Обычный	110	110,17	79,38	50,24
5	Комета	Обычный	110	110,88	102,31	-71,68
6	Отп.Аганская	Обычный	110	107,01	0	0
7	Аганская	Обычный	110	107	32,54	16,61
8	Лысенковская	Обычный	110	106,9	36,52	25,11
9	Отп. Северо- Ватинская	Обычный	110	106,92	0	0
10	Северо- Ватинская	Обычный	110	106,9	32,45	19,86

Таблица 1.7.2 – Анализ расчёта сети в максимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I , А	$I_{\text{доп}}$, А	i , А/мм ²
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	2хАС 150/24	15,63	120,7	450	0,805
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	2хАС 120/19	11,53	29,5	390	0,246
3	Отп.Северо- Ватинская- Севе- ро-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	102,72	450	0,685
4	Отп.Аганская- Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	107,17	450	0,714
5	Отп.Аганская- Аганская	2хАС 150/24	0,16	98,56	450	0,657
6	Комета- Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	200,93	450	1,34
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	126,71	450	0,845
8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	118,37	450	0,789
9	Мирная- Самотлор	2хАС 185/29	20,3	238,82	510	1,291

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 1.7.2

10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	67,9	450	0,453
11	Кирьяновская- Мегион	2хАС 150/24	18,3	91,97	450	0,613

Суммарные потери активной мощности (P): 3,506 МВт.

Потери в ЛЭП: 3,506 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 3,504 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -1,296 МВАр.

Потери в ЛЭП: -1,296 МВАр:

- индуктивные: 7,805 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -9,102 МВАр.

Таблица 1.7.3 Анализ расчёта ветвей в максимальном режиме.

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	ЛЭП	0	9	42,62	14,44	1,59	3,28
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	ЛЭП	9	8	9,88	-5,01	1,41	2,46
3	Отп.Северо- Ватинская- Се- веро-Ватинская	ЛЭП	9	10	32,45	19,85	0,03	0,06
4	Отп.Аганская- Лысенковская	ЛЭП	6	8	26,67	29,4	0,13	0,27
5	Отп.Аганская- Аганская	ЛЭП	6	7	32,54	16,6	0,02	0,03
6	Комета- Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	60,53	47	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	41,78	24,68	0,85	1,74
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	38,05	24,83	1,7	3,51
9	Мирная- Самотлор	ЛЭП	3	2	71,59	57,53	1,61	4,19
10	Самотлор- Мегион	ЛЭП	2	1	11,78	21,86	2,36	4,86

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

25

Продолжение таблицы 1.7.3

11	Кирьяновская- Мегион	ЛЭП	0	1	32,8	9,82	1,87	3,84
----	-------------------------	-----	---	---	------	------	------	------

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

1.8 Расчёт и анализ сети в аварийном режиме

1.8.1 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии

Мирная – Факел

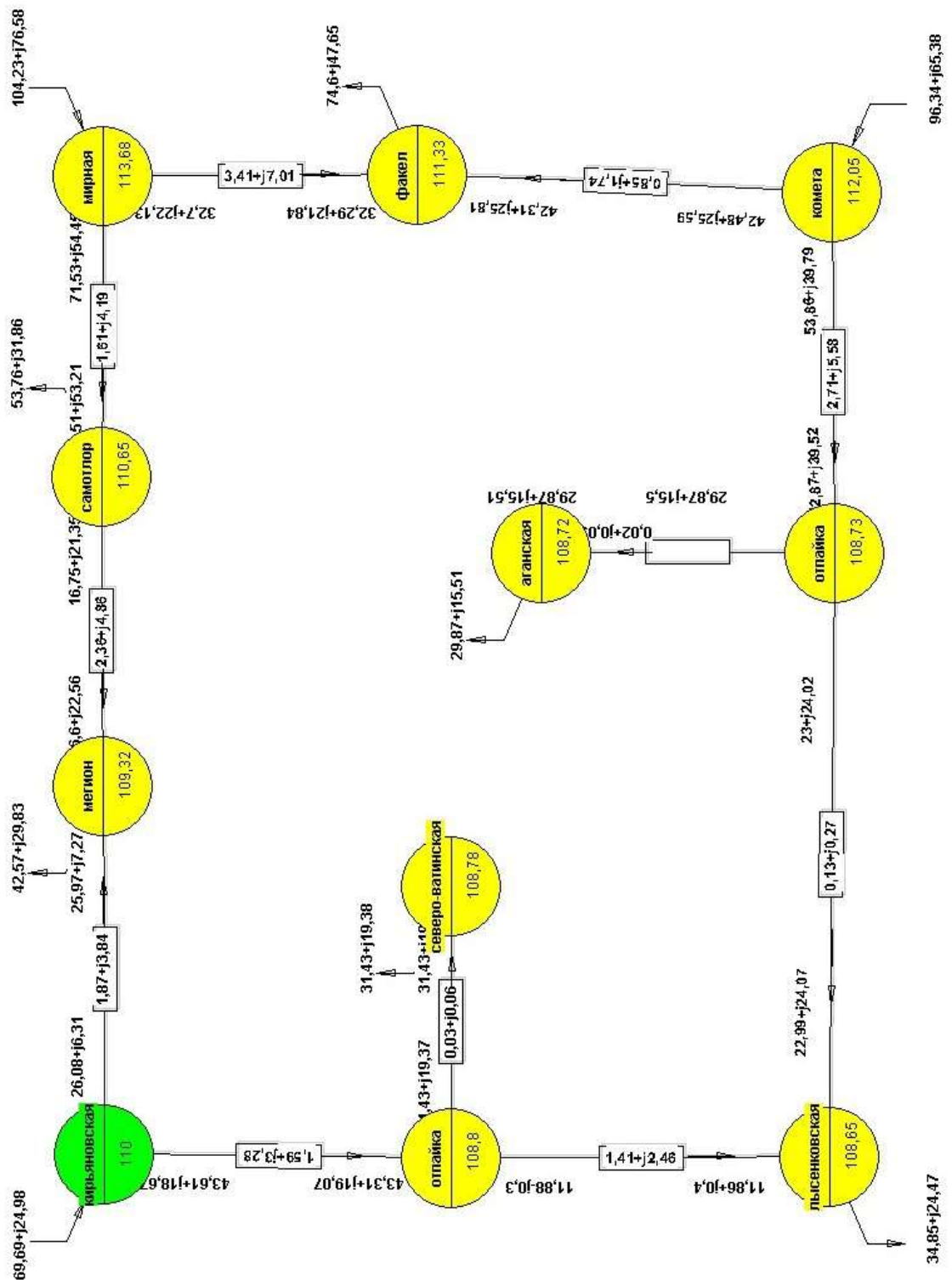


Рисунок 1.8.1.1 – Карта электрической сети при отключении линии Мирная-Факел(соответствует формату А1)

Таблица 1.8.1.2 – Анализ расчёта узлов при отключении линии
Мирная-Факел

№ узла	Название узла	Тип	U _{ном} , кВ	U, кВ	P _н , МВт.	Q _н , МВар.
0	Кирьянов- ская(БУ)	Базисный	110	110	-69,69	-24,98
1	Мегион	Обычный	110	109,32	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	110,65	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	113,68	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	111,33	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	112,05	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	Обычный	110	108,73	0	0
7	Аганская	Обычный	110	108,72	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	108,65	34,85	24,47
9	Отп. Северо- Ватинская	Обычный	110	108,8	0	0
10	Северо- Ватинская	Обычный	110	108,78	31,43	19,38

Таблица 1.8.1.3 – Анализ расчёта сети при отключении линии
Мирная-Факел

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I _{доп} , А	i, А/мм ²
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	2хАС 150/24	15,63	125,03	450	0,834
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	2хАС 120/19	11,53	31,51	390	0,263
3	Отп.Северо- Ватинская- Севе- ро-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	97,97	450	0,653
4	Отп.Аганская- Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	88,37	450	0,589
5	Отп.Аганская- Аганская	2хАС 150/24	0,16	89,36	450	0,596
6	Комета- Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	173,91	450	1,159
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	128,14	450	0,854

Продолжение таблицы 1.8.1.3

8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	201,35	450	1,342
9	Мирная- Самотлор	2хАС 185/29	20,3	229,4	510	1,24
10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	72,39	450	0,483
11	Кирьяновская- Мегион	2хАС 150/24	18,3	70,8	450	0,472

Суммарные потери активной мощности (P): 3,18 МВт.

Потери в ЛЭП: 3,18 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 3,178 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -1,76 МВАр.

Потери в ЛЭП: -1,76 МВАр:

- индуктивные: 7,086 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -8,846 МВАр.

Таблица 1.8.1.4 – Анализ расчёта ветвей при отключении линии
Мирная-Факел

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	ЛЭП	0	9	43,61	18,67	1,59	3,28
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	ЛЭП	9	8	11,88	-0,3	1,41	2,46
3	Отп.Северо- Ватинская- Се- веро-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская- Лысенковская	ЛЭП	6	8	23	24,02	0,13	0,27
5	Отп.Аганская- Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03
6	Комета- Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	53,86	39,79	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	42,48	25,59	0,85	1,74
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	32,7	22,13	3,41	7,01

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 1.8.1.3

9	Мирная-Самотлор	ЛЭП	3	2	71,53	54,45	1,61	4,19
10	Самотлор-Мегион	ЛЭП	2	1	16,75	21,35	2,36	4,86
11	Кирьяновская-Мегион	ЛЭП	0	1	26,08	6,31	1,87	3,84

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

1.8.2 Расчёт и анализ режима сети при отключении Мирная-Самотлор

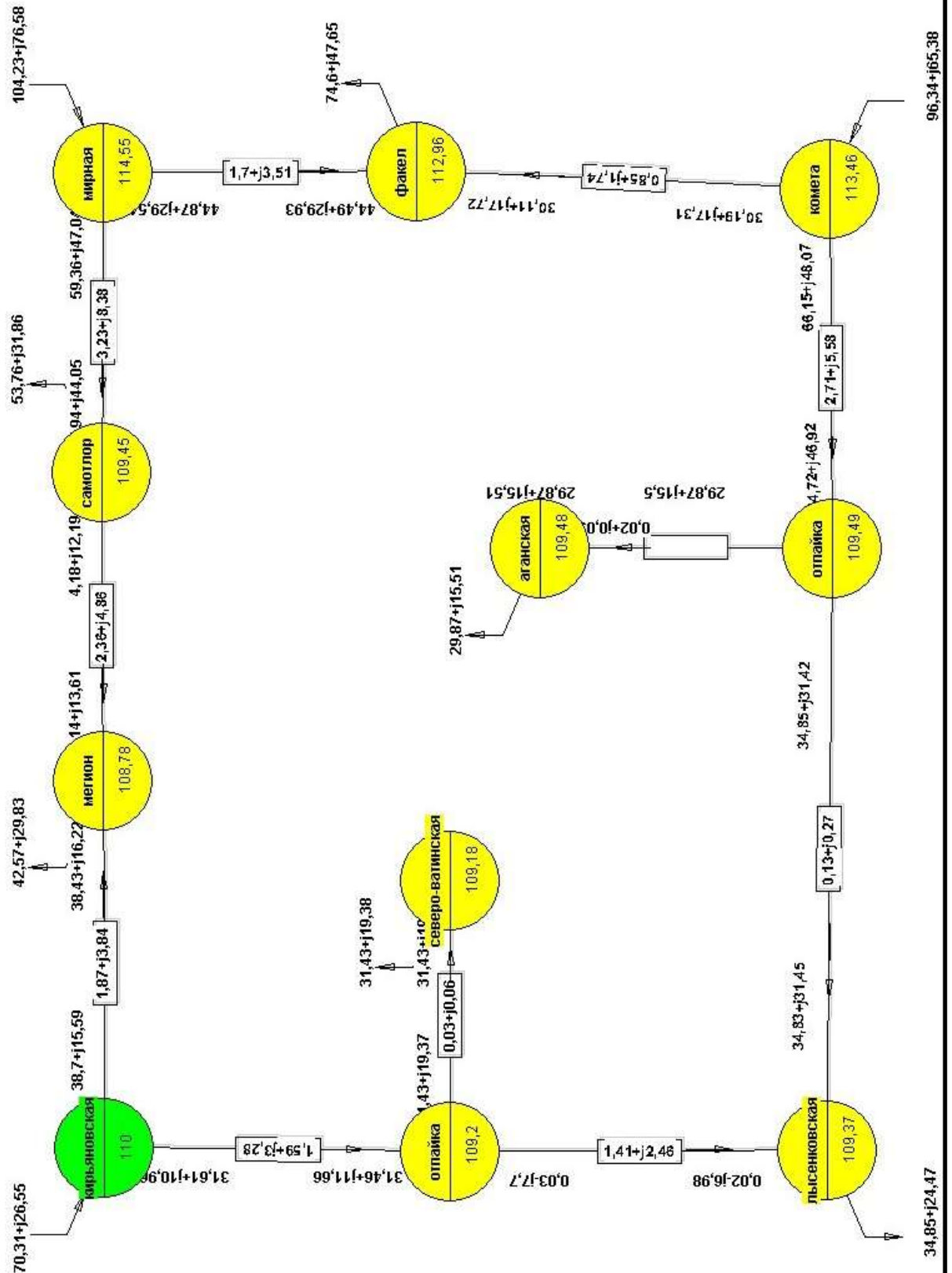


Рисунок 1.8.2.1 – Карта электрической сети при отключении линии Мирная-Самотлор (соответствует формату А1)

Таблица 1.8.2.2 – Анализ расчёта узлов при отключении линии
Мирная-Самотлор

№ узла	Название узла	Тип	U _{ном} , кВ	U, кВ	P _н , МВт.	Q _н , МВар.
0	Кирьяновская(БУ)	Базисный	110	110	-70,31	-26,55
1	Мегион	Обычный	110	108,78	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	109,45	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	114,55	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	112,96	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	113,46	-96,34	-65,38
6	Отп. Аганская	Обычный	110	109,49	0	0
7	Аганская	Обычный	110	109,48	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	109,37	34,85	24,47
9	Отп. Северо-Ватинская	Обычный	110	109,2	0	0
10	Северо-Ватинская	Обычный	110	109,18	31,43	19,38

Таблица 1.8.2.3 – Анализ расчёта сети при отключении линии
Мирная-Самотлор

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I _{доп} , А	i, А/мм ²
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	2хАС 150/24	15,63	88,25	450	0,588
2	Отп.Северо-Ватинская- Лысенковская	2хАС 120/19	11,53	19,4	390	0,162
3	Отп.Северо-Ватинская- Северо-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	97,61	450	0,651
4	Отп.Аганская-Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	123,79	450	0,825
5	Отп.Аганская-Аганская	2хАС 150/24	0,16	88,74	450	0,592
6	Комета-Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	209,45	450	1,396
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	88,91	450	0,593
8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	136,21	450	0,908

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 1.8.2.3

9	Мирная-Самотлор	2хАС 185/29	20,3	382,89	510	2,07
10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	35,87	450	0,239
11	Кирьяновская-Мегион	2хАС 150/24	18,3	110,09	450	0,734

Суммарные потери активной мощности (P): 3,8 МВт.

Потери в ЛЭП: 3,8 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 3,798 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -0,19 МВАр.

Потери в ЛЭП: -0,19 МВАр:

- индуктивные: 8,583 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -8,773 МВАр.

Таблица 1.8.2.4 – Анализ расчёта ветвей при отключении линии
Мирная-Самотлор

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	г, Ом	х, Ом
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	ЛЭП	0	9	31,61	10,96	1,59	3,28
2	Отп.Северо-Ватинская-Лысенковская	ЛЭП	9	8	0,03	-7,7	1,41	2,46
3	Отп.Северо-Ватинская-Северо-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская-Лысенковская	ЛЭП	6	8	34,85	31,42	0,13	0,27
5	Отп.Аганская-Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03
6	Комета-Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	66,15	48,07	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	30,19	17,31	1,69	3,49
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	44,87	29,54	1,7	3,51
9	Мирная-Самотлор	ЛЭП	3	2	59,36	47,04	1,61	4,19

Продолжение таблицы 1.8.2.4

10	Самотлор- Мегион	ЛЭП	2	1	4,18	12,19	2,36	4,86
11	Кирьяновская- Мегион	ЛЭП	0	1	38,7	15,59	1,87	3,84

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

1.8.3.1 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Комета-Факел

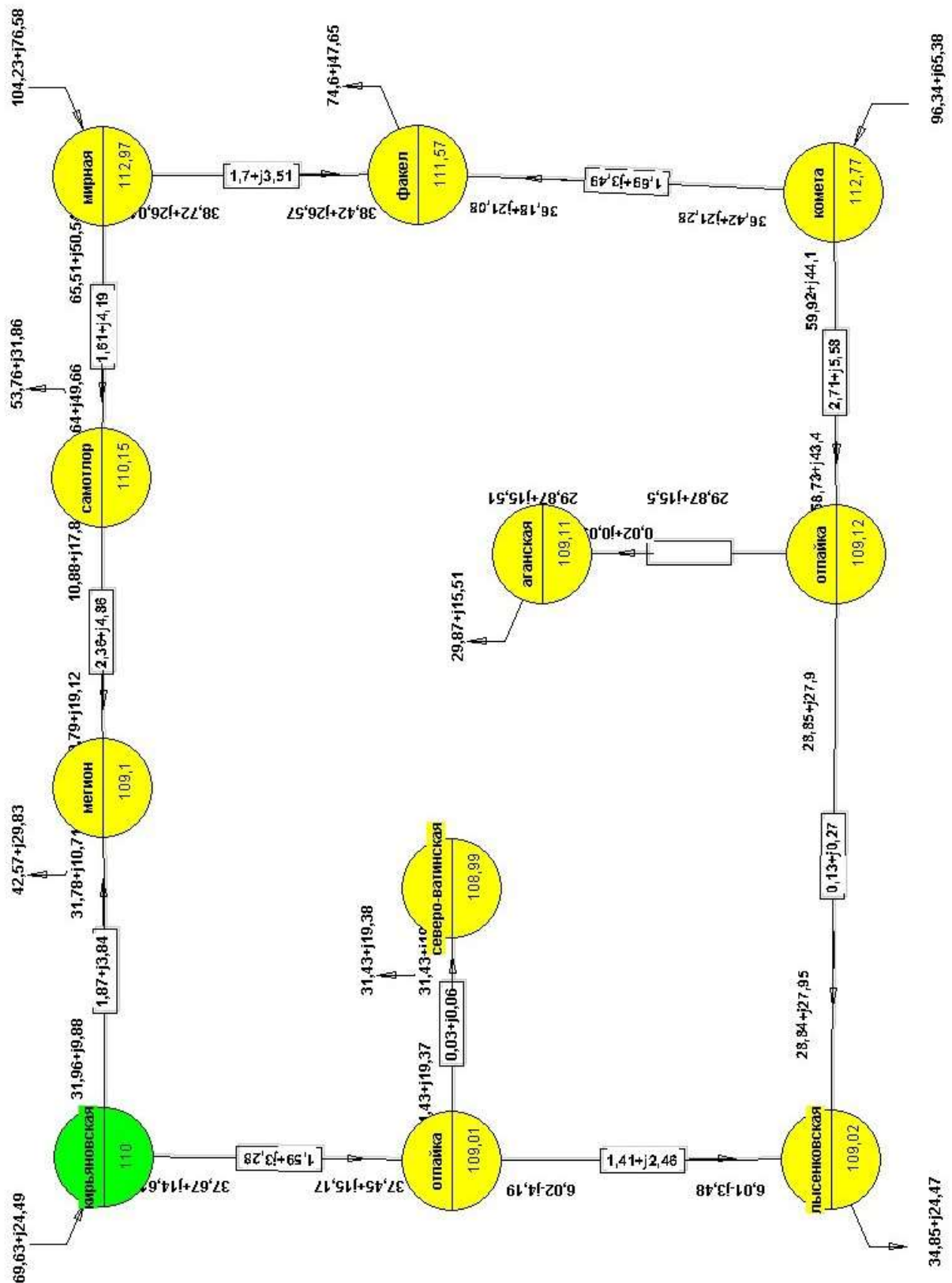


Рисунок 1.8.3.1 – Карта электрической сети при отключении линии Комета-Факел(соответствует формату А1)

Таблица 1.8.3.2 – Анализ расчёта узлов при отключении линии
Комета-Факел

№ узла	Название узла	Тип	U _{ном} , кВ	U, кВ	P _n , МВт.	Q _n , МВар.
0	Кирьянов- ская(БУ)	Базисный	110	110	-69,63	-24,49
1	Мегион	Обычный	110	109,1	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	110,15	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	112,97	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	111,57	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	112,77	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	Обычный	110	109,12	0	0
7	Аганская	Обычный	110	109,11	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	109,02	34,85	24,47
9	Отп. Северо- Ватинская	Обычный	110	109,01	0	0
10	Северо- Ватинская	Обычный	110	108,99	31,43	19,38

Таблица 1.8.3.3 – Анализ расчёта сети при отключении линии
Комета-Факел

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I _{доп} ,А	i,А/мм ²
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	2хАС 150/24	15,63	106,53	450	0,71
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	2хАС 120/19	11,53	18,9	390	0,157
3	Отп.Северо- Ватинская- Севе- ро-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	97,79	450	0,652
4	Отп.Аганская- Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	106,26	450	0,708
5	Отп.Аганская- Аганская	2хАС 150/24	0,16	89,04	450	0,594
6	Комета- Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	191,85	450	1,279
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	216,35	450	1,442
8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	120,05	450	0,8

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

36

Продолжение таблицы 1.8.3.3

9	Мирная-Самотлор	2хАС 185/29	20,3	212,55	510	1,149
10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	56,38	450	0,376
11	Кирьяновская-Мегион	2хАС 150/24	18,3	88,26	450	0,588

Суммарные потери активной мощности (P): 3,116 МВт.

Потери в ЛЭП: 3,116 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 3,115 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -2,25 МВАр.

Потери в ЛЭП: -2,25 МВАр:

- индуктивные: 6,882 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -9,132 МВАр.

Таблица 1.8.3.4 – Анализ расчёта ветвей при отключении линии
Комета-Факел

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	г, Ом	х, Ом
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	ЛЭП	0	9	37,67	14,61	1,59	3,28
2	Отп.Северо-Ватинская-Лысенковская	ЛЭП	9	8	6,02	-4,19	1,41	2,46
3	Отп.Северо-Ватинская-Северо-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская-Лысенковская	ЛЭП	6	8	28,85	27,9	0,13	0,27
5	Отп.Аганская-Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03
6	Комета-Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	59,92	44,1	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	36,42	21,28	1,69	3,49
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	38,72	26,04	1,7	3,51
9	Мирная-Самотлор	ЛЭП	3	2	65,51	50,54	1,61	4,19

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

37

Продолжение таблицы 1.8.3.4

10	Самотлор- Мегион	ЛЭП	2	1	10,88	17,8	2,36	4,86
11	Кирьяновская- Мегион	ЛЭП	0	1	31,96	9,88	1,87	3,84

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

1.8.4.1 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Комета-Отпайка

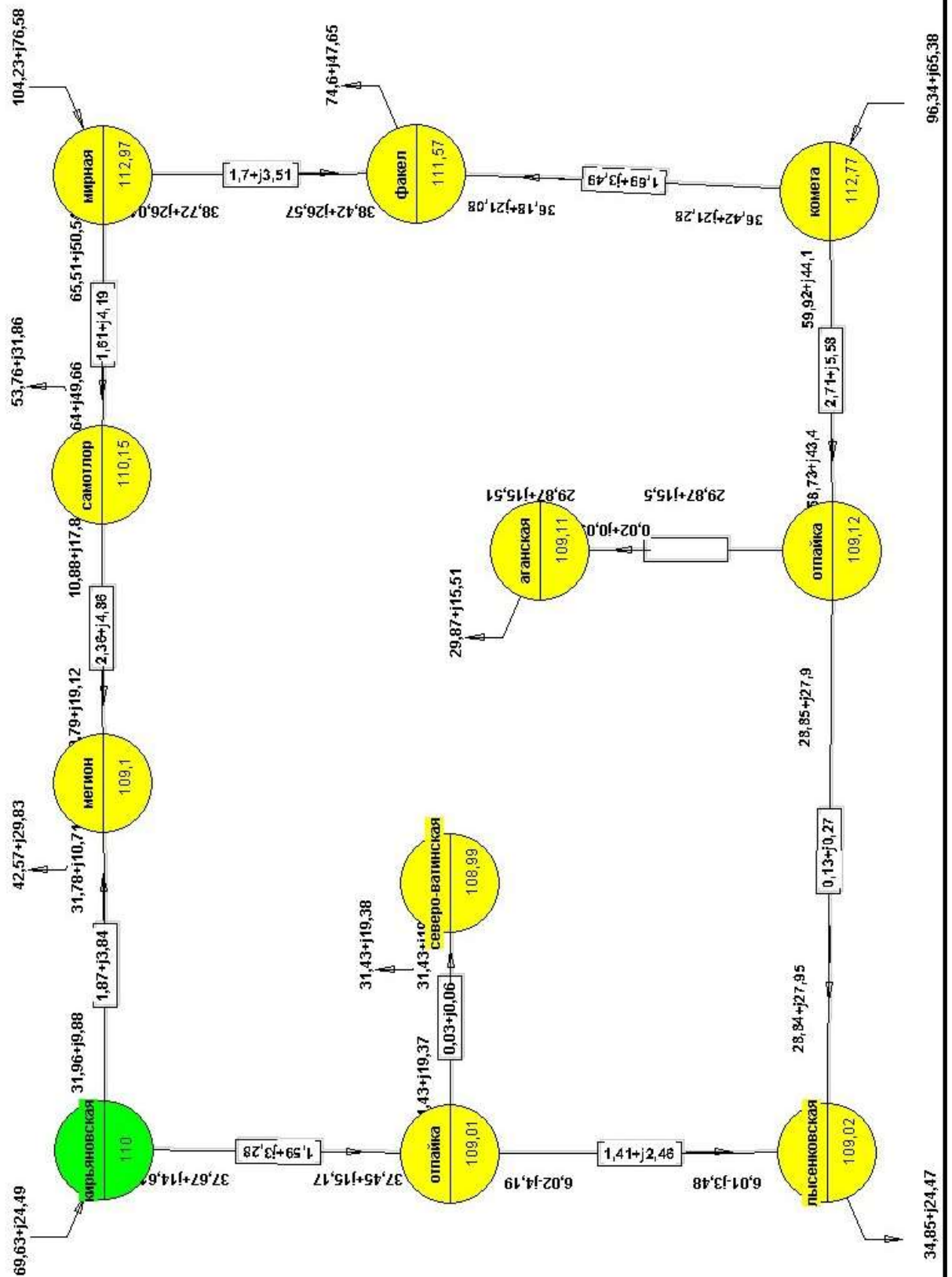


Рисунок 1.8.4.1 – Карта электрической сети при отключении линии Комета-Отпайка (соответствует формату А1)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 1.8.4.2 – Анализ расчёта узлов при отключении линии Комета-Отпайка

№ узла	Название узла	Тип	U _{ном} , кВ	U, кВ	P _n , МВт.	Q _n , МВар.
0	Кирьяновская(БУ)	Базисный	110	110	-70,33	-26,58
1	Мегион	Обычный	110	109,54	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	111,14	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	114,38	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	113,4	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	114,19	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	Обычный	110	108,28	0	0
7	Аганская	Обычный	110	108,27	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	108,21	34,85	24,47
9	Отп. Северо-Ватинская	Обычный	110	108,56	0	0
10	Северо-Ватинская	Обычный	110	108,54	31,43	19,38

Таблица 1.8.4.3 – Анализ расчёта сети при отключении линии Комета-Отпайка

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I _{доп} ,А	i,А/мм ²
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	2хАС 150/24	15,63	144,54	450	0,964
2	Отп.Северо-Ватинская- Лысенковская	2хАС 120/19	11,53	48,47	390	0,404
3	Отп.Северо-Ватинская- Северо-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	98,19	450	0,655
4	Отп.Аганская-Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	68,58	450	0,457
5	Отп.Аганская-Аганская	2хАС 150/24	0,16	89,73	450	0,598
6	Комета-Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	310,49	450	2,07
7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	140,55	450	0,937
8	Мирная-Факел	2хАС 150/24	16,7	83,65	450	0,558

Продолжение таблицы 1.8.4.3

9	Мирная-Самотлор	2хАС 185/29	20,3	244,9	510	1,324
10	Самотлор-Мегион	2хАС 150/24	23,15	88,1	450	0,587
11	Кирьяновская-Мегион	2хАС 150/24	18,3	55,81	450	0,372

Суммарные потери активной мощности (P): 3,816 МВт.

Потери в ЛЭП: 3,816 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 3,814 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -0,158 МВАр.

Потери в ЛЭП: -0,158 МВАр:

- индуктивные: 8,467 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -8,624 МВАр.

Таблица 1.8.4.4 – Анализ расчёта ветвей при отключении линии
Комета-Отпайка

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	г, Ом	х, Ом
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	ЛЭП	0	9	49,29	24,07	1,59	3,28
2	Отп.Северо-Ватинская-Лысенковская	ЛЭП	9	8	17,46	4,88	1,41	2,46
3	Отп.Северо-Ватинская-Северо-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская-Лысенковская	ЛЭП	6	8	17,44	18,87	0,13	0,27
5	Отп.Аганская-Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03
6	Комета-Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	48,88	36,71	5,45	11,16
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	47,46	28,67	1,69	3,49
8	Мирная-Факел	ЛЭП	3	4	27,49	17,93	1,7	3,51
9	Мирная-Самотлор	ЛЭП	3	2	76,74	58,65	1,61	4,19

Продолжение таблицы 1.8.4.4

10	Самотлор- Мегион	ЛЭП	2	1	21,82	25,19	2,36	4,86
11	Кирьяновская- Мегион	ЛЭП	0	1	21,04	2,52	1,87	3,84

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

2 ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/10 к В К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

В современное время , очень интенсивно происходит развитие инфраструктуры города (строительство жилищных комплексов, торгово – развлекательные комплексы, а так же зданий бытового обслуживания населения), в связи с этим ощущается дефицит электроэнергии. Не всегда до потребителя можно довести мощности из-за отдалённости точек поставок. Поэтому требуется построение подстанции непосредственно в развивающемся районе. Будем считать, что часть потребителей от новой подстанции относятся к потребителям второй и первой категории. Электроприёмники I и II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания /ПУЭ, п. 1.2.18 и п. 1.2.19/. Следуя этим правилам, исключаем питание новой подстанции по двухцепной линии, так как повреждение какой либо опоры может привести к повреждению двух цепей линии, последствия этого длительный перерыв в электроснабжении потребителей.

Рассмотрим вариант развития сети. Включения новой подстанции 110/10 кВ в существующую Нижневартовскую сеть. Примем, что мощность планируемой подстанции составит $39,9 + j 24,8$ МВА

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 2.1.2 Анализ расчета узлов в текущем режиме.

№ узла	Название узла	Тип	U _{ном} , кВ	U, кВ	P _н , МВт.	Q _н , МВар.
0	Кирьяновская(БУ)	Базисный	110	110	- 109,34	-48,09
1	Мегион	Обычный	110	108,45	42,57	29,83
2	Самотлор	Обычный	110	108,71	53,76	31,86
3	Мирная	Обычный	110	110,93	- 104,23	-76,58
4	Факел	Обычный	110	109,25	74,6	47,65
5	Комета	Обычный	110	110,26	-96,34	-65,38
6	Отп.Аганская	Обычный	110	107,77	0	0
7	Аганская	Обычный	110	107,76	29,87	15,51
8	Лысенковская	Обычный	110	107,72	34,85	24,47
9	Отп. Северо-Ватинская	Обычный	110	108,29	0	0
10	Северо-Ватинская	Обычный	110	108,27	31,43	19,38
11	Отпайка Новая	Обычный	110	109,85	0	0
12	Новая	Обычный	110	109,82	39,9	24,8

Таблица 2.1.3 – Анализ расчёта сети в текущем режиме.

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I _{доп} , А	i, А/мм ²
1	Кирьяновская-Отп.Северо-Ватинская	2хАС 150/24	15,63	175,13	450	1,168
2	Отп.Северо-Ватинская- Лысенковская	2хАС 120/19	11,53	79,09	390	0,659
3	Отп.Северо-Ватинская- Северо-Ватинская	2хАС 150/24	0,28	98,44	450	0,656
4	Отп.Аганская-Лысенковская	2хАС 150/24	1,3	45,38	450	0,303
5	Отп.Аганская-Аганская	2хАС 150/24	0,16	90,16	450	0,601
6	Комета-Отп.Аганская	2хАС 150/24	26,57	128,86	450	0,846

Продолжение таблицы 2.1.3

7	Комета-Факел	2хАС 150/24	8,3	180,71	450	1,205
8	Мирная- Самотлор	2хАС 185/29	20,3	164,07	510	0,887
9	Мегион - Самотлор	2хАС 150/24	23,15	27,77	450	0,185
10	Кирьяновская- Мегион	2хАС 150/24	18,3	139,58	450	0,931
11	Мирная-Отпайка Новая	2хАС 150/24	8,9	174,53	450	1,164
12	Отпайка Новая- Новая	2хАС 150/24	0,35	123,47	450	0,823
13	Отпайка Новая- Факел	2хАС 150/24	15,75	52,5	450	0,35

Суммарные потери активной мощности (P): 2,929 МВт

Потери в ЛЭП: 2,929 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 2,927 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,002 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,448 МВАр

Потери в ЛЭП: -3,448 МВАр:

- индуктивные: 6,274 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -9,722 МВАр.

Таблица 1.5.3 Анализ расчёта ветвей в текущем режиме.

№ ветви	Название ветви	Тип	№ _н	№ _к	P_n , МВт.	Q_n , МВАр	г, Ом	х, Ом
1	Кирьяновская- Отп.Северо- Ватинская	ЛЭП	0	9	60,4	27,66	1,59	3,28
2	Отп.Северо- Ватинская- Лы- сенковская	ЛЭП	9	8	28,38	8,29	1,41	2,46
3	Отп.Северо- Ватинская- Се- веро-Ватинская	ЛЭП	9	10	31,43	19,37	0,03	0,06
4	Отп.Аганская- Лысенковская	ЛЭП	6	8	6,58	15,57	0,13	0,27
5	Отп.Аганская- Аганская	ЛЭП	6	7	29,87	15,5	0,02	0,03

Продолжение таблицы 1.5.3

6	Комета-Отп.Аганская	ЛЭП	5	6	36,98	30,44	2,71	5,58
7	Комета-Факел	ЛЭП	5	4	59,36	34,94	0,85	1,74
8	Мирная-Самотлор	ЛЭП	3	2	48,37	39,75	1,61	4,19
9	Мегион-Самотлор	ЛЭП	1	2	5,93	-9,32	2,36	4,86
10	Кирьяновская-Мегион	ЛЭП	0	1	48,94	20,23	1,87	3,84
11	Мирная-Отпайка Новая	ЛЭП	3	11	55,86	36,83	0,91	1,87
12	Отпайка Новая-Новая	ЛЭП	11	12	39,91	24,79	0,04	0,07
13	Отпайка Новая-Факел	ЛЭП	11	4	15,62	11,94	1,61	3,31

Из анализа следует, что:

- значение максимального тока не превышает длительно допустимый ток в линиях;
- отклонения напряжения в допустимых пределах.

3 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОСТАНЦИИ

110/10 кВ

3.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей

Структурная схема подстанции должна включать в себя распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжений; понизительные трансформаторы. Структурная схема представлена на рисунке 2.1.1. Выбор типа трансформаторов и их количество будет произведен далее.

Анализируя исходные данные, имеем, число входящих воздушных линий – 2 и отходящих линий на стороне НН – 8. Планируемая мощность нагрузки должна составлять: $S_{нагр} = 47 \text{ МВА}$, следовательно (без учета коэффициентов мощностей), $S = S_{нагр} = 47 \text{ МВА}$.

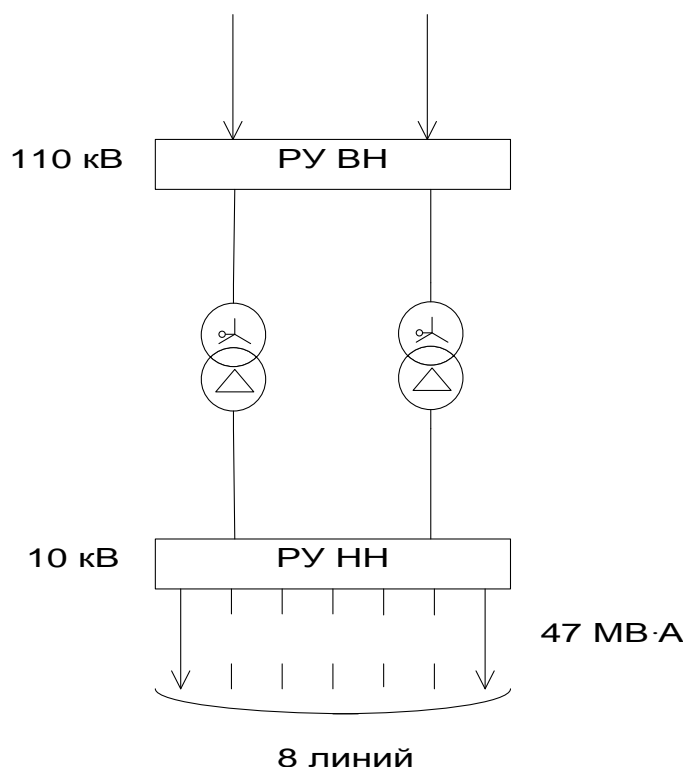


Рисунок 3.1.1 – Структурная схема подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

48

3.2 Выбор силовых трансформаторов

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

Число трансформаторов на подстанции выбирают в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов [1;2]. Несмотря на то, что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двухтрансформаторных подстанций растет.

При существующей шкале номинальных мощностей трансформаторов можно заметно снизить необходимую суммарную мощность на подстанции при увеличении количества трансформаторов свыше двух. Однако несмотря на это, капитальные затраты и эксплуатационные расходы в целом по подстанции получаются, как правило, большими вследствие роста удельных затрат на 1 кВА с уменьшением единичной мощности трансформатора. С учетом изложенного установка на подстанциях более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется в следующих случаях:

- на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки;
- если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанции двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух автотрансформаторов по существующей шкале;
- если вариант групп из двух спаренных трехфазных автотрансформаторов имеет технико-экономические преимущества по сравнению с группами из однофазных трансформаторов.

Аварийные перегрузки трансформаторов допускаются двух видов: кратковременные и длительные.

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

С учетом допустимой длительной аварийной перегрузки мощность каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях выбирается по выражению [3]:

$$S_{\dot{D}} \geq \frac{S_{i\dot{a}\dot{a}\dot{d}}}{k_{i\dot{a}\dot{a}\dot{d}}}, \quad (9)$$

где $S_{i\dot{a}\dot{a}\dot{d}}$ – нагрузка на трансформатор;

$k_{i\dot{a}\dot{a}\dot{d}} = 1.4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$S_{\dot{D}} \geq \frac{47}{1.4} = 33,57 \text{ МВА.}$$

Выбираем автотрансформатор ТРДН 40000/110 по [4]:

Т – трехфазный трансформатор;

Р – с расщепленной обмоткой НН;

Д – масляное с дутьем;

Н – выполнение обмотки ВН с устройством РПН.

Произведем расчет коэффициента перегрузки трансформатора в аварийном режиме по формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{S_{НАГР}}{(n-1) \cdot S_{ТН}}, \quad (10)$$

где n – число трансформаторов на подстанции;

$S_{ТН}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Подставляя числовые значения, получим:

$$\hat{E}_i = \frac{47}{(2-1) \cdot 40} = 1.175.$$

Коэффициент перегрузки трансформатора меньше 1.4, что соответствует ПУЭ. Величину коэффициента загрузки в нормальном режиме работы трансформатора найдем по формуле

$$K_3 = \frac{S_{НАГР}}{n \cdot S_{ТН}}. \quad (11)$$

Подставляя числовые значения, получим

$$K_3 = \frac{47}{2 \cdot 40} = 0.587$$

Коэффициент загрузки трансформатора меньше 0.7, что соответствует ПУЭ.

3.3 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, изоляторов необходимо провести расчет токов короткого замыкания, который проведем с помощью программы ТоКо.

Программа ТоКо разработана на кафедре «Электрические станции, сети и системы» Южно-Уральского государственного университета для расчета токов симметричных и несимметричных коротких замыканий в электроэнергетических системах напряжением свыше 1000 В. Для проведения расчетов в учебных целях предусмотрена версия программы ТоКо Student, изначально настроенная на расчет с общепринятыми допущениями, аналогичными, используемым в данной работе. Программа включает в себя редактор расчетных схем, базу данных каталожных параметров электрооборудования, оцифрованные наборы типовых кривых и справочную систему.

Проводим расчет короткого замыкания на стороне высшего напряжения – рисунок 3.3.1 и на стороне низшего напряжения – рисунок 3.3.2.

Вид КЗ: К(З); Момент: 0 с; $I_k=20,876$ кА, фаза: -90 град.;
 $I_{k1}=20,876$ кА, фаза: -90 град.;

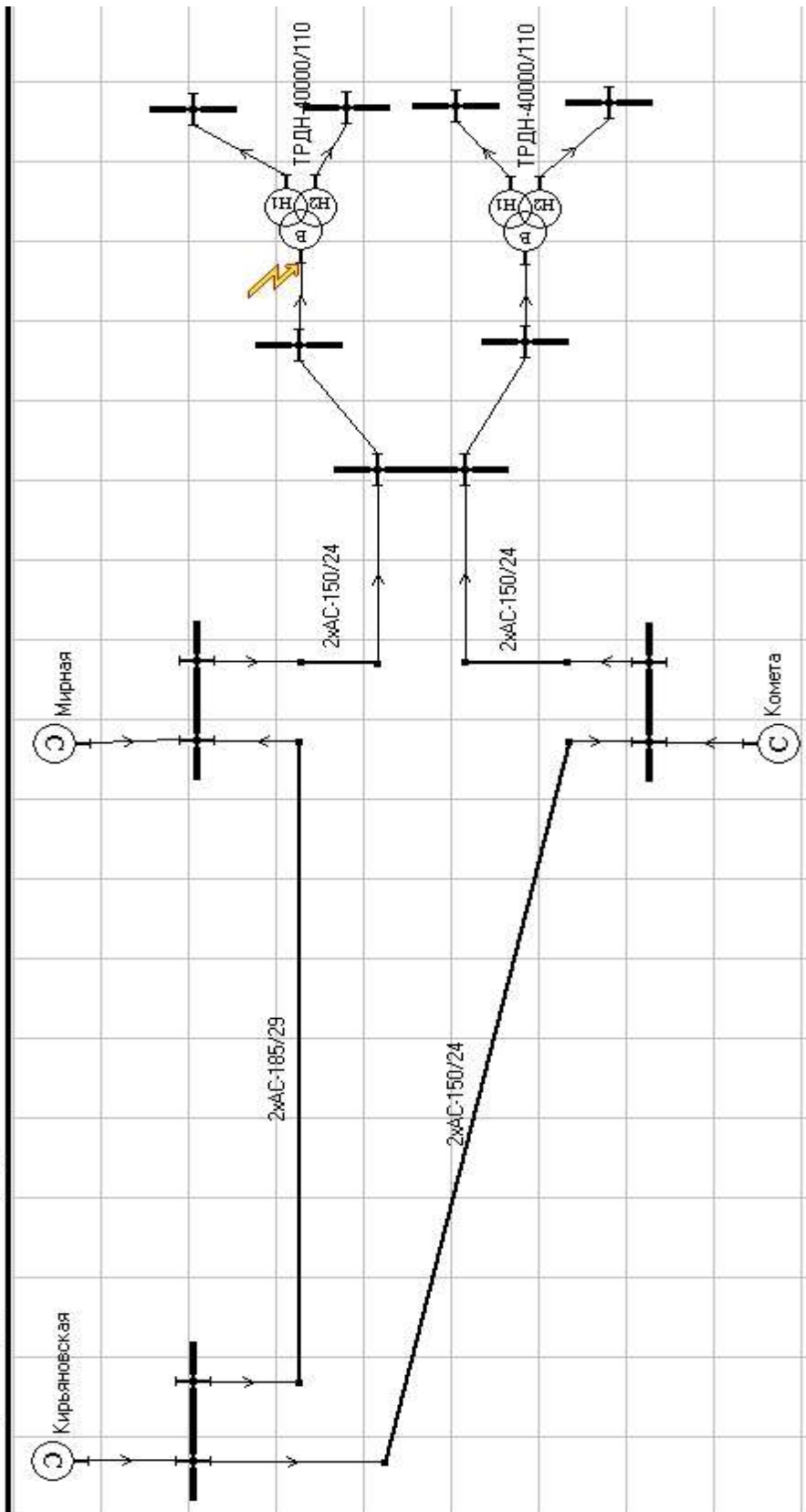


Рисунок 3.3.1 – Расчет короткого замыкания на стороне высшего напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

52

Вид КЗ: К(З); Момент: 0 с; $I_k=11,599$ кА, фаза: -60 град.;
 $I_{k1}=11,599$ кА, фаза: -60 град.;

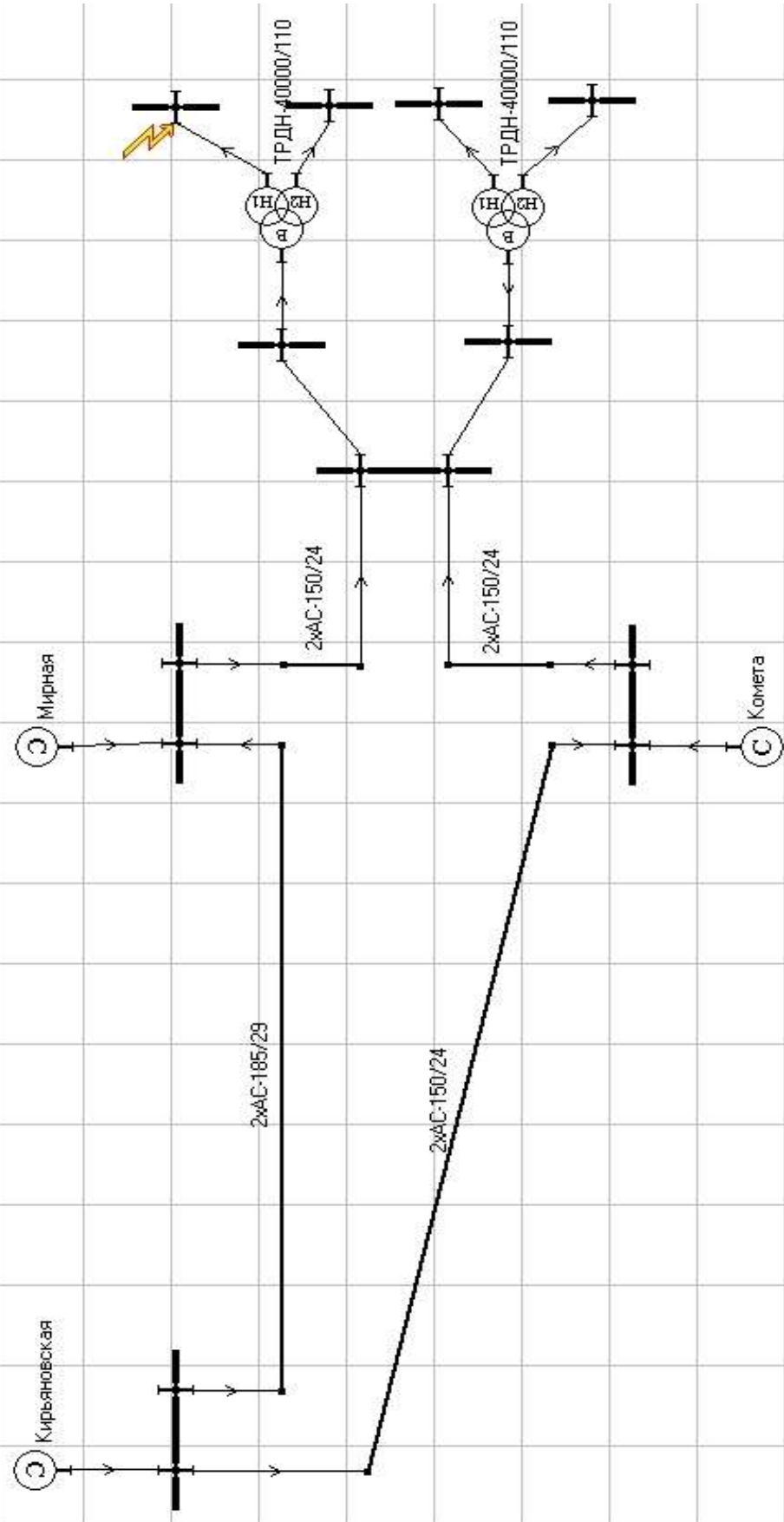


Рисунок 3.3.2 – Расчет короткого замыкания на стороне низшего напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени $I_{\bar{i}.f} = 20,876 \text{ кА}$.

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\bar{i}.f}, \quad (12)$$

где $k_y = 1.608$ из [5] табл.2.2.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 20,876 = 47,47 \text{ кА}.$$

Трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени $I_{\bar{i}.f} = 11,599 \text{ кА}$.

Амплитудное значение ударного тока

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\bar{i}.f}, \quad (13)$$

где $k_y = 1.82$ из [5] табл.2.2.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 11,599 = 29,85 \text{ кА}.$$

3.4 Расчетные токи

3.4.1 Нормальный режим

Линии ввода для РУ-110 кВ на подстанции.

$$I_{\text{ред}} = \frac{S_{\text{зад}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{АВ}}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{ред}} = \frac{47 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 117,98 \text{ А}.$$

Трансформатор на стороне ВН.

$$I_{\text{ВН}} = \frac{\hat{E}_c \cdot S_{\text{д.л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{АВ}}}, \quad (15)$$

$$I_{\text{ВН}} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 140,57 \text{ А}$$

Трансформатор на стороне НН.

$$I_{\text{НН}} = \frac{\hat{E}_c \cdot S_{\text{д.л}}}{n_{\text{тд}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (16)$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 734,81 \text{ А}.$$

Отходящая линия на стороне НН.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Отходящая линия на стороне НН.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях отходящих линий определим из условия, что одна из отходящих линий отключена.

$$I_{\text{идо ёёі}} \text{ max} = \frac{S_{\text{гаод}}}{(n_{\text{идо}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$
 (21)

$$I_{\text{идо ёёі}} \text{ max} = \frac{47 \cdot 10^6}{(8 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 387,65 \text{ A}$$

3.5 Выбор схемы РУ

Схемы РУ ПС должны:

обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития;

- обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

- учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;

- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности; должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

3.5.1 Выбор схемы РУВН

Для РУ 110 кВ рисунок 3.5.1 принимаем схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов» [6].

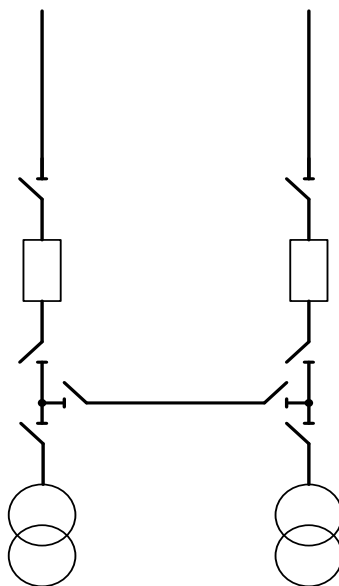


Рисунок 3.5.1 – Схема РУВН

3.5.2 Выбор схемы РУНН

В качестве схемы РУНН принимаем рисунок –3.5.2 «Схему с одной секционированной системой сборных шин».

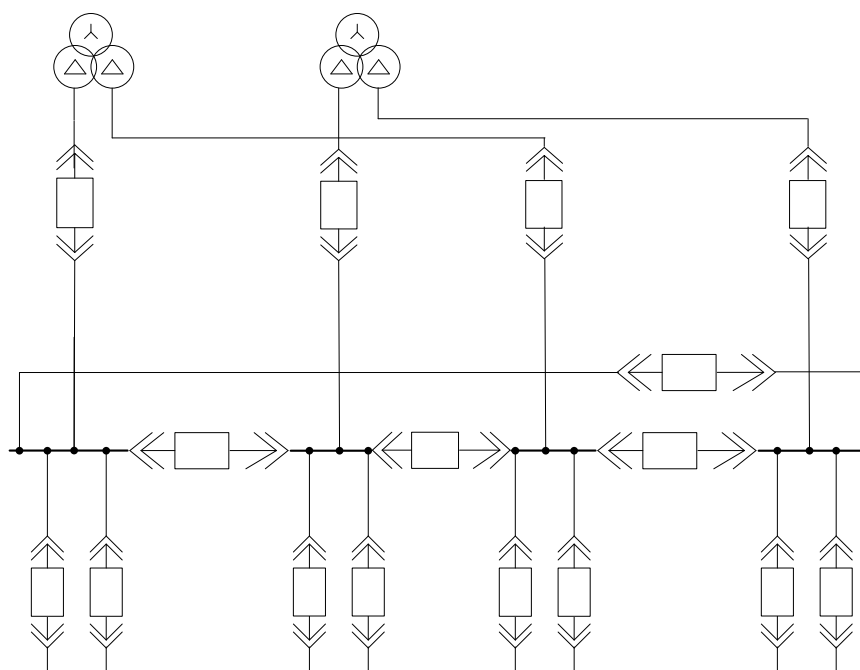


Рисунок 3.5.2 – Схема РУНН

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

57

3.6 Выбор контрольно-измерительных приборов

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы.

В цепь НН понизительного трансформатора: амперметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии.

В цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

В цепь сборных шин 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, осциллограф на транзитных подстанциях и фиксирующий прибор (U_0).

В цепь линий 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

В цепь линии 10 кВ: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

3.7 Оборудование РУВН

3.7.1 Выключатели и разъединители

К установке принимаем выключатель элегазовый типа ВГУ-110-40/3150У1 с собственным временем отключения $t_{\bar{N}.\bar{A}} = 0,025$ с. Привод к выключателю пневматический. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{i.\tau} = I_{i.i} = 20,876$ кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время $\tau = t_{c.min} + t_{\bar{N}.A} = 0,01 + 0,025 = 0,035$ с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i.i} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (22)$$

					ЮУРГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

где постоянная времени T_a взята из табл. 2.2,

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,876 \cdot e^{\frac{0,035}{0,02}} = 6,54 \text{ кА.}$$

Постоянная времени T_a взята из [5] табл. 2.2.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ

$$i_{a,\hat{m}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\hat{m}}}{100} \cdot I_{i\hat{0}\hat{e}}, \quad (23)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ определяется по каталогу на выключатель или по кривой [5] рис. 3.1 для $\tau = 0,035$ с.

$$i_{a,\hat{m}} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,46 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания.

$$\hat{A}_e = I_{i.i}^2 \cdot (t_{i\hat{0}\hat{e}} + T_a), \quad (24)$$

$$t_{i\hat{0}\hat{e}} = t_{\hat{0},\hat{c}} + t_{i,\hat{a}}, \quad (25)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0.1 с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя ВГУ-110-40/3150, равное 0,055 с.

$$t_{i\hat{0}\hat{e}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

$$\hat{A}_e = 20,876^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 76,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем по каталогу или справочнику [7, 8, 9] разъединитель типа РДЗ-1-110/1000У1 с приводом ПДН-1.

Значения $I_{\text{МАХ}}$ на трансформаторе и в цепях ввода различаются. Мы выбираем максимальный из них и по этому значению проводим выбор оборудования. Все оборудование становится однотипным.

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.7.1.1.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.7.1.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные дан- ные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГУ-110-40/3150	Разъединитель РДЗ-1-110/630
$U_{\text{о}n\text{д}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 281,14 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н.т}} = 20,876 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 6,54 \text{ кА}$	$I_{\text{а.н}} = 25,5 \text{ кА}$	–
$I_{\text{т.т}} = 20,876 \text{ кА}$	$I_{\text{т.н}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{т}} = 47,47 \text{ кА}$	$i_{\text{т.н}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{т.н}} = 80 \text{ кА}$
$\hat{A}_{\text{е}} = 76,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{д}}^2 \cdot t_{\text{д}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{д}}^2 \cdot t_{\text{д}} = 1450 \text{ кА}^2\text{с}$

3.7.2 Трансформаторы тока

Выбор трансформаторов тока проводят по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке.

Трансформаторы тока линий ввода.

К установке принимаем элегазовые трансформаторы тока ТРГ-110-300.

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.7.2.1.

Таблица 3.7.2.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТРГ-110-300
$U_{\text{о}n\text{д}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 246,69 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{т}} = 47,47 \text{ кА}$	$I_{\text{т.н}} = 102 \text{ кА}$
$\hat{A}_{\text{е}} = 76,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{д}}^2 \cdot t_{\text{д}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

В цепь линий ввода 110 кВ устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 3.7.2.1.

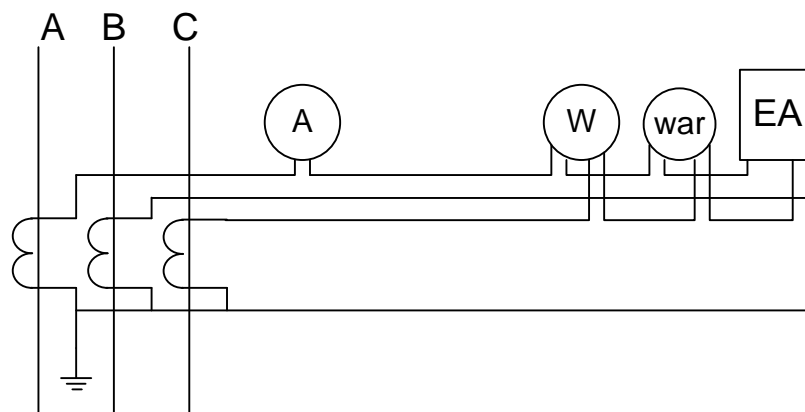


Рисунок 3.7.2.1–Сема подключения приборов к трансформаторам тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 3.7.2.2.

Таблица 3.7.2.2 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA05S	2	-	2
Итого		3,5	-	2

3.7.3 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения подключаются к сборным шинам РУ.

Принимаем к установке элегазовые трансформаторы ЗНГ-110. Трансформаторы имеют три вторичные обмотки: две основные на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 1000 ВА.

Таблица 3.7.3.1 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	0	1	1	3	-
Прибор фиксирующий место КЗ	ИМФ	3,0	1	1	0	1	3	-
Расчетный счетчик	ЕА05S	2	2	1	0	1	4	-
Итого :							25	0

Суммарная потребляемая мощность

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (26)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{25^2 + 0^2} = 25 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора соединенных в звезду имеют мощность.

$$S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 1000 = 3000 \geq S_{2\Sigma}.$$

3.7.4 Токоведущие части

Сборные шины 110 кВ по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на РУ, равной току наиболее мощного присоединения, в нашем случае – трансформатора на стороне ВН.

$$I_{\text{max}} \hat{I} = 281,14 \text{ А.}$$

По таблице ПЗ.3 [3] принимаем провод АС-95/16 таблица 3.7.4.1.

Таблица 3.7.4.1 – Токоведущие части РУ ВН

Ошиновка	Максимальный длительный ток, А	Провод	Допустимый длительный ток, А
Токоведущие части	281,14	АС – 95/16	330

Согласно ПУЭ при токах трехфазного короткого замыкания 20 кА и более, гибкие шины РУ следует проверять на исключения возможности схлестывания в результате динамического действия тока КЗ. В нашем случае токи КЗ превышают 20кА. Расстояние между фазами при напряжении 110 кВ должно составлять не менее 1 м.

Проверим выбранный провод на электродинамическое действие тока КЗ. Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем, после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока КЗ.

Определим усилие от длительного протекания тока двухфазного короткого замыкания.

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{I,0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 20876^2}{1} \cdot 10^{-7} = 1,35 \text{ Н/м.} \quad (27)$$

Определим силу тяжести одного метра токопровода

$$g = 9,8 \cdot m = 9,8 \cdot 0,385 = 3,77 \text{ Н/м,} \quad (28)$$

где $m = 0,385$ кг - масса 1 м токопровода.

Определим отношение.

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ye}} = \frac{\sqrt{1}}{0,15} = 6,67, \quad (29)$$

где $h = 1$ м - максимальная расчетная стрела провеса в каждом пролете при максимальной расчетной температуре (выбрано согласно ПУЭ);

$t_{\text{эк}} = t_3 + 0,05 = 0,1 + 0,05 = 0,15$ с, где, в свою очередь, $t_3 = 0,01$ с - выдержка времени защиты от токов КЗ; 0,05 с - учитывает влияние апериодической составляющей.

По диаграмме [2] определим отклонение провода:

$$b = h \cdot (b/h) = 1 \cdot 0,231 = 0,231 \text{ м.} \quad (30)$$

Найденное значение b сравним с максимально допустимым:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{1 - 0,0135 - 0,45}{2} = 0,268 \text{ м,} \quad (39)$$

где $d = 0,0135$ м - диаметр токопровода;

$a_{\text{доп}} = 0,45$ м - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (значение выбрано согласно ПУЭ для напряжения 110 кВ).

Выбранный провод проходит по условию соответствия электродинамическому эффекту тока КЗ, т.к. $b < b_{\text{доп}}$.

Проверку на термическое действие тока КЗ не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [11].

Проверку по условиям каронирования не проводим, так как согласно [10] минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ 70 мм².

3.7.5 Ограничители перенапряжений

Для защиты от грозовых перенапряжений в сети высокого напряжения устанавливаем ОПН на высокой стороне силовых трансформаторов [14]. В проведении специальных расчетов перенапряжений нет необходимости, а выбор характеристик ОПН произведем упрощенно по наибольшему рабочему напряжению ОПН и его энергоемкости согласно методике [23].

Основные технические характеристики приведены в таблице 3.7.5.1.

Характеристики	ОПН-110/88/10/550-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	88
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А - с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	550 2,8
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, кВ: -250 А, кВ, не более -500 А, кВ, не более -1000 А, кВ, не более	212 218 226
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более	254 268 294

3.8 Оборудование РУНН

3.8.1 Выключатели и разъединители

К установке принимаем вакуумный выключатель типа ВВЭ-10-20/1600 с собственным временем отключения $t_{\bar{N}.\bar{A}} = 0,05$ с. Привод к выключателю электромагнитный. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{i.\tau} = I_{i.f} = 11,599$ кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время $\tau = t_{c.min} + t_{\bar{N}.A} = 0,01 + 0,05 = 0,06$ с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i.f} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (31)$$

где постоянная времени T_a взята из табл. 2.2,

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,599 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 5,026 \text{ кА.}$$

Постоянная времени T_a взята из [5] табл. 2.2.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ

$$i_{a.\hat{m}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\hat{m}}}{100} \cdot I_{i\hat{o}\hat{e}}, \quad (32)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ определяется по каталогу на выключатель или по кривой [5] рис. 3.1 для $\tau = 0,035$ с.

$$i_{a.\hat{m}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 11,3 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания.

$$\hat{A}_e = I_{i.f}^2 \cdot (t_{i\hat{o}\hat{e}} + T_a), \quad (33)$$

$$t_{i\hat{o}\hat{e}} = t_{\text{д.с}} + t_{i.\hat{a}}, \quad (34)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0.1 с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя ВВЭ-10-20/1600, равное 0,055 с.

$$t_{i\hat{o}\hat{e}} = 0,5 + 0,055 = 0,555 \text{ с}.$$

$$\hat{A}_e = 11,599^2 \cdot (0,555 + 0,05) = 84,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 3.8.1.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВЭ-10-20/1600
$U_{\text{о\hat{n}\hat{o}}} = 10$ кВ	$U_{\hat{m}} = 10$ кВ
$I_{\text{max}} = 1470$ А	$I_{\text{ном}} = 1600$ А
$I_{i.\tau} = 11,797$ кА	$I_{\text{отк}} = 20$ кА
$i_{\hat{a}.\tau} = 5,025$ кА	$i_{\text{а.ном}} = 11,3$ кА
$I_{i.f} = 11,797$ кА	$I_{i\hat{o}\hat{e}.\hat{a}} = 20$ кА
$i_y = 30,30$ кА	$i_{i\hat{o}\hat{e}.\hat{a}} = 52$ кА
$\hat{A}_e = 84,13$ кА ² с	$I_{\text{д\hat{a}\hat{d}}}^2 \cdot t_{\text{д\hat{a}\hat{d}}} = 1600$ кА ² с

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии КМ-1. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВЭ-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

3.8.2 Трансформаторы тока

В цепи отходящей линии 10 кВ. В шкафу КРУ КМ-1 устанавливается трансформатор тока типа ТЛК-10-400 [5, т.2]. На линии 10 кВ устанавливаются: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии. Схема включения приборов показана на рисунке 3.8.2.1

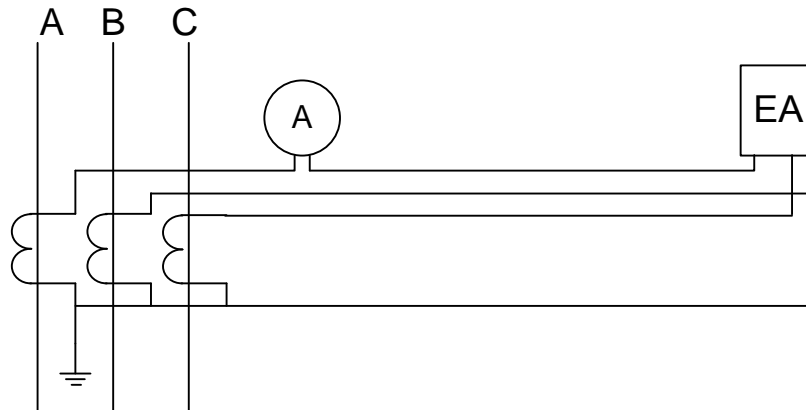


Рисунок 3.8.2.1 – Схема включения приборов

Таблица 3.8.2.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК-10-500-0,5
$U_{\text{оно}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 412,39 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 500 \text{ А}$
$i_y = 30,30 \text{ кА}$	$i_{\text{дв}} = 52 \text{ кА}$
$\hat{A}_e = 84,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$(\hat{E}_o \cdot I_{\text{н}})^2 \cdot t_o = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 3.8.2.2.

Таблица 3.8.2.2 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ЕА05S	2	-	2
Итого		2,5	–	2

Трансформаторы тока линий НН силового трансформатора.

К установке принимаем трансформаторы тока ТОЛ-10-1500.

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.8.2.3.

Таблица 3.8.2.3 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ГОЛ-10-1500
$U_{\text{оно}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1470 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 30,30 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 102 \text{ кА}$
$\hat{A}_e = 84,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{оно}}^2 \cdot t_{\text{оно}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

В цепь линий НН силового трансформатора устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 3.8.2.2.

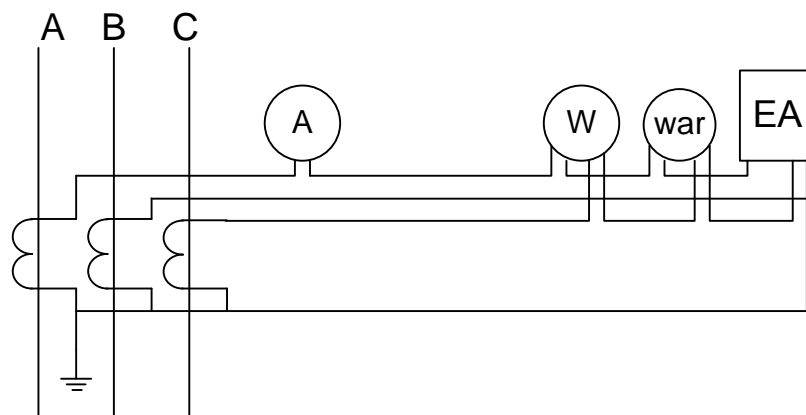


Рисунок 3.8.2.2–Схема подключения приборов к трансформаторам тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 3.8.2.4.

Таблица 3.8.2.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ЕА05S	2	-	2
Итого		3,5	-	2

3.8.3 Трансформаторы напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю. Выбираем 3*ЗНОЛ.09-10, $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $S_{\text{ном}} = 75$ В·А в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

Таблица 3.8.3.1 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	0	1	1	3	-
Расчетный счетчик	ЕА	2	2	1	0	1	4	-
Итого :							12	0

Суммарная потребляемая мощность.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (35)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{12^2 + 0^2} = 12 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора соединенных в звезду имеют мощность.

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 1000 = 3000 \geq S_{2\Sigma}.$$

3.8.4 Токоведущие части

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем однополосные шины 100×8 мм², $I_{\text{авт}} = 1625$ А [4, 6].

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 1470 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 1625 \text{ A}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\theta}}}{\tilde{N}} = \frac{\sqrt{84,19 \cdot 10^6}}{91} = 100,83 \text{ мм}^2, \quad (36)$$

где B_{θ} – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя;

C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно 91 $\left[\frac{\text{A} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$.

$$q_{\min} = 100,83 \text{ мм}^2 < 800 \text{ мм}^2. \quad (37)$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц.

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (38)$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (39)$$

Если шины расположены горизонтально, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,67 \text{ см}^4, \quad (40)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{66,67}{8}} = 2,5 \text{ м}^2, \quad (41)$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}. \quad (42)$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,58 м, расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Определим напряжение в материале шин от взаимодействия фаз

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,33 \text{ см}^3 \quad (43)$$

$$\sigma_{\text{дв}} = \frac{F_{\text{дв}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{дв}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{30,3^2 \cdot 10^6 \cdot 1,58^2}{0,8 \cdot 13,33} = 3,72 \text{ Мпа}, \quad (44)$$

что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ Мпа}$. Таким образом, шины механически прочны.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

4 ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ

Одним из показателей современного общества является насыщенность электрическим, электронным и радиоэлектронным оборудованием. Данное оборудование при работе создаёт в большей или меньшей степени различные электромагнитные помехи. Происходит загрязнение окружающей среды этими помехами. С другой стороны, само радиоэлектронное оборудование чувствительно к различного рода электромагнитным воздействиям. В результате действия таких помех возникают различные нарушения в работе оборудования, приводящие к выходу его из строя, авариям и сбоям. Последствия их могут быть катастрофические для населения и окружающей среды. Это и породило такую проблему, как электромагнитная совместимость.

Кондуктивные помехи — это помехи, которые распространяются по поверхности Земли и проводящим элементам конструкции приборов (в проводниках).

Электромагнитная помеха (ЭМП) – это любое внешнее электромагнитное явление, способное негативно влиять на работу электронной аппаратуры. Электромагнитная помеха способна вызвать в электрическом устройстве нежелательный эффект (нарушение функционирования, старение, разрушение). Помехой может быть – напряжение, ток, напряжённость поля и т.д. В зависимости от источника, помехи появляются периодически или нерегулярно в форме случайно распределённых импульсов, поступающих по проводам или полевым путём. При превышении определённого граничного значения уровень вредного сигнала может оказаться опасным для жизни человека. Источник помех – причина появления помех (прибор или физический процесс).

Далее мы рассмотрим два основных источника(искусственных, естественных) электромагнитных помех.

4.1 Искусственные электромагнитные помехи.

Источники искусственных электромагнитных помех — это различные радиоэлектронные устройства, принцип работы которых обусловлен излучением электромагнитной энергии. Эти помехи связаны с деятельностью человека и подразделяются на преднамеренные ЭМП и непреднамеренные ЭМП. Преднамеренные помехи создаются в целях нарушения нормального функционирования некоторых специальных электротехнических и радиоэлектронных средств.

Источниками искусственных электромагнитных помех не предназначенными для излучения электромагнитной энергии, являются:

- источники электрической энергии, оборудование и машины (силовое оборудование подстанций и станций (шины, силовые кабели, реакторы, трансформаторы и т.д.), находящееся под напряжением, создает вокруг себя электрические и магнитные поля промышленной частоты).
- системы зажигания двигателей (высоковольтные катушки зажигания);
- аппаратура промышленного и широкого потребления, которые образуют индустриальные помехи (коммутации выключателями и разъединителями высокого напряжения на электростанциях и подстанциях вызывают электромагнитные помехи вследствие резкого изменения напряжения ΔU на шинах ВН распределительного устройства подстанции или станции)

Интенсивность индустриальных помех и ширина их спектра различны для разных источников. Индустриальные помехи необходимо учитывать до частот в несколько сотен мегагерц. Расстояния от источника до объекта воздействия помехи могут достигать нескольких километров.

В классификации электромагнитных помех учтены связи электромагнитной помехи с ее источником. По спектральным и временным характеристикам выделяют сосредоточенные, импульсные и флуктуационные помехи. Сосредоточенная помеха представляет собой узкополосное колебание, параметры которого медленно меняются (по сравнению с центральной частотой колебаний) или остаются постоянными во времени. Импульсная и флуктуа-

ционная помехи — широкополосные. Флуктуационную помеху можно рассматривать как предельный случай импульсной помехи, когда происходит наложение во времени случайного числа импульсов со случайными амплитудами. Следовательно, флуктуационная помеха — случайный процесс. Такой помехой могут быть космические шумы и внутренние шумы радиоаппаратуры.

4.2 Естественные источники электромагнитных помех.

Источники естественных (природных) помех делятся на земные и внеземные. По происхождению эти помехи не связаны непосредственно с деятельностью человека.

Земные источники помех обусловлены электрическими процессами, происходящими в атмосфере:

—электрическими разрядами во время гроз, спектр частот которых очень широк, распространяющимися на большие расстояния (приблизительно 2000 гроз существуют одновременно на Земле, вызывая около 100 разрядов молний каждую секунду. Атмосферные возмущения, вызываемые грозовой деятельностью, создают помехи радиосвязи и обостряют проблемы электромагнитной совместимости. Энергия канала разряда, составляющая примерно 105 Дж/м, вызывает акустическое (гром), термическое, световое, электромагнитное воздействия на окружающую среду. С точки зрения интенсивности воздействия молнии различают: непосредственные или близкие удары; удалённые разряды. При ударе молнии в заземляющее устройство его потенциал относительно удалённых точек земли может повыситься до миллиона вольт. Поэтому в петлях, образованных сигнальными кабелями и проводами, связывающими различные объекты, в том числе и в линиях электроснабжения, передачи данных, могут, в зависимости от размеров петель и расстояний до места удара, индуцироваться напряжения от нескольких десятков вольт до многих сотен киловольт);

—накоплением статического электричества в осадках и последующих коронных разрядах, диэлектрических пробоях на элементах антенны, заземления (под разрядами статического электричества понимают процессы выравнивания зарядов между отдельными твердыми телами, жидкими и газообразными

										Лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР					

средами, несущими разные электростатические заряды. Они обычно сопровождаются скользящими, коронными, искровыми или подобными молнии разрядными явлениями, однако, выравнивание может происходить также исключительно за счёт электропроводности в месте контакта, если разность потенциалов перед касанием тел не превышает 330 В. При возникновении искр могут воспламениться горючие газы или пары или инициироваться взрывоопасные смеси, а вызванные разрядами токи и поля могут повредить электронные элементы, вывести из строя или нарушить функции электронного оборудования);

–полярным сиянием.

Основные причины внеземных источников помех это:

–тепловые радиоизлучения земной поверхности тропосферы и ионосферы;

–шумовые радиоизлучения внеземных (космических) источников.

Естественные электромагнитные помехи представляют собой непрерывный или импульсный широкополосный процесс, который в пределах полосы пропускания большинства электроприемников можно считать близким к нормальному белому шуму.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе были произведёны расчёты и анализ существующей сети Нижневартовского энергорайона. Выполнены расчёты текущего, минимального и максимального режимов сети. Рассчитаны аварийные режимы.

Проведено подключение новой подстанции 110/10. Рассчитаны и выбраны параметры оборудования подстанции.

Для подстанции выбрано оборудование:

- выключатели ВГУ-110-40/3150 У1;
- разъединители РДЗ-1-110/1000 У1;
- трансформаторы тока ТРГ-110-300 У1;
- трансформаторы напряжения ЗНГ-110 У1;
- токоведущие части 110 кВ – АС-95/16;
- ограничители перенапряжений ОПН-110/88/10/550 УХЛ1;
- выключатели ВВЭ-10-20/1600 У3;
- трансформаторы тока ТОЛ-10-1500 У2;
- трансформаторы тока ТЛК-10-200 У3;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛ.09-10 У2;
- токоведущие части 10 кВ – однополюсные шины 100х8 мм².

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985
2. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов/Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.-3-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 1987
4. Номенклатурный катало: Каталог. – ООО «Тольяттинский трансформатор», 2016. – 126 с.
5. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61 с.
6. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750кВ. Типовые решения. – ОАО «ФСК», 2007. – 132с.
7. Электротехнический справочник. – 7-е изд., испр. / Под ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 1988. – Т.2 и Т.3, кн.1.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Сагирова И.С., Давыдова Т.Н. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Разъединители и заземлители. Часть 1. Разъединители внутренней установки: Справочник. – М.: Информэлектро, 2000.
10. Правила устройства электроустановок. – 6-е издание с изменениями и дополнениями – М.:Госэнергонадзор, 2001. – 944 с.
11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527 – 98. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 151 с.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76