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 электрической сети 110 кВ с реконструкцией подстанции «Лесная» 110/10 кВ.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ–ПЗ-571.13.03.02.2017.ВКР

Руководитель работы, доцент
_____/К.Е. Горшков/
_____2017 г.

Автор работы
студент группы ПЗ-571
_____/А.С. Брунеткин/
_____2017 г.

Нормоконтролер, доцент
_____/К.Е. Горшков/
_____2017 г.

Челябинск 2017 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____2017 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Брунеткина Александра Сергеевича

Группа ПЗ - 571

1. Тема выпускной квалификационной работы

_____

_____

утверждена приказом по университету от _____ 2017 г. №_____

2. Срок сдачи студентом законченной работы_____2017 г.

3. Исходные данные к работе

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

Всего ___листов

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)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой _____И.М. Кирпичникова

Руководитель работы _____К.Е. Горшков

Студент _____А.С. Брунеткин

АННОТАЦИЯ

Брунеткин А.С. Анализ режимов сети 110 кВ с реконструкцией подстанции Лесная 110/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ; 2017, 91 с, 25 ил., 46 табл., библиографическая литература 12 наименований,5 листов чертежей формата 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.

Проведена реконструкция подстанции «Лесная». Рассчитаны и выбраны параметры оборудования подстанции.

В специальном вопросе проведен анализ заземления экранов сигнальных кабелей.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 9
1 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЙОНА 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 15
1.4. Расчёт и анализ режимов сети 16
1.5 Расчёт и анализ текущего режима сети 18
1.6 Расчёт и анализ минимального режима сети 21
1.7 Расчёт и анализ максимального режима сети 24
1.8 Расчёт параметров линий электропередач 27
1.9 Анализ сети по допустимому напряжению 29
1.10 Анализ ЛЭП по нагреву 31
1.11 Расчёт и анализ сети в аварийном режиме 32
1.11.1 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Космос – Лесная 32
1.11.2 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Лесная – Мираж 35
1.11.3 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Космос – Мираж 38
1.11.4 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Самотлор – Космос.. 41
1.12 Анализ ЛЭП по нагреву в аварийном режиме 44
1.13 Выбор сечения проводов ЛЭП для аварийного режима 45
1.14.1 Повторный расчёт и анализ сети при отключении ВЛ-110 кВ Космос – Лесная после реконструкции 47
1.14.2 Повторный расчёт и анализ сети при отключении ВЛ-110 кВ Лесная – Мираж после реконструкции 50
1.14.3 Повторный расчёт и анализ сети при отключении ВЛ-110 кВ Космос – Мираж после реконструкции 53
2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОСТАНЦИИ «ЛЕСНАЯ» 110/10 кВ. 57
2.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей 57
2.2 Выбор силовых трансформаторов 58
2.3 Расчет токов короткого замыкания 61
2.4 Расчетные токи 65
2.4.1 Нормальный режим 65

2.4.2 Утяжеленный режим 66
2.5 Выбор схемы РУ 67
2.5.1 Выбор схемы РУВН 68
2.5.2 Выбор схемы РУНН 69
2.6 Выбор контрольно-измерительных приборов 70
2.7 Оборудование РУВН 71
2.7.1 Выключатели и разъединители 71
2.7.2 Трансформаторы тока 73
2.7.3 Трансформаторы напряжения 75
2.7.4 Токоведущие части 76
2.7.5 Ограничители перенапряжений 78
2.8 Оборудование РУНН 79
2.8.1 Выключатели и разъединители 79
2.8.2 Трансформаторы тока 81
2.8.3 Трансформаторы напряжения 83
2.8.4 Токоведущие части 84
3 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭКРАНОВ СИГНАЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ 86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 90
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 91

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 реконструкция подстанции «Лесная» 110/10 кВ. Это обуславливает необходимость развития электрической сети, которая является важнейшим элементом системы производства, передачи и потребления электрической энергии.

Целью данной работы является умение рассчитывать и анализировать работу электрической сети энергорайона и её возможности.

1 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЙОНА

1.1 Исходные данные существующей сети

В качестве исходных данных представлена электрическая схема соединений существующей сети Нижневартовских электрических сетей. Рассматриваемая сеть по конфигурации является кольцевой. Существующая сеть состоит из 9 узлов и 10 ветвей. На ней указаны: параметры воздушных линий - марка и длинна; типы, число и мощность трансформаторов. Балансирующим узлом принята ПС Космос 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

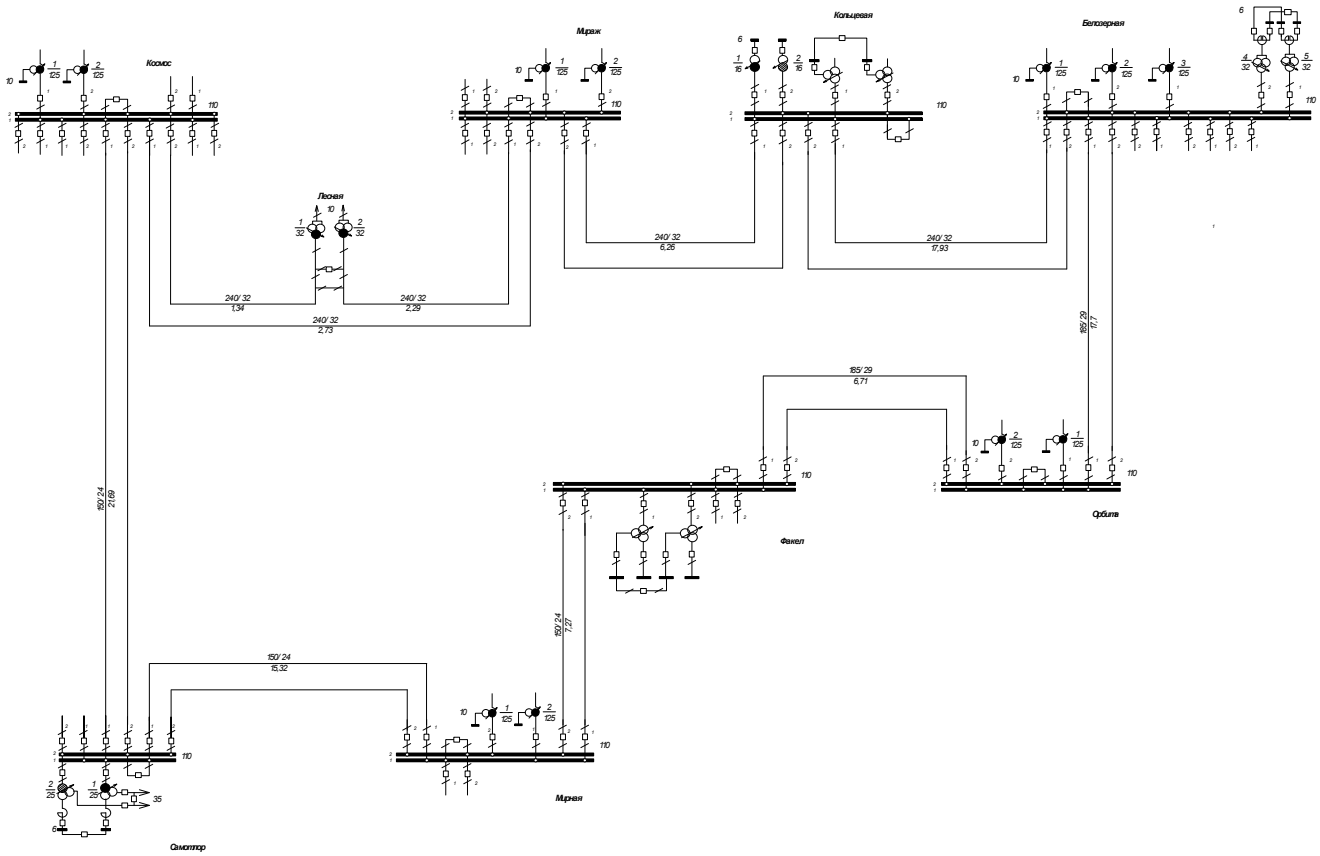


Рисунок 1.1 – Электрическая схема соединений

Таблица 1.1 Данные нагрузок в сети.

№ узла	Название узла	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)		
1	Лесная	38,08	23,599
2	Мираж	41,395	25,654
3	Кольцевая	52,105	32,291
4	Белозерная	-56,27	-34,873
5	Орбита	64,94	40,246
6	Факел	70,295	43,564
7	Мирная	-62,645	-38,823
8	Самотлор	49,555	30,711
∑		197,495	122,376

Таблица 1.2 Параметры линий сети

№ ветви	Название ветви	$N_н$	$N_к$	Марка провода	U,кВ	Длина ЛЭП,км	$I_{доп}$, А
1	Космос – Лесная	0	1	АС 240/32	110	1,34	610
2	Лесная – Мираж	1	2	АС 240/32	110	2,29	610
3	Космос – Мираж	0	2	АС 240/32	110	2,73	610
4	Мираж – Кольцевая	2	3	2хАС 240/32	110	6,26	610
5	Кольцевая – Белозерная	3	4	2хАС 240/32	110	17,93	610
6	Белозерная – Орбита	4	5	2хАС 185/29	110	17,7	510
7	Орбита – Факел	5	6	2хАС 185/29	110	6,71	510
8	Факел – Мирная	6	7	2хАС 150/24	110	7,27	450
9	Мирная – Самотлор	7	8	2хАС 150/24	110	15,32	450
10	Самотлор – Космос	8	0	2хАС 150/24	110	21,69	450

1.2 Характеристика существующей электросети

Существующая сеть состоит из трех 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 выездной оперативной 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 поврежденного 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:

$$\sum P_г = \sum P_п, \qquad (1)$$

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

$\sum P_п$ – 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 обусловливает 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 Шагол.

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

$$\sum P_п = \sum P_н + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_л + \sum \Delta P_т. \qquad (2)$$

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:

$$\sum Q_г + \sum Q_з \pm Q_{ку} \pm Q_с = \sum Q_п , \qquad (3)$$

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

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

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

$Q_с$ – величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $tg\phi_с$

Потребление реактивной мощности в системе слагается из нагрузок потребителей - $\sum Q_н$, собственных нужд электрических станций -$\sum Q_{сн}$, потерь мощности в линиях -$\sum \Delta Q_л$ и трансформаторах -$\sum \Delta Q_т$.

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 текущем, минимальном, максимальном и аварийных 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 модуля 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.

Программный продукт имеет дружественный интерфейс, а также графический режим ввода структурной схемы сети. Ввод исходных данных, а также вывод результатов расчёта осуществляются в удобном для пользователя диалоговом режиме с мгновенным графическим отображением. В программе

имеется возможность использования встроенной справочной базы данных параметров пассивных элементов сети, которая при необходимости может быть доработана.

1.5 Расчёт и анализ текущего режима сети

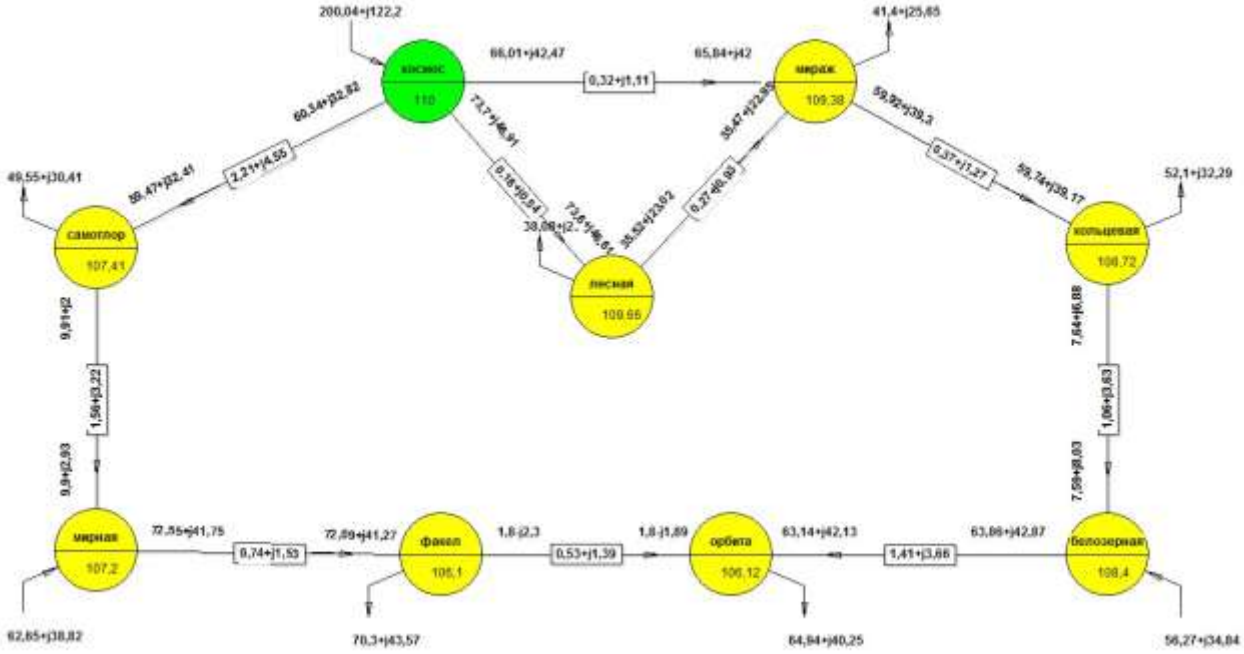


Рисунок 1.5.1 – Карта электрической сети в текущем режиме

Таблица 1.5.1 Анализ расчёта узлов в текущем режиме

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	110	-200,04	-122,2
1	Лесная	Обычный	110	109,66	38,08	23,6
2	Мираж	Обычный	110	109,38	41,4	25,65
3	Кольцевая	Обычный	110	108,72	52,1	32,29
4	Белозерная	Обычный	110	108,4	-56,27	-34,84
5	Орбита	Обычный	110	106,12	64,94	40,25
6	Факел	Обычный	110	106,1	70,3	43,57
7	Мирная	Обычный	110	107,2	-62,65	-38,82
8	Самотлор	Обычный	110	107,41	49,55	30,41
∑					-2,59	-0,09

Таблица 1.5.2 Анализ расчёта сети в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	*l, км*	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	458,59	610	1,911
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	222,92	610	0,929
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	412,08	610	1,717
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	189,4	610	0,789
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	28,34	610	0,118
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	205,68	510	1,112
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	7,51	510	0,041
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	225,71	450	1,505
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	27,47	450	0,183
10	Самотлор – Космос	21,69	2хАС 150/24	181,16	450	1,208

Суммарные потери активной мощности (P): 2,59 МВт

Потери в ЛЭП: 2,59 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 2,527 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,063 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 0,093 МВАр

Потери в ЛЭП: 0,093 МВАр

- индуктивные: 6,237 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -6,144 МВАр

Таблица 1.5.3 Анализ расчёта ветвей в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	73,7	32,82	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	35,52	23,02	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	66,01	42,47	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	59,92	39,3	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	7,64	6,88	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	63,86	42,87	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	1,8	-2,3	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	72,55	41,75	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	9,91	2	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	60,34	32,82	2,21	4,55

1.6 Расчёт и анализ минимального режима сети

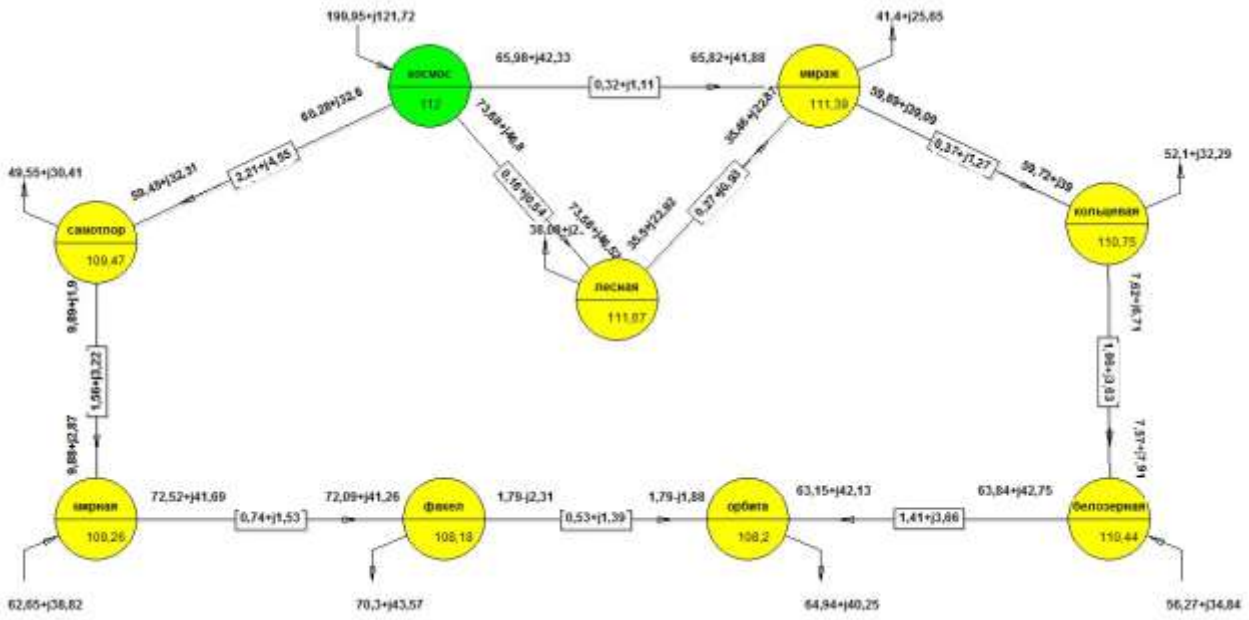


Рисунок 1.6.1 – Карта электрической сети в минимальном режиме

Таблица 1.6.1 Анализ расчёта узлов в минимальном режиме

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	112	-199,95	-121,72
1	Лесная	Обычный	110	111,67	38,08	23,6
2	Мираж	Обычный	110	111,39	41,4	25,65
3	Кольцевая	Обычный	110	110,75	52,1	32,29
4	Белозерная	Обычный	110	110,44	-56,27	-34,84
5	Орбита	Обычный	110	108,2	64,94	40,25
6	Факел	Обычный	110	108,18	70,3	43,57
7	Мирная	Обычный	110	109,26	-62,65	-38,82
8	Самотлор	Обычный	110	109,47	49,55	30,41
∑					-2,5	0,39

Таблица 1.6.2 Анализ расчёта сети в минимальном режиме

№ ветви	Название ветви	$l, км$	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	450,02	610	1,875
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	218,59	610	0,911
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	404,24	610	1,684
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	185,64	610	0,773
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	27,51	610	0,115
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	201,69	510	1,09
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	7,35	510	0,04
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	221,33	450	1,476
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	26,84	450	0,179
10	Самотлор – Космос	21,69	2хАС 150/24	177,55	450	1,184

Суммарные потери активной мощности (P): 2,494 МВт

Потери в ЛЭП: 2,494 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 2,429 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,065 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -0,384 МВАр

Потери в ЛЭП: -0,384 МВАр

- индуктивные: 5,995 МВАр

Таблица 1.6.3 Анализ расчёта ветвей в минимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	73,68	46,8	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	35,5	22,92	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	65,98	42,33	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	59,89	39,09	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	7,62	6,71	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	63,84	42,75	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	1,79	-2,31	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	72,52	41,69	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	9,89	1,9	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	60,28	32,6	2,21	4,55

1.7 Расчёт и анализ максимального режима сети

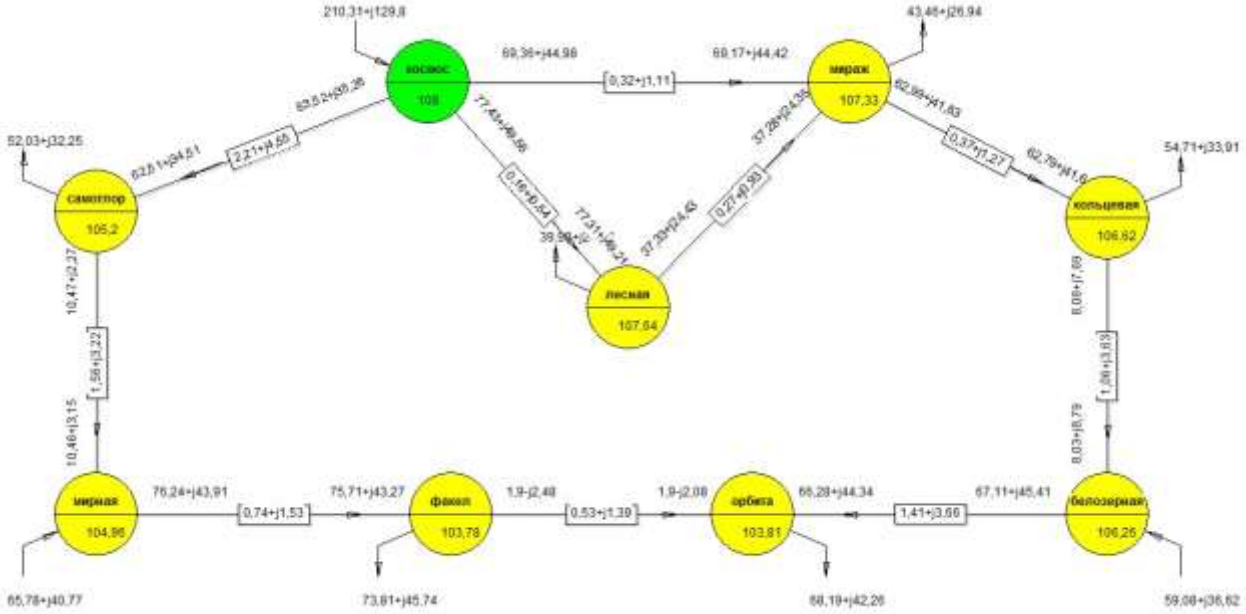


Рисунок 1.7.1 Карта электрической сети в максимальном режиме

Таблица 1.7.1 Анализ расчёта узлов в максимальном режиме

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,31	-129,8
1	Лесная	Обычный	110	107,64	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	107,33	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	106,62	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	106,26	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,81	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,78	73,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,96	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	105,2	52,03	32,25
∑					-2,99	-1,31

Таблица 1.7.2 Анализ расчёта сети в максимальном режиме.

№ ветви	Название ветви	*l, км*	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	491,51	610	2,048
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	239,94	610	0,998
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	442,06	610	1,842
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	203,64	610	0,849
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	31,26	610	0,13
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	220,96	510	1,194
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	8,26	510	0,045
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	242,26	450	1,615
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	29,7	450	0,198
10	Самотлор – Космос	21,69	2хАС 150/24	195,07	450	1,3

Суммарные потери активной мощности (P): 2,981 МВт

Потери в ЛЭП: 2,981 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 2,92 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,061 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 1,307 МВАр

Потери в ЛЭП: 1,307 МВАр

- индуктивные: 7,206 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,9 МВАр

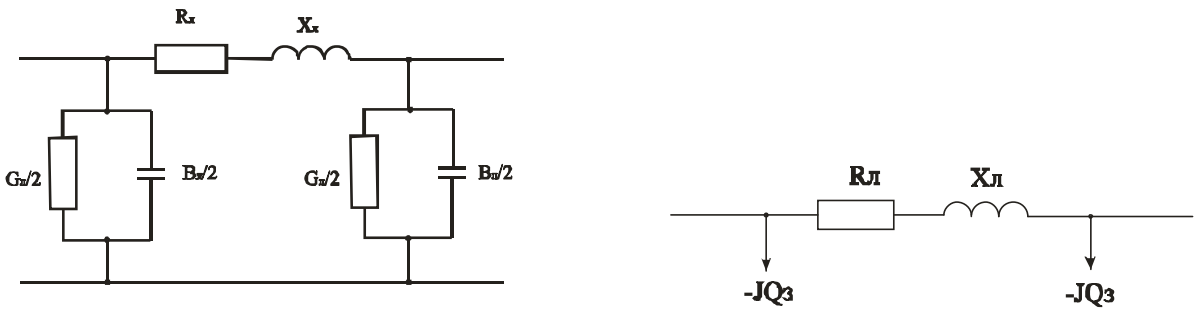
Таблица 1.7.3 Анализ расчёта ветвей в максимальном режиме.

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	77,43	49,56	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	37,33	24,43	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	69,36	44,98	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	62,99	41,83	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	8,08	7,69	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	67,11	45,41	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	1,9	-2,48	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	76,24	43,91	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	10,47	2,27	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	63,52	35,26	2,21	4,55

1.8 Расчёт параметров линий электропередач

В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивление, активная и ёмкостная проводимости) равномерно распределены по длине.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длинной до 300 – 400 км обычно представляются П – образной схемой замещения.



А) В)

Рисунок 1.5 – схема замещения ВЛ

А) П – образная схема замещения; В) упрощённая схема замещения

Активное сопротивление определяется:

$$r_л = r_0 \cdot l \qquad (4)$$

где r_0 - удельное сопротивление, Ом/км;

l - длина линии, км;

проводимости) равномерно распределены по длине.

Реактивное сопротивление определяется:

$$x_л = x_0 \cdot l \qquad (5)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление, Ом/км;

Активная проводимость линии соответствует двум видам потерь активной мощности: от тока утечки через изоляторы и на корону. Токи утечки через изоляторы малы, и потерями мощности можно пренебречь. В воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше при определённых условиях напряжённость электрического поля на поверхности провода возрастает и становиться больше критической. Воздух вокруг провода интенсивно ионизируется, образуя свечение – корону. Короне соответствуют потери активной мощности. Наиболее

радикальным средством снижения потерь мощности на корону является увеличение диаметра провода. Наименьшее допустимое сечение провода по короне для напряжения 110 кВ – 70 мм^2.

При расчёте установившихся режимов сетей до 220 кВ активная проводимость не учитывается.

Ёмкостная проводимость линии $b_л$ обусловлена ёмкостями между проводами разных фаз и ёмкостью провод – земля и определяется по формуле:

$$b_л = b_0 \cdot l \qquad (6)$$

где b_0 - удельная ёмкостная проводимость, См/км;

Значения для r_0, x_0 и b_0 выбираются из справочных данных. После чего рассчитываются параметры линий:

$$r_э = \frac{r_o \cdot l}{n}, Ом \qquad (7)$$

где n - количество цепей линии

$$x_э = \frac{x_o \cdot l}{n}, Ом \qquad (8)$$

$$b_э = n \cdot b_o \cdot l, См \qquad (9)$$

Определяются параметры зарядной мощности линии:

$$Q_c = U_{ном}^2 \cdot b_э \qquad (10)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение линии, В

Так производится расчёт параметров ЛЭП.

1.9 Анализ сети по допустимому напряжению

Качество электроэнергии характеризуется показателями, определяющими ступень соответствия напряжения и частоты в сети их нормированным значениям. Для большинства нормированных показателей установлены нормально допустимые и предельно допустимые значения. При этом за интервал времени измерений не менее 24 ч значения показателей должны находится в пределах нормально допустимой величины. Это требование необходимо соблюдать во всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, кроме режимов, обусловленных стихийными бедствиями и непредвиденными ситуациями.

Важнейшим показателем режима сети, непосредственно влияющим на качество электрической энергии, надёжность электроснабжения потребителей и экономичность работы сети, является напряжение.

В реальных режимах электрических сетей действительные напряжения всегда отличаются от номинальных. Эта разница характеризуется отклонением напряжения.

Отклонение напряжения – это разность между действительным значением напряжения U и его номинальным значением для сети $U_{ном}$, выраженная в процентах от номинального.

$$V,_{\%} = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}} 100 \qquad (11)$$

Отклонения напряжения это медленно протекающие изменения напряжения возникающие в связи с изменением режима работы источников электроэнергии или нагрузки.

Для каждого электротехнического устройства устанавливаются допустимые отклонения напряжения ($\pm V_{ДОП}$)

Допустимое напряжение на подстанции должно находится в пределах $\pm 5\%$ от номинального и для подстанций с РПН $\pm 15\%$ [4]. По результатам таблиц 1.5.1; 1.6.1; 1.7.1 запишем значения максимального и минимального напряжения в таблицу 1.8.

Таблица 1.8 – Значения максимального и минимального напряжения

№ узла	Название узла	Режим работы сети	U_{max} , кВ
1	Лесная	текущий	109,66
		минимальный	111,67
		максимальный	107,64
№ узла	Название узла	Режим работы сети	U_{min} , кВ
6	Факел	текущий	106,1
		минимальный	108,18
		максимальный	103,78

Рассчитаем максимальное значение напряжения для подстанций с РПН.

$$U_{\max} = U_{ном} + 0{,}15 \cdot U_{ном}, \quad (12)$$

$$U_{\max} = 110 + 0{,}15 \cdot 110 = 126{,}5 \ кВ.$$

Рассчитаем минимальное значение напряжения для подстанций с РПН.

$$U_{\min} = U_{ном} - 0{,}15 \cdot U_{ном}, \quad (13)$$

$$U_{\min} = 110 - 0{,}15 \cdot 110 = 93{,}5 \ кВ.$$

Как видно по таблице 1.8 напряжения в различных режимах работы сети лежат в допустимых пределах. Соответственно можно считать, что значения напряжения в сети допустимы.

1.10 Анализ ЛЭП по нагреву

Выполнив расчёты в программе NetWorks, и проанализировав полученные расчётные данные, которые показали, что на перечисленных воздушных линиях в (таблицах 1.5.2; 1.6.2; 1.7.2), значения максимального тока не превышают длительно допустимый ток в текущем, минимальном и максимальном режимах.

1.11 Расчёт и анализ сети в аварийном режиме

Рассмотрим четыре аварийных режима работы сети:

1 Отключение ВЛ-110 кВ Космос – Лесная

2 Отключение ВЛ-110 кВ Лесная – Мираж

3 Отключение ВЛ-110 кВ Космос – Мираж

4 Отключение ВЛ-110 кВ Самотлор – Космос

1.11.1 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Космос – Лесная

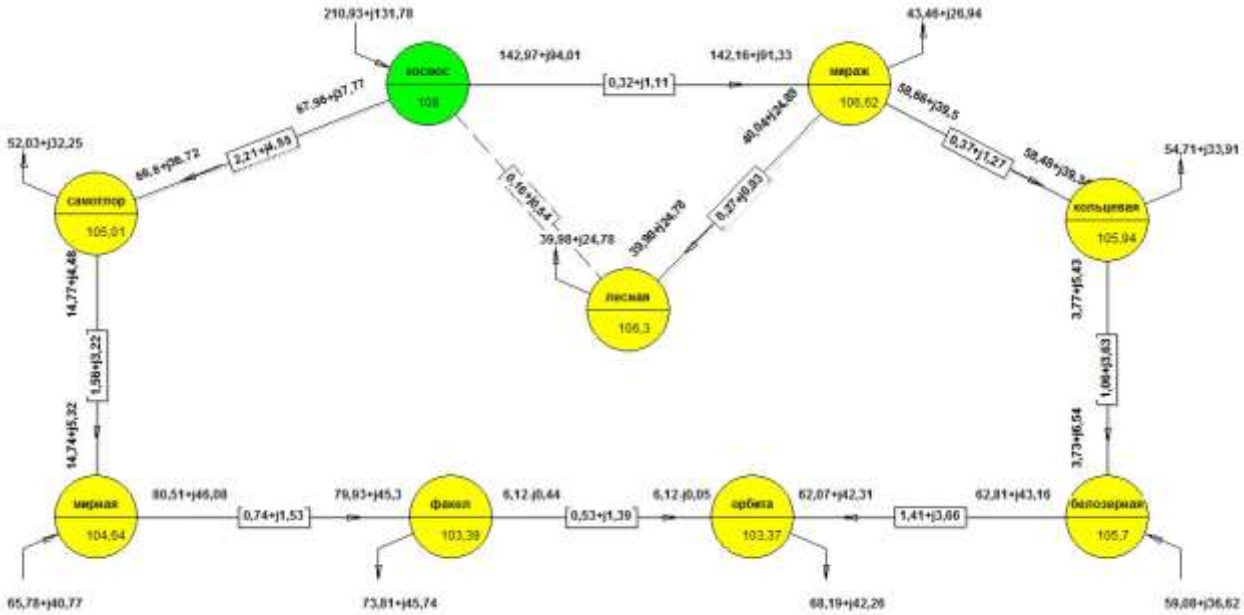


Рисунок 1.11.1.1 – Карта электрической сети в аварийном режиме при отключении ВЛ-110 кВ Космос – Лесная

Таблица 1.11.1.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Космос – Лесная

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,93	-131,78
1	Лесная	Обычный	110	106,3	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	106,62	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	105,94	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	105,7	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,37	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,39	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,64	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	105,01	52,03	32,25

Таблица 1.11.1.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Космос – Лесная

№ ветви	Название ветви	*l, км*	Марка провода	I, A	$I_{доп}$,A	i,A/мм^2
1	Космос – Лесная	-	-	-	-	-
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	255,39	610	1,064
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	914,86	610	3,812
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	191,76	610	0,799
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	19,27	610	0,08
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	208,97	510	1,13
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	17,1	510	0,092
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	256,23	450	1,708
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	42,81	450	0,285
10	Самотлор – Космос	21,69	2хАС 150/24	208,72	450	1,391

Суммарные потери активной мощности (P): 3,602 МВт

Потери в ЛЭП: 3,602 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,544 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,058 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 3,296 МВАр

Потери в ЛЭП: 3,296 МВАр

- индуктивные: 9,108 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,812 МВАр

Таблица 1.11.1.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Космос – Лесная

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	-	-	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	40,04	24,89	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	142,97	94,01	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	58,66	39,5	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	3,77	5,43	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	62,81	43,16	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	6,12	-0,44	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	80,51	46,08	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	14,77	4,48	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	67,96	37,77	2,21	4,55

1.11.2 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Лесная – Мираж

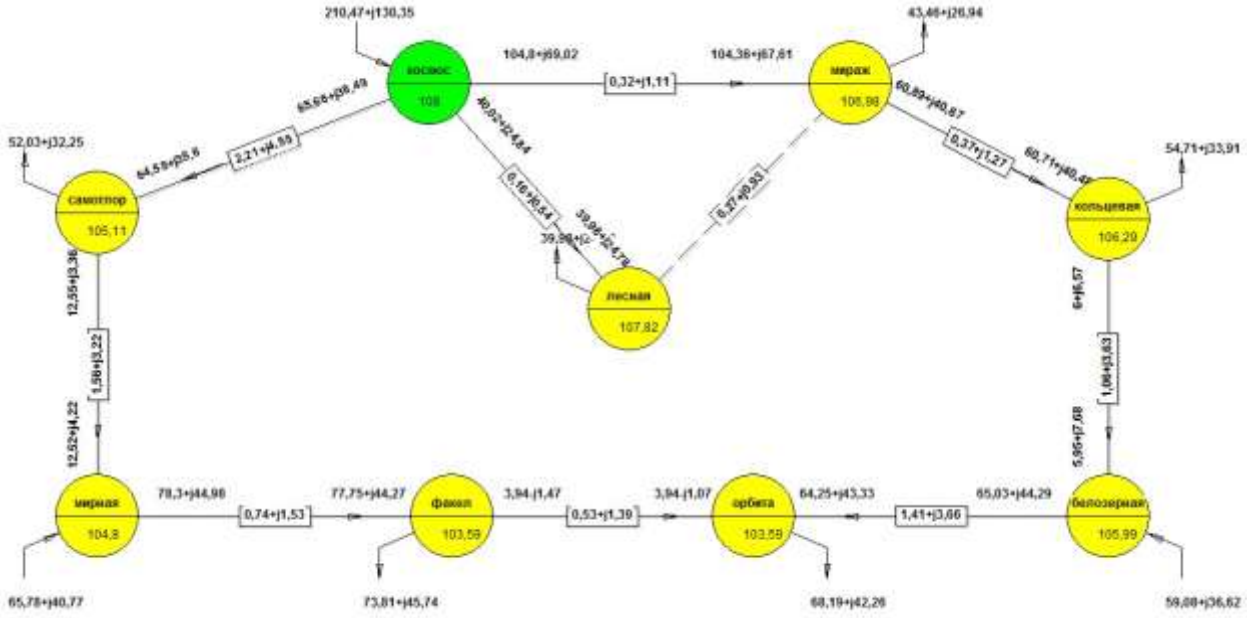


Рисунок 1.11.2.1 – Карта электрической сети в аварийном режиме при отключении ВЛ-110 кВ Лесная – Мираж

Таблица 1.11.2.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Лесная – Мираж

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,47	-130,35
1	Лесная	Обычный	110	107,82	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	106,98	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	106,29	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	105,99	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,59	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,59	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,8	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	105,11	52,03	32,25

Таблица 1.11.2.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Лесная – Мираж

№ ветви	Название ветви	l, км	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	251,84	610	1,049
2	Лесная – Мираж	-	-	-	-	-
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	670,93	610	2,796
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	197,88	610	0,825
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	25,29	610	0,105
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	215,15	510	1,163
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	11,53	510	0,062
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	249,03	450	1,66
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	36,02	450	0,24
10	Самотлор – Космос	21,69	2хАС 150/24	201,68	450	1,345

Суммарные потери активной мощности (P): 3,143 МВт

Потери в ЛЭП: 3,143 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,085 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,058 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 1,857 МВАр

Потери в ЛЭП: 1,857 МВАр

- индуктивные: 7,662 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,805 МВАр

Таблица 1.11.2.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Лесная – Мираж

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	40,02	36,49	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	-	-	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	104,8	69,02	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	60,89	40,67	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	6	6,57	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	65,03	44,29	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	3,94	-1,47	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	78,3	44,98	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	12,55	3,36	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	65,66	36,49	2,21	4,55

1.11.3 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Космос – Мираж

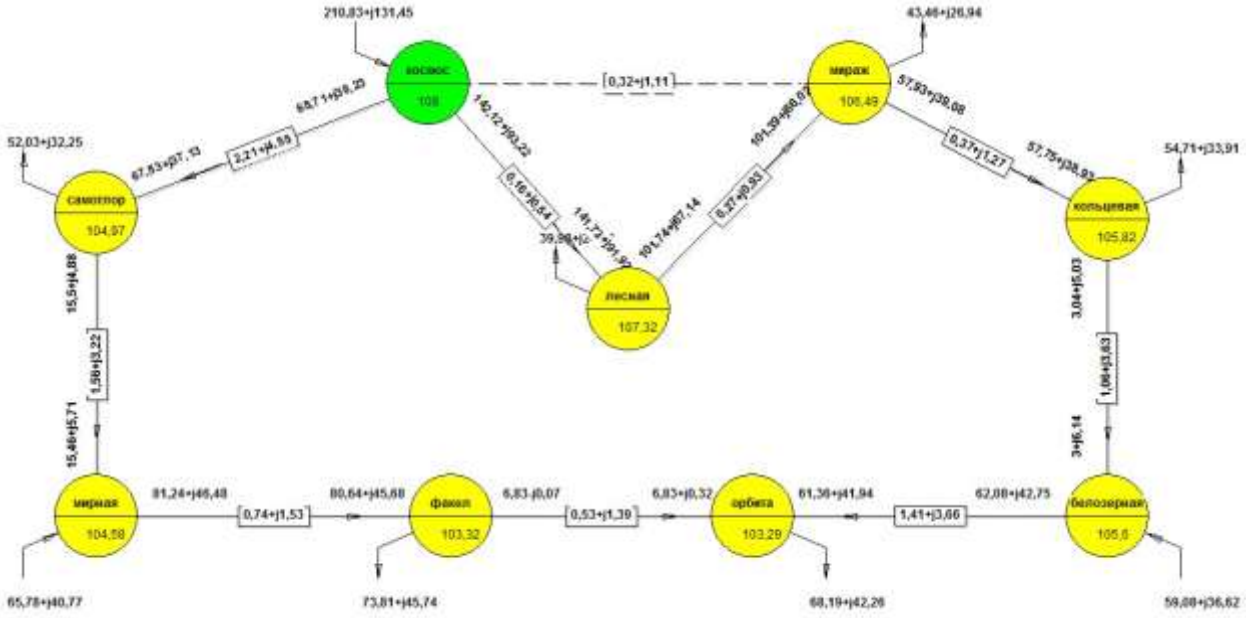


Рисунок 1.11.3.1 – Карта электрической сети в аварийном режиме при отключении ВЛ-110 кВ Космос – Мираж

Таблица 1.11.3.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Космос – Мираж

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,83	-131,45
1	Лесная	Обычный	110	107,32	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	106,49	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	105,82	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	105,6	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,29	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,32	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,58	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	104,97	52,03	32,25

Таблица 1.11.3.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Космос – Мираж

№ ветви	Название ветви	*l, км*	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	908,67	610	3,786
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	655,86	610	2,733
3	Космос – Мираж	-	-	-	-	-
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	189,71	610	0,079
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	17,34	610	0,072
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	206,9	610	0,118
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	19,09	510	0,103
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	258,64	450	1,724
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	45,07	450	0,3
10	Самотлор – Космос	21,69	2хАС 150/24	211,07	450	1,407

Суммарные потери активной мощности (P): 3,502 МВт

Потери в ЛЭП: 3,502 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,445 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,057 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 2,964 МВАр

Потери в ЛЭП: 2,964 МВАр

- индуктивные: 8,724 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,761 МВАр

Таблица 1.11.3.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Космос – Мираж

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	142,12	93,22	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	101,74	67,14	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	-	-	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	57,93	39,08	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	3,04	5,03	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	62,08	42,75	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	6,83	-0,07	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	81,24	46,48	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	15,5	4,88	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	68,71	38,23	2,21	4,55

1.11.4 Расчёт и анализ сети с отключением ВЛ-110 кВ Самотлор – Космос

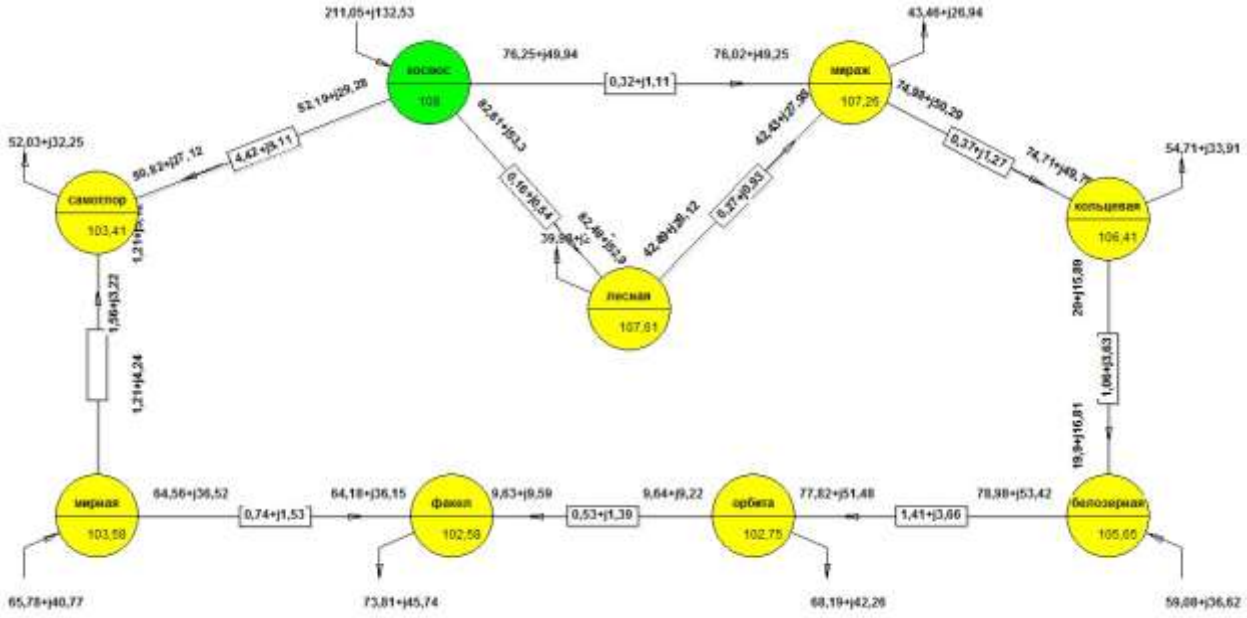


Рисунок 1.11.4.1 – Карта электрической сети в аварийном режиме при отключении ВЛ-110 кВ Самотлор – Космос

Таблица 1.11.4.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Самотлор – Космос

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-211,05	-132,52
1	Лесная	Обычный	110	107,61	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	107,26	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	106,41	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	105,65	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	102,75	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	102,58	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	103,58	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	103,41	52,03	32,25

Таблица 1.11.4.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Самотлор – Космос

№ ветви	Название ветви	*l, км*	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	525,64	610	2,19
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	273,49	610	1,14
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	487,4	610	2,031
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	243,28	610	1,014
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	70,22	610	0,293
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	261,36	510	1,413
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	37,86	510	0,205
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	207,83	450	1,38
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	13,5	450	0,09
10	Самотлор – Космос	21,69	АС 150/24	320,79	450	2,139

Суммарные потери активной мощности (P): 3,72 МВт

Потери в ЛЭП: 3,72 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,66 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,06 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 4,038 МВАр

Потери в ЛЭП: 4,038 МВАр

- индуктивные: 9,186 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,148 МВАр

Таблица 1.11.4.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Самотлор – Космос

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	82,61	53,3	0,16	0,54
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	42,61	28,12	0,27	0,93
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	76,25	49,94	0,32	1,11
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	74,98	50,29	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	20	15,89	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	78,98	53,42	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	9,64	9,22	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	64,56	36,52	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	1,21	4,24	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	52,19	29,28	2,21	4,55

1.12 Анализ ЛЭП по нагреву в аварийном режиме

Анализ расчётов первого и второго аварийных режимов показывает, что на линии Космос-Мираж максимальный ток линии превышает допустимый ток расчётов линии.

Расчёты третьего режима определили превышение максимальных токов выше допустимых на линиях Космос – Лесная и Лесная - Мираж.

Таблица 1.12.1 Максимальные значения токов

№ ветви	Название ветви	*l, км*	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	914,86	610	3,812
3	Космос – Мираж	2,73	АС 240/32	670,93	610	2,796
1	Космос – Лесная	1,34	АС 240/32	908,67	610	3,786
2	Лесная – Мираж	2,29	АС 240/32	655,86	610	2,733

Для работоспособности кольцевой сети 110 кВ требуется произвести реконструкцию воздушных линий по замене провода ВЛ-110 кВ, указанных в таблице 1.12.1

1.13 Выбор сечения проводов ЛЭП для аварийного режима

Выбор сечения проводов производится по нормированным обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока (j =1А/мм^2), или экономической мощности. Так же выбранные провода проверяют по утяжелённому режиму работы.

$$F = \frac{I_p}{J_н}, \text{ мм}^2 \qquad (14)$$

I_p - расчётный ток, А;

$j_н$ - нормированная плотность тока, А/мм^2

Расчетный ток линии.

$$I_p = \frac{I_{\max}}{n}, \qquad (15)$$

где $I_{\max}$ – ток линии в максимальном режиме;

n – число цепей.

Для линии Космос –Мираж

$$I_{p1} = \frac{915}{2} = 457{,}5 A.$$

Сечение провода.

$$F_1 = \frac{457{,}5}{1} = 457{,}5 мм^2.$$

Для линии Космос –Лесная

$$I_{p2} = \frac{909}{2} = 454{,}5 A.$$

Сечение провода.

$$F_2 = \frac{454{,}5}{1} = 454{,}5 мм^2.$$

Для линии Лесная –Мираж

$$I_{рз} = \frac{656}{2} = 328\,A.$$

Сечение провода.

$$F_з = \frac{328}{1} = 328\,мм^2.$$

Данные выбора провода, реконструкции ВЛ-110 кВ занесём в таблицу 1.13.1.

Таблица 1.13.1 – Марки проводов

№ ветви	Название ветви	l , км	Марка провода	$I_{доп}$,А
1	Космос – Лесная	1,34	АС-500/64	945
2	Лесная – Мираж	2,29	АС-400/51	825
3	Космос – Мираж	2,73	АС-500/64	945

После реконструкции ВЛ-110 кВ указанных в таблице 1.13.1 выполняем повторный расчёт и анализ аварийных режимов с отключением ВЛ-110 кВ Космос – Лесная, Лесная – Мираж и Космос – Мираж.

1.14.1 Повторный расчёт и анализ сети при отключении ВЛ-110 кВ Космос – Лесная после реконструкции

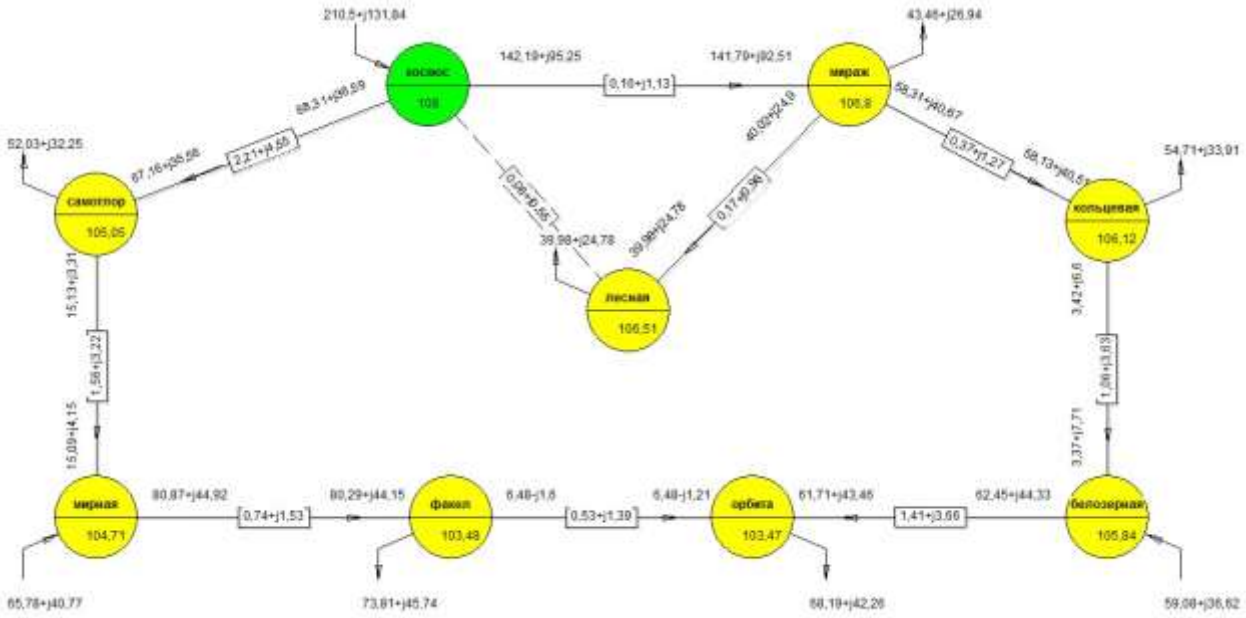


Рисунок 1.14.1.1 – Карта электрической сети при отключении линии Космос – Лесная после реконструкции

Таблица 1.14.1.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Космос – Лесная после реконструкции

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,5	-131,84
1	Лесная	Обычный	110	106,51	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	106,8	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	106,12	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	105,84	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,47	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,48	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,71	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	105,05	52,03	32,25

Таблица 1.14.1.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Космос – Лесная после реконструкции

№ ветви	Название ветви	$l, км$	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	-	-	-	-	-
2	Лесная – Мираж	2,29	АС-400/51	254,88	825	0,637
3	Космос – Мираж	2,73	АС-500/64	915,06	945	1,83
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	192,45	610	0,802
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	21,58	610	0,09
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	209,75	510	1,134
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	18,49	510	0,1
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	255,32	450	1,702
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	42,84	450	0,286
10	Самотлор – Космос	21,69	2х АС 150/24	207,99	450	1,387

Суммарные потери активной мощности (P): 3,171МВт

Потери в ЛЭП: 3,171 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,115 МВТ

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,056 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 3,351 МВАр

Потери в ЛЭП: 3,351 МВАр

- индуктивные: 9,168 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,818 МВАР

Таблица 1.14.1.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Космос – Лесная после реконструкции

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	-	-	0,08	0,55
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	40,02	24,9	0,17	0,96
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	142,19	95,25	0,16	1,13
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	58,31	40,67	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	3,42	6,6	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	62,45	44,33	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	6,48	-1,6	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	80,87	44,92	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	15,13	3,31	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	68,31	36,59	2,21	4,55

1.14.2 Повторный расчёт и анализ сети при отключении ВЛ-110 кВ Лесная – Мираж после реконструкции

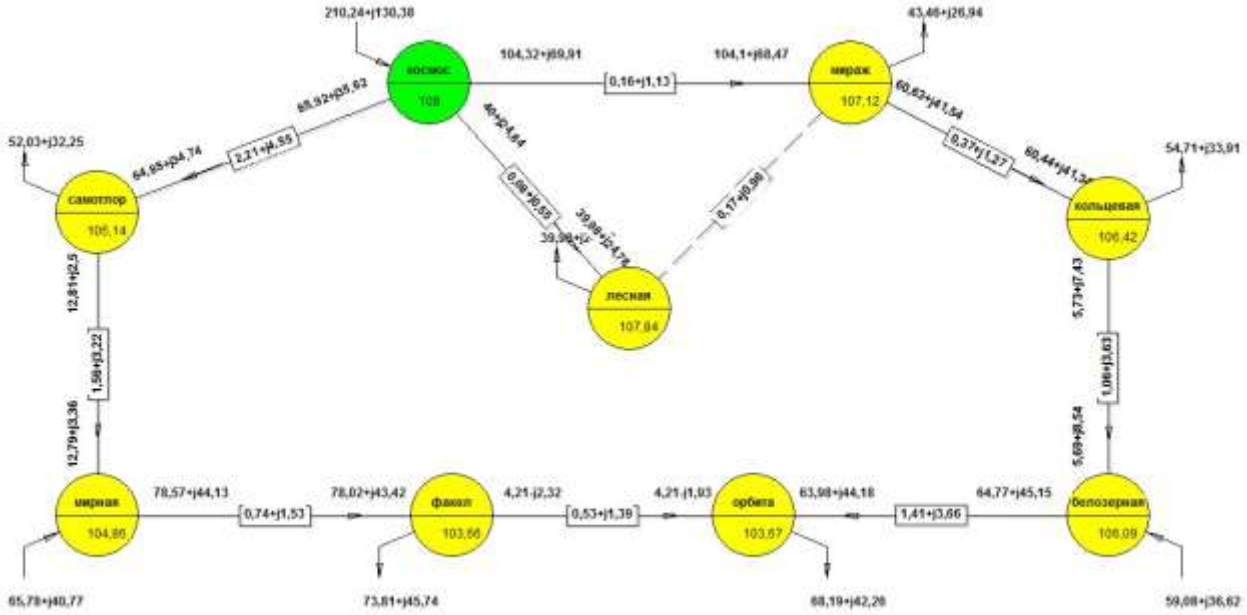


Рисунок 1.14.2.1 – Карта электрической сети при отключении линии Лесная – Мираж после реконструкции

Таблица 1.14.2.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Лесная – Мираж после реконструкции

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,24	-130,38
1	Лесная	Обычный	110	107,84	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	107,12	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	106,42	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	106,09	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,67	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,66	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,86	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	105,14	52,03	32,25

Таблица 1.14.2.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Лесная – Мираж после реконструкции

№ ветви	Название ветви	$l, км$	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС-500/64	251,77	945	0,504
2	Лесная – Мираж	-	-	-	-	-
3	Космос – Мираж	2,73	АС-500/64	671,44	945	1,343
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	198,35	610	0,826
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	26,67	610	0,111
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	215,69	510	1,166
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	13,12	510	0,071
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	248,37	450	1,656
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	36,11	450	0,241
10	Самотлор – Космос	21,69	2х АС 150/24	201,16	450	1,341

Суммарные потери активной мощности (P): 2,906МВт

Потери в ЛЭП: 2,906 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 2,851 МВТ

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,056 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 1,186 МВАр

Потери в ЛЭП: 1,186 МВАр

- индуктивные: 7,695 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,809 МВАР

Таблица 1.14.2.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Лесная – Мираж после реконструкции.

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	40	24,84	0,08	0,55
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	-	-	0,17	0,96
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	104,32	69,91	0,16	1,13
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	60,63	41,54	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	5,73	7,43	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	64,77	45,15	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	4,21	-2,32	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	78,57	44,13	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	12,81	2,5	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	65,92	35,62	2,21	4,55

1.14.3 Повторный расчёт и анализ сети при отключении ВЛ-110 кВ Космос – Мираж после реконструкции

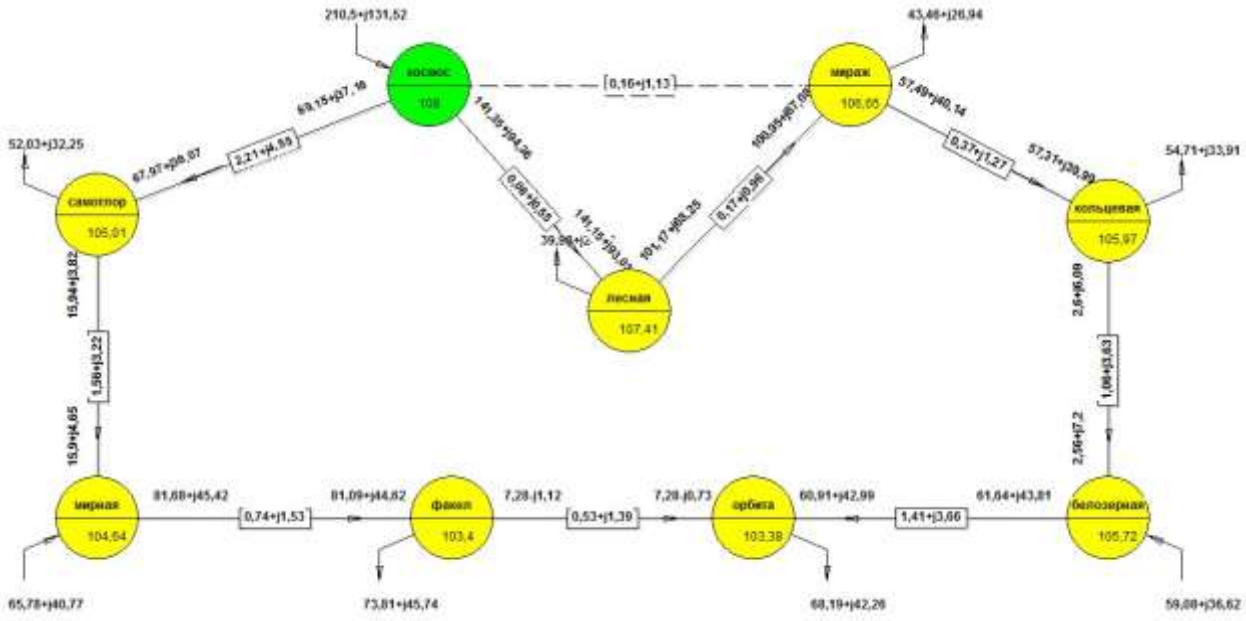


Рисунок 1.14.3.1 – Карта электрической сети при отключении линии Космос – Мираж после реконструкции

Таблица 1.13.4.1 Анализ расчёта узлов при отключении линии Космос – Мираж после реконструкции

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар.
0	Космос (БУ)	Базисный	110	108	-210,5	-131,84
1	Лесная	Обычный	110	107,41	39,98	24,78
2	Мираж	Обычный	110	106,65	43,46	26,94
3	Кольцевая	Обычный	110	105,97	54,71	33,91
4	Белозерная	Обычный	110	105,72	-59,08	-36,62
5	Орбита	Обычный	110	103,38	68,19	42,26
6	Факел	Обычный	110	103,4	75,81	45,74
7	Мирная	Обычный	110	104,64	-65,78	-40,77
8	Самотлор	Обычный	110	105,01	52,03	32,25

Таблица 1.13.4.2 Анализ расчёта сети при отключении линии Космос – Мираж после реконструкции

№ ветви	Название ветви	$l, км$	Марка провода	I, А	$I_{доп}$,А	i,А/мм^2
1	Космос – Лесная	1,34	АС-500/64	908,58	945	1,817
2	Лесная – Мираж	2,29	АС-400/51	656,05	825	1,64
3	Космос – Мираж	-	-	-	-	-
4	Мираж – Кольцевая	6,26	2хАС 240/32	190,08	610	0,792
5	Кольцевая – Белозерная	17,93	2хАС 240/32	19,4	610	0,081
6	Белозерная – Орбита	17,7	2хАС 185/29	207,36	510	1,121
7	Орбита – Факел	6,71	2хАС 185/29	20,48	510	0,111
8	Факел – Мирная	7,27	2хАС 150/24	258,11	450	1,721
9	Мирная – Самотлор	15,32	2хАС 150/24	45,37	450	0,302
10	Самотлор – Космос	21,69	2х АС 150/24	210,71	450	1,405

Суммарные потери активной мощности (P): 3,171МВт

Потери в ЛЭП: 3,171 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,115 МВТ

- условно-постоянные в ЛЭП: 0,055 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 3,033 МВАр

Потери в ЛЭП: 3,033 МВАр

- индуктивные: 8,798 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -5,766 МВАР

Таблица 1.13.4.3 Анализ расчёта ветвей при отключении линии Космос – Мираж после реконструкции

№ ветви	Название ветви	Тип	$N_н$	$N_к$	$P_н$, МВт.	$Q_н$, МВар	r, Ом	x, Ом
1	Космос – Лесная	ЛЭП	0	1	141,35	94,36	0,08	0,55
2	Лесная – Мираж	ЛЭП	1	2	101,17	68,25	0,17	0,96
3	Космос – Мираж	ЛЭП	0	2	-	-	0,16	1,13
4	Мираж – Кольцевая	ЛЭП	2	3	57,49	40,14	0,37	1,27
5	Кольцевая – Белозерная	ЛЭП	3	4	2,6	6,09	1,06	3,63
6	Белозерная – Орбита	ЛЭП	4	5	61,64	43,81	1,41	3,66
7	Орбита – Факел	ЛЭП	5	6	7,28	-1,12	0,53	1,39
8	Факел – Мирная	ЛЭП	6	7	81,68	45,42	0,74	1,53
9	Мирная – Самотлор	ЛЭП	7	8	15,94	3,82	1,56	3,22
10	Самотлор – Космос	ЛЭП	8	0	69,15	37,16	2,21	4,55

Выполнив повторные расчёты, после реконструкции ВЛ-110 кВ получили другие значения режимов сети.

Значения максимального тока в линиях, допустимого длительного тока для каждой линии и рабочей плотности линии, А/мм^2 находятся в допустимых пределах. Таким образом, видно что, сеть работает нормально и в аварийных режимах.

2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОСТАНЦИИ «ЛЕСНАЯ» 110/10 кВ

2.1 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: $S_{\text{нагр}} = 50\ MBA$, следовательно (без учетов коэффициентов мощностей), $S = S_{нагр} = 50\ MBA$.

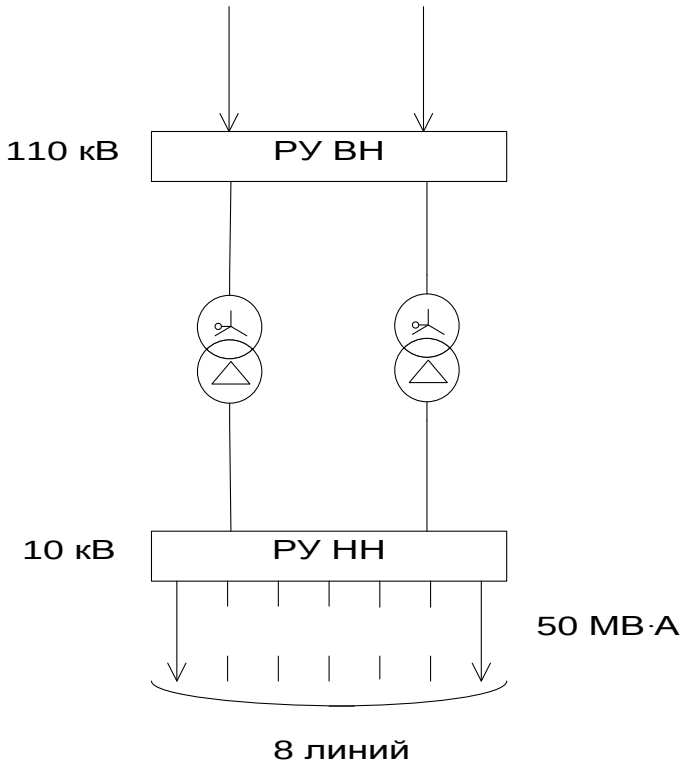


Рисунок 2.1.1 – Структурная схема подстанции

2.2 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]:

$$S_{TP} \geq \frac{S_{нагр}}{k_{пер}}, \tag{16}$$

где $S_{нагрНН}$ – нагрузка на трансформатор;

$k_{пер} = 1{,}4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$S_{TP} \geq \frac{50}{1.4} = 35{,}71\,MBA.$$

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:

$$K_{П} = \frac{S_{НАГР}}{(n-1)\cdot S_{TH}}, \tag{17}$$

где n – число трансформаторов на подстанции;

S_{TH} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Подставляя числовые значения, получим:

$$K_{П} = \frac{50}{(2-1)\cdot 40} = 1{,}25.$$

Коэффициент перегрузки трансформатора меньше 1,4, что соответствует ПУЭ. Величину коэффициента загрузки в нормальном режиме работы трансформатора найдем по формуле

$$K_З = \frac{S_{НАГР}}{n \cdot S_{ТН}}. \quad (18)$$

Подставляя числовые значения, получим

$$K_З = \frac{50}{2 \cdot 40} = 0{,}625$$

Коэффициент загрузки трансформатора меньше 0,7, что соответствует ПУЭ.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

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

Программа ToKo 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 ToKo 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 2.3.1 и на стороне низшего напряжения – рисунок 2.3.2.

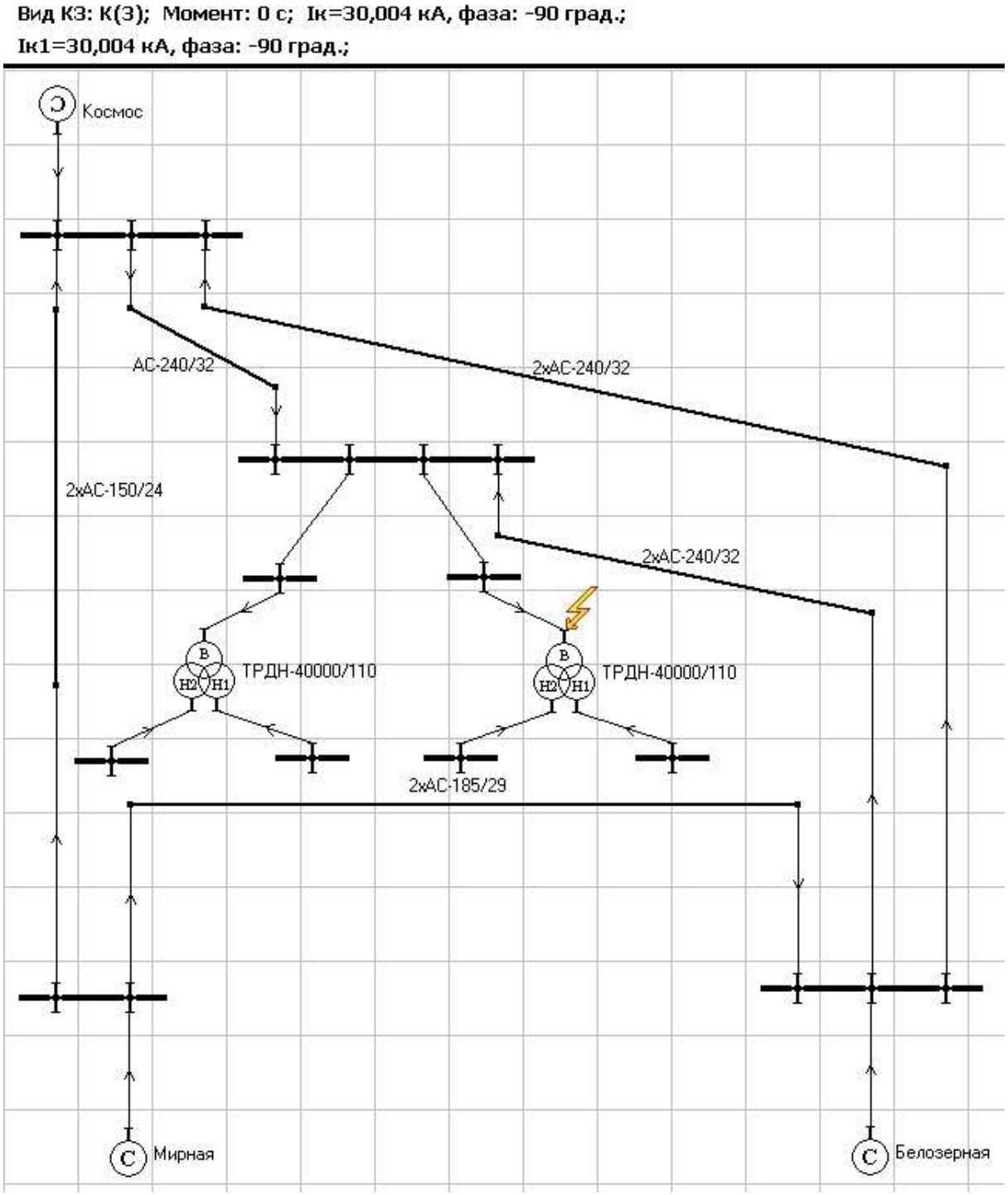


Рисунок 2.3.1 – Расчет короткого замыкания на стороне высшего напряжения

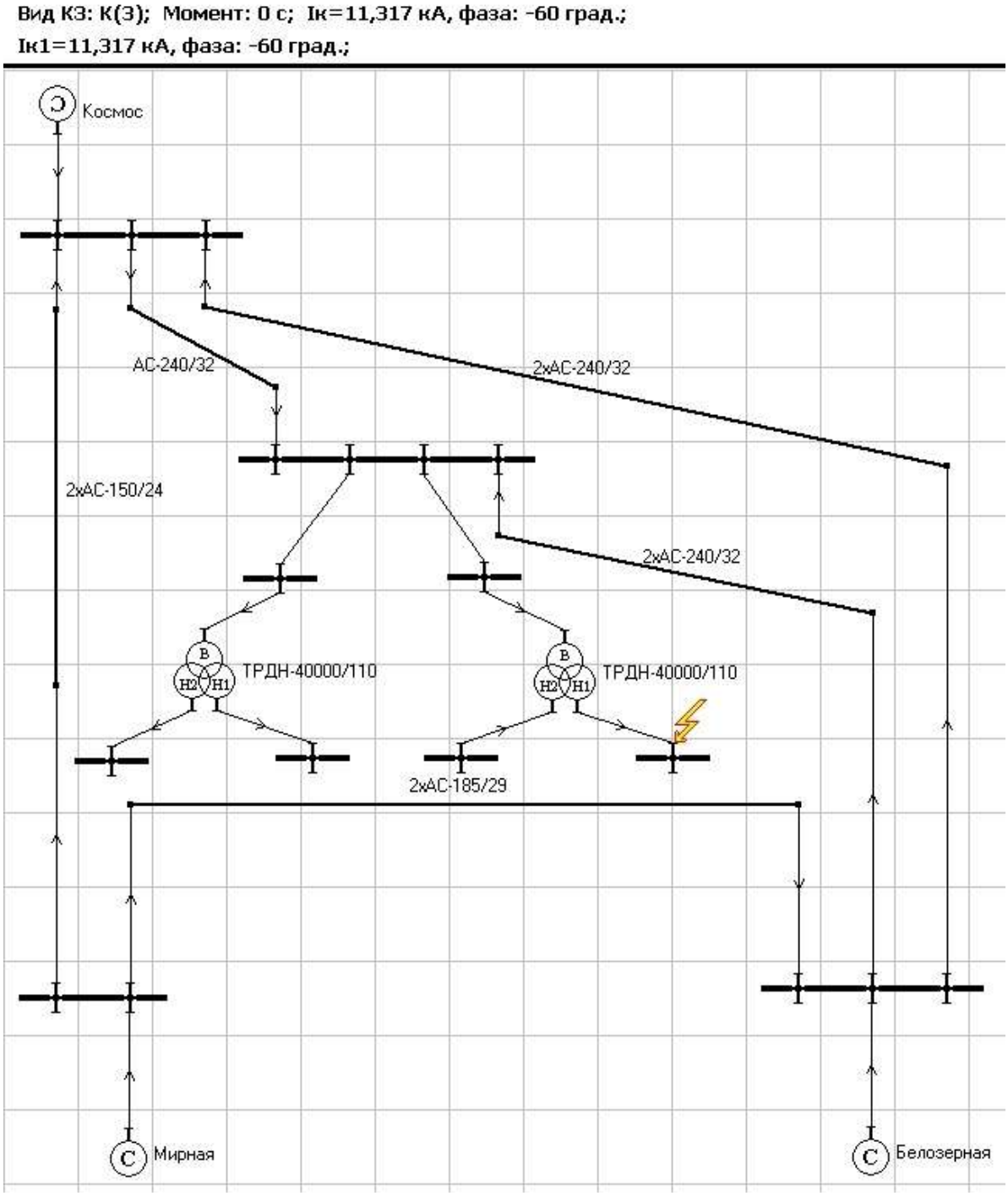


Рисунок 2.3.2 – Расчет короткого замыкания на стороне низшего напряжения

Трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени $I_{П.О} = 30{,}004\ кА$.

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П.О}, \tag{19}$$

где $k_y = 1{,}608$ из [5] табл.2.2.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1{,}608 \cdot 30{,}004 = 68{,}23\ кА.$$

Трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени $I_{П.О} = 11{,}317\ кА$.

Амплитудное значение ударного тока

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П.О}, \tag{20}$$

где $k_y = 1{,}82$ из [5] табл.2.2.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.82 \cdot 11{,}317 = 29{,}12\ кА.$$

2.4 Расчетные токи

2.4.1 Нормальный режим

Линии ввода для РУ-110 кВ на подстанции.

$$I_{\text{пит ллини}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \tag{21}$$

$$I_{\text{пит ллини}} = \frac{50 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125{,}51\ A.$$

Трансформатор на стороне ВН.

$$I_{\text{норм ВН}} = \frac{K_З \cdot S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \tag{22}$$

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

Трансформатор на стороне НН.

$$I_{\text{норм НН}} = \frac{K_З \cdot S_{Т.Н}}{n_{обм} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \tag{23}$$

$$I_{\text{норм НН}} = \frac{0.7 \cdot 40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 734{,}81\ A.$$

Отходящая линия на стороне НН.

$$I_{\text{отх лин}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{ОТХ} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \tag{24}$$

$$I_{\text{отх лин}} = \frac{50 \cdot 10^6}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 360{,}84\ A.$$

2.4.2 Утяжеленный режим

Линии ввода для РУ-110 кВ на подстанции.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов (рабочих выключателей) определим из условия, что один из вводов нагружен на полную мощность подстанции.

$$I_{\text{пит ллини max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1)\cdot\sqrt{3}\cdot U_{\text{ВН}}}\ , \tag{25}$$

$$I_{\text{пит ллини max}} = \frac{50\cdot 10^6}{(2-1)\cdot\sqrt{3}\cdot 110\cdot 10^3} = 262{,}44\ A.$$

Трансформатор на стороне ВН.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях силового трансформатора определим из условия, что один трансформатор нагружен на полную мощность из-за выхода из строя второго трансформатора.

$$I_{\max \text{ВН}} = \frac{K_{П}\cdot S_{Т.Н}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ВН}}}\ , \tag{26}$$

$$I_{\max \text{ВН}} = \frac{1{,}4\cdot 40\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 115\cdot 10^3} = 281{,}14\ A.$$

Трансформатор на стороне НН.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях силового трансформатора определим из условия, что один трансформатор нагружен на полную мощность из-за выхода из строя второго трансформатора.

$$I_{\max \text{НН}} = \frac{K_{П}\cdot S_{Т.Н}}{n_{обм}\cdot\sqrt{3}\cdot U_{\text{НН}}} \tag{27}$$

$$I_{\max \text{НН}} = \frac{1{,}4\cdot 40\cdot 10^6}{2\cdot\sqrt{3}\cdot 11\cdot 10^3} = 1470\ A.$$

Отходящая линия на стороне НН.

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

$$I_{\text{отх лин max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n_{ОТХ}-1)\cdot\sqrt{3}\cdot U_{\text{НН}}} \tag{28}$$

$$I_{\text{отх лин max}} = \frac{50\cdot 10^6}{(8-1)\cdot\sqrt{3}\cdot 10\cdot 10^3} = 412{,}39\ A$$

2.5 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.

2.5.1 Выбор схемы РУВН

Для РУ 110 кВ рисунок 2.5.1.1 принимаем схему «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [6].

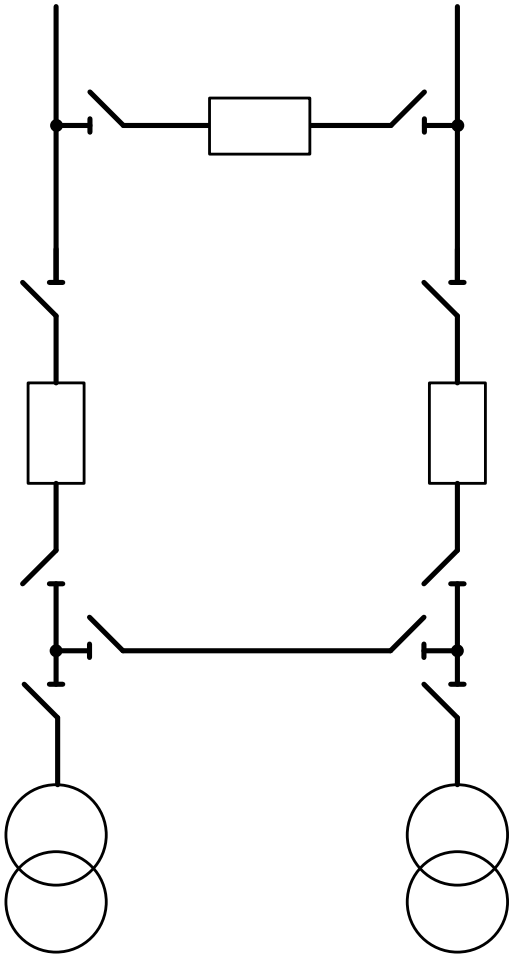


Рисунок 2.5.1.1 – Схема РУВН

2.5.2 Выбор схемы РУНН

В качестве схемы РУНН принимаем рисунок 2.5.2.1 «Схему с одной секционированной системой сборных шин».

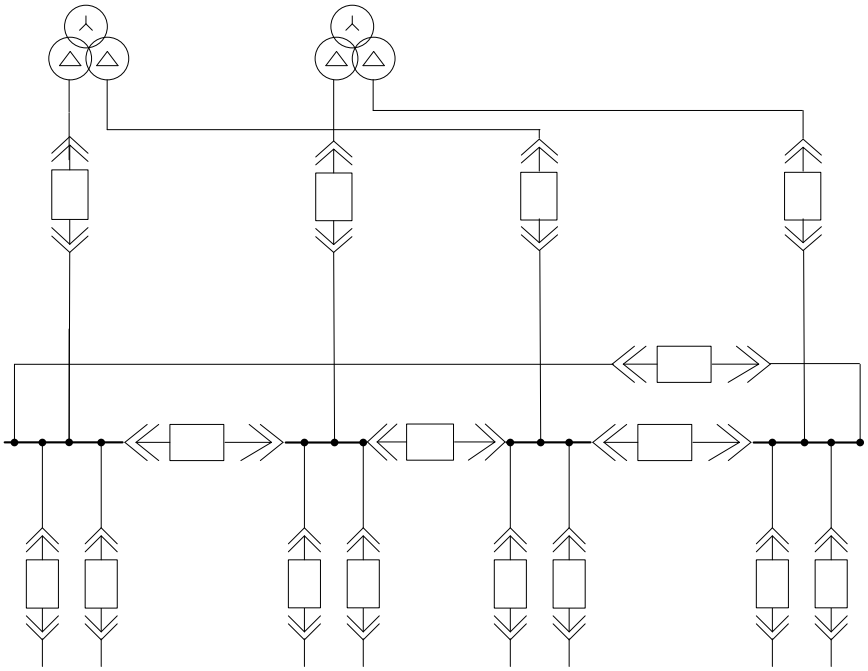


Рисунок 2.5.2.1 – Схема РУНН

2.6 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.

2.7 Оборудование РУВН

2.7.1 Выключатели и разъединители

К установке принимаем выключатель элегазовый типа ВГУ-110-40/3150У1 с собственным временем отключения $t_{С.В} = 0{,}025$ с. Привод к выключателю пневматический. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{П.\tau} = I_{П.О} = 30{,}004$ кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время $\tau = t_{З.\min} + t_{С.В} = 0{,}01 + 0{,}025 = 0{,}035$ с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы.

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.О} \cdot e^{-\frac{\tau}{Та}}, \qquad (29)$$

где постоянная времени $T_а$ взята из табл. 2.2,

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 30{,}004 \cdot e^{-\frac{0{,}035}{0{,}02}} = 7{,}37\,кА.$$

Постоянная времени $T_а$ взята из [5] табл. 2.2.

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

$$i_{а.н.н} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{ОТК}, \qquad (30)$$

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

$$i_{а.н.н} = \sqrt{2} \cdot 0{,}45 \cdot 40 = 25{,}46\,кА.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания.

$$B_к = I^2_{п.о} \cdot (t_{отк} + T_а), \qquad (31)$$

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в}, \qquad (32)$$

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

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

$$t_{отк} = 0{,}1 + 0{,}055 = 0.155\,с.$$

$$B_к = 30{,}004^2 \cdot (0{,}155 + 0{,}02) = 157{,}54\ кА^2 \cdot с.$$

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

Значения I_{MAX} 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 2.7.1.1.

Таблица 2.7.1.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГУ-110-40/3150	Разъединитель РДЗ-1-110/630
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
I_{max} = 281,14 А	$I_{ном}$ = 3150 А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.\tau} = 30{,}004$ кА	$I_{отк}$ = 40 кА	–
$i_{а.\tau} = 7{,}37$ кА	$I_{а.ном}$ = 25.5 кА	–
$I_{П.О} = 30{,}004$ кА	$I_{пр.скв} = 40$ кА	–
$i_у = 68{,}23$ кА	$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{пр.скв} = 80$ кА
$B_к = 157{,}54$ кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 4800$ кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1450$ кА^{2}с

2.7.2 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 2.7.2.1.

Таблица 2.7.2.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТРГ-110-1200
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
I_{max} = 262,43 А	$I_{ном}$ = 300 А
$i_y = 68{,}23$ кА	$I_{отк}$ = 102 кА
$B_к = 157{,}54$ кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 4800$ кА^{2}с

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

Схема подключения приборов изображена на рисунке 2.7.2.1.

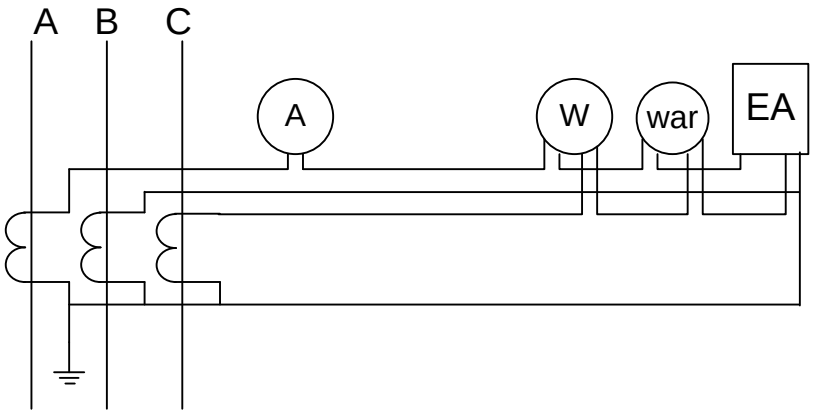


Рисунок 2.7.2.1–Сема подключения приборов к трансформаторам тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 2.7.2.1.

Таблица 2.7.2.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
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

2.7.3 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 2.7.3.1 – 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 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	EA05S	2	2	1	0	1	4	-
Итого :							25	0

Суммарная потребляемая мощность

$$S_{2\Sigma}=\sqrt{P_{\Sigma}^{2}+Q_{\Sigma}^{2}}, \quad (33)$$

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

Три трансформатора соединенных в звезду имеют мощность.

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

2.7.4 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.

$I_{\max \text{ВН}} = 281{,}14\ A.$

По таблице П3.3 [3] принимаем провод АС-95/16 таблица 2.7.4.1.

Таблица 2.7.4.1 – 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.

$$f = \frac{1{,}5 \cdot I_{П,0}^{(3)\,2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1{,}5 \cdot 30{,}004^2}{1} \cdot 10^{-7} = 1{,}35\ Н/м. \quad (34)$$

Определим силу тяжести одного метра токопровода

$$g = 9{,}8 \cdot m = 9{,}8 \cdot 0{,}385 = 3{,}77\ Н/м, \quad (35)$$

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

Определим отношение.

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{эк}} = \frac{\sqrt{1}}{0{,}15} = 6.67\,, \qquad (36)$$

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

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

По диаграмме [2] определим отклонение провода:

$$b = h \cdot (b/h) = 1 \cdot 0{,}231 = 0{,}231\text{м}. \qquad (37)$$

Найденное значение b сравним с максимально допустимым:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2} = \frac{1 - 0{,}0135 - 0.45}{2} = 0{,}268\,\text{м}, \qquad (38)$$

где d = 0,0135 м - диаметр токопровода;

$a_{доп}$ = 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. $b<b_{доп}$.

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 мм^2.

2.7.5 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 2.7.5.1.

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

2.8 Оборудование РУНН

2.8.1 Выключатели и разъединители

К установке принимаем вакуумный выключатель типа ВВЭ-10-20/1600 с собственным временем отключения $t_{С.В} = 0{,}05$ с. Привод к выключателю электромагнитный. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{П.\tau} = I_{П.О} = 11{,}317$ кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время $\tau = t_{З.\min} + t_{С.В} = 0{,}01 + 0{,}05 = 0{,}06$ с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы.

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.О} \cdot e^{-\frac{\tau}{Та}}, \quad (39)$$

где постоянная времени $T_а$ взята из табл. 2.2,

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11{,}317 \cdot e^{-\frac{0{,}06}{0{,}05}} = 4{,}82\ кА.$$

Постоянная времени $T_а$ взята из [5] табл. 2.2.

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

$$i_{а.н.н} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{ОТК}, \quad (40)$$

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

$$i_{а.н.н} = \sqrt{2} \cdot 0{,}4 \cdot 40 = 11{,}3 кА.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания.

$$B_к = I^2_{п.о} \cdot (t_{отк} + T_а), \quad (41)$$

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в}, \quad (42)$$

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

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

$$t_{отк} = 0{,}5 + 0{,}055 = 0{,}555 с.$$

$$B_к = 11{,}317^2 \cdot (0{,}555 + 0{,}05) = 77{,}47\ кА^2 \cdot с.$$

Таблица 2.8.1.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВЭ-10-20/1600
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
I_{max} = 1470 А	$I_{ном}$ = 1600 А
$I_{п.т} = 11{,}317$ кА	$I_{отк}$ = 20 кА
$i_{а.т} = 4{,}82$ кА	$i_{а.ном}$ = 11.3 кА
$I_{П.О} = 11{,}317$ кА	$I_{пр.скв} = 20$ кА
$i_{у} = 30{,}30$ кА	$i_{пр.скв} = 52$ кА
$B_{к} = 77{,}47$ кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1600$ 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.

2.8.2 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 2.8.2.1

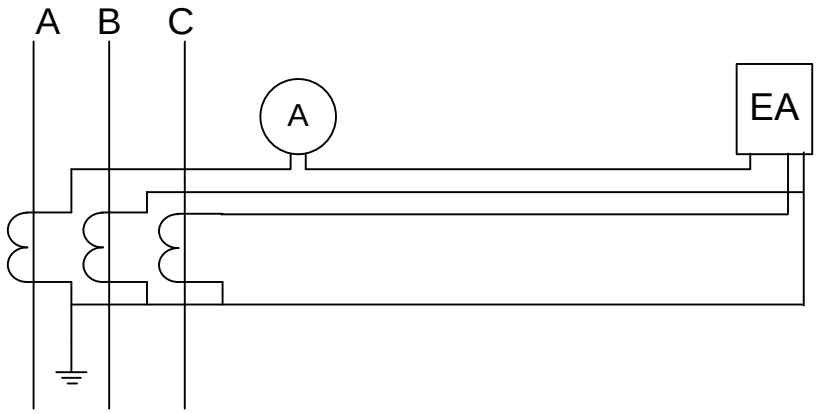


Рисунок 2.8.2.1 – Схема включения приборов

Таблица 2.8.2.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК-10-500-0,5
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{\max} = 412{,}39$ А	$I_{1ном} = 500$ А
$i_у = 30{,}30$ кА	$i_{дин} = 52$ кА
$B_к = 77{,}47$ кА^{2}с	$(K_т \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_т = 10^2 \cdot 3 = 300$ кА^{2}с

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 2.8.2.2.

Таблица 2.8.2.2 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA05S	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 2.7.2.3.

Таблица 2.7.2.3 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТОЛ-10-1500
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
I_{max} = 1470 А	$I_{ном}$ = 1500 А
$i_y = 30{,}30$ кА	$I_{отк}$ = 102 кА
$B_к = 77{,}47$ кА^{2}с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА^{2}с

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

Схема подключения приборов изображена на рисунке 2.7.2.2.

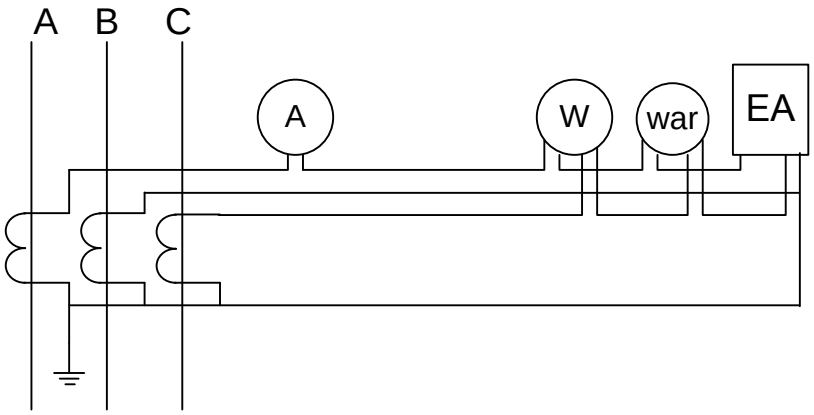


Рисунок 2.7.2.2–Сема подключения приборов к трансформаторам тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 2.7.2.1.

Таблица 2.7.2.1 – 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

2.8.3 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, $U_{ном} = 10$ кВ, $S_{ном} = 75$ 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 9.10 - 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.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^{2} + Q_{\Sigma}^{2}}, \quad (43)$$

$$S2\Sigma = \sqrt{12^{2} + 0^{2}} = 12 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора соединенных в звезду имеют мощность.

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

2.8.4 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 мм^2, $I_{доп} = 1625$ А [4, 6].

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

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

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C} = \frac{\sqrt{77{,}47 \cdot 10^6}}{91} = 96{,}72 \text{ мм}^2, \quad (44)$$

где $B_к$ – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя;

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

$$q_{min} = 96{,}72 \text{ мм}^2 < 800 \text{ мм}^2. \quad (45)$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт 1 при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц.

$$200 \geq \frac{173{,}2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (46)$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173{,}2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (47)$$

Если шины расположены горизонтально, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0{,}8 \cdot 10^3}{12} = 66{,}67 \text{ см}^2, \quad (48)$$

$$l^2 \leq \frac{173{,}2}{200} \cdot \sqrt{\frac{66{,}67}{8}} = 2{,}5 \text{ м}^2, \quad (49)$$

$$l \leq \sqrt{2{,}5} = 1{,}58 \text{ м}. \quad (50)$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,58 м, расстояние между фазами а = 0,8 м.

Определим напряжение в материале шин от взаимодействия фаз

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0{,}8 \cdot 10^2}{6} = 13{,}33 \ см^3 \qquad (51)$$

$$\sigma_{расч.ф} = \frac{F_{расч}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i^2{}_{уд} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{30{,}3^2 \cdot 10^6 \cdot 1{,}58^2}{0{,}8 \cdot 13{,}33} = 3{,}72 \ Мпа, \qquad (52)$$

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

3 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭКРАНОВ СИГНАЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

Так как длина сигнального кабеля обычно составляет десятки и сотни метров, он должен быть защищён от переменного магнитного поля (применением витой пары), электростатических зарядов и ёмкостных наводок (экранированием).

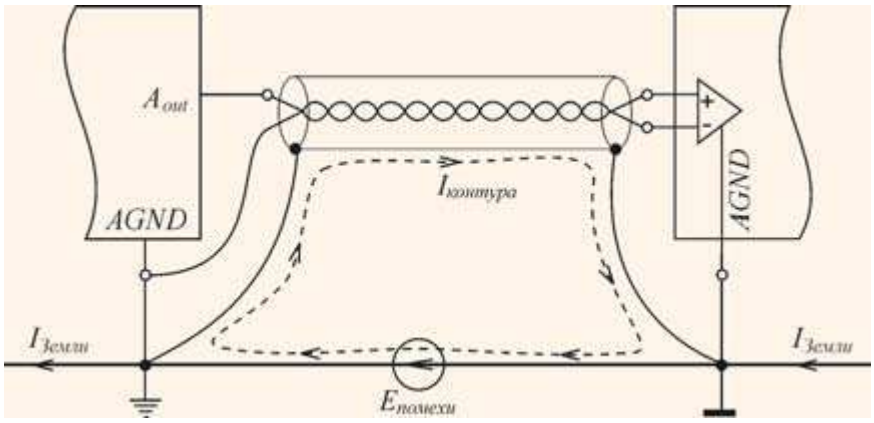


Рис. 3.1 Пример неправильного (с двух сторон) заземления экрана кабеля на низких частотах

Если частота помехи не превышает 1 МГц, то кабель надо заземлять с одной стороны. Если его заземлить с двух сторон (рис 3.1), то образуется замкнутый контур, который будет работать как антенна, принимая электромагнитную помеху.

Ток помехи, проходя по экрану кабеля, будет наводить на центральных жилах кабеля помеху через взаимную индуктивность.

Если точки заземления концов кабеля разнесены на значительное расстояние, между ними может существовать разность потенциалов, вызванная блуждающими токами в земле или помехами в шине заземления.

Блуждающие токи наводятся электрифицированным транспортом (трамваями, поездами метрополитена и железных дорог), сварочными агрегатами, устройствами электрохимической защиты, естественными электрическими полями, вызванными фильтрацией вод в горных породах, диффузией водных растворов и др.

Особенно большие токи возникают при ударе молнии. Блуждающие токи вызывают разность потенциалов Епомехи между концами оплётки кабеля и паразитный ток, который также наводит в центральных жилах помеху вследствие взаимной индукции.

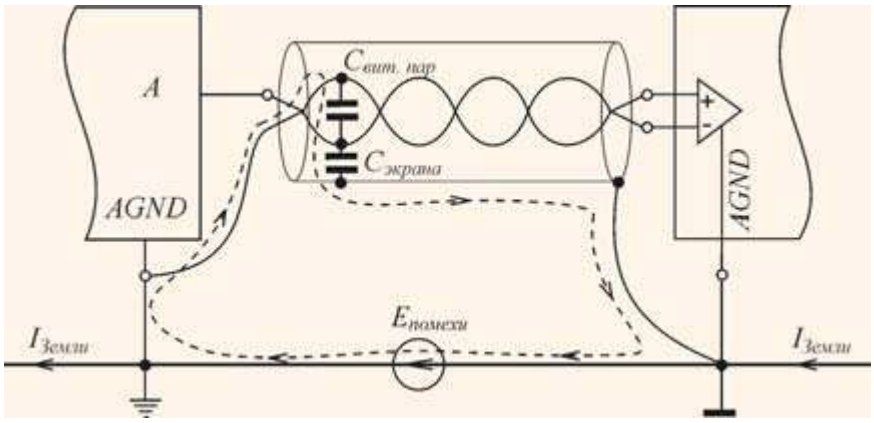


Рис. 3.2 Пример неправильного (со стороны приёмника сигнала) заземления экрана кабеля

Оплётку кабеля надо заземлять со стороны источника сигнала. Если заземление сделать со стороны приёмника, то ток помехи будет протекать по пути, показанному на рис. 3.2 штриховой линией, то есть через ёмкость между жилами кабеля, создавая на ней и, следовательно, между дифференциальными входами напряжение помехи.

Поэтому заземлять оплётку надо со стороны источника сигнала (рис. 3.3), в этом случае путь для прохождения тока помехи отсутствует.

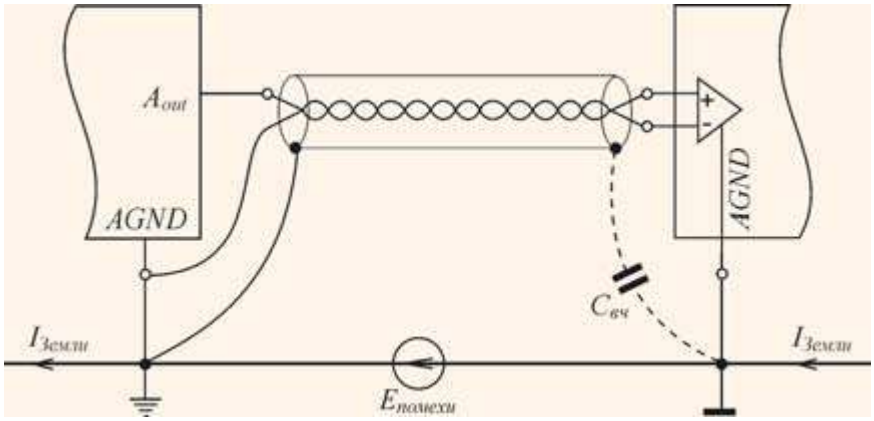


Рис. 3.3 Правильное заземление экрана (дополнительное заземление справа используется для случая высокочастотного сигнала)

Если источник сигнала не заземлён (например, термопара), то заземлять экран можно с любой стороны, так как в этом случае замкнутый контур для тока помехи не образуется.

На частотах более 1 МГц увеличивается индуктивное сопротивление экрана, и токи ёмкостной наводки создают на нём большое падение напряжения, которое может передаваться на внутренние жилы через ёмкость между оплёткой и жилами.

Кроме того, при длине кабеля, сравнимой с длиной волны помехи (длина волны помехи на частоте 1 МГц равна 300 м, на частоте 10 МГц – 30 м), возрастает сопротивление оплётки (смраздел «Модель „земли“»), что резко повышает напряжение помехи на оплётке.

Поэтому на высоких частотах оплётку кабеля надо заземлять не только с обеих сторон, но и в нескольких точках между ними (рис 3.4).

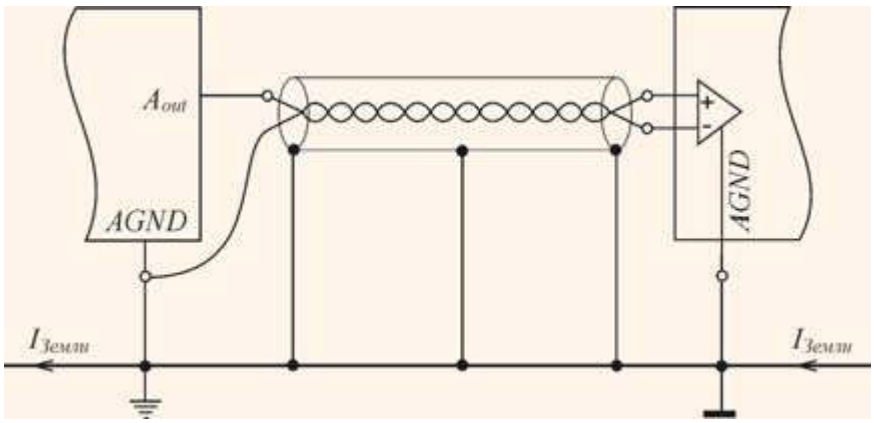


Рис. 3.4 Заземление экрана длинного кабеля на высоких частотах

Эти точки выбирают на расстоянии 1/10 длины волны помехи одна от другой. При этом по оплётке кабеля будет протекать часть тока IЗемли, передающего помеху в центральную жилу через взаимную индуктивность.

Ёмкостный ток также будет протекать по пути, показанному на рис. 3.1, однако высокочастотная составляющая помехи будет ослаблена. Выбор количества точек заземления кабеля зависит от разницы напряжений помехи на концах экрана, частоты помехи, требований к защите от ударов молнии или от величины токов, протекающих через экран в случае его заземления.

В качестве промежуточного варианта можно использовать второе заземление экрана через ёмкость (рис. 3.2). При этом по высокой частоте экран получается заземлённым с двух сторон, по низкой частоте – с одной. Это имеет смысл в том случае, когда частота помехи превышает 1 МГц, а длина кабеля в 10…20 раз меньше длины волны помехи, то есть когда ещё не нужно выполнять заземление в нескольких промежуточных точках.

Величину ёмкости можно рассчитать по формуле $Свч = 1/(2 \cdot \pi \cdot f \cdot Xc)$**,** где f верхняя частота границы спектра помехи, Xc – ёмкостное сопротивление заземляющего конденсатора (доли ома). Например, на частоте 1 МГц конденсатор ёмкостью 0,1 мкФ имеет сопротивление 1,6 Ом.

Конденсатор должен быть высокочастотным, с малой собственной индуктивностью. Для качественного экранирования в широком спектре частот используют двойной экран (рис. 3.5).

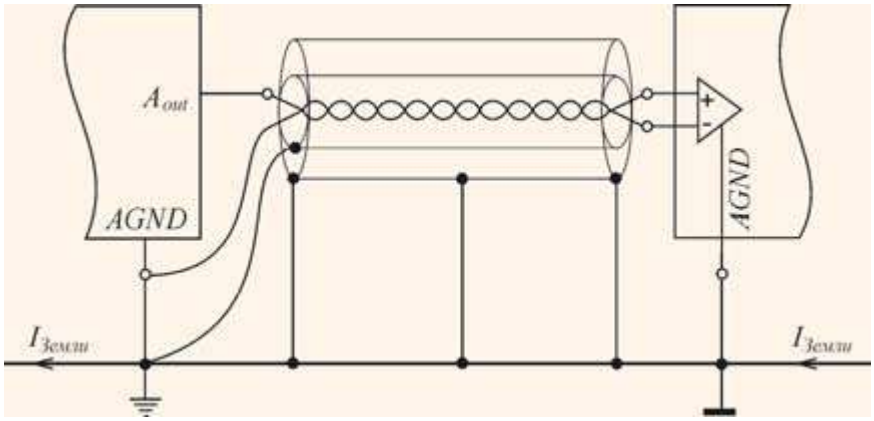


Рис. 3.5 Двойное экранирование длинного кабеля

Внутренний экран заземляют с одной стороны — со стороны источника сигнала, чтобы исключить прохождение ёмкостной помехи по пути, показанному на рис. 3.2, а внешний экран уменьшает высокочастотные наводки.

Во всех случаях экран должен быть изолирован, чтобы предотвратить его случайные контакты с металлическими предметами и землёй.

Отметим, что частота помехи – это частота, которую могут воспринимать чувствительные входы устройств систем автоматизации. В частности, если на входе аналогового модуля имеется фильтр, то максимальная частота помехи, которую надо учитывать при экранировании и заземлении, определяется верхней граничной частотой полосы пропускания фильтра. [12].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Проведена реконструкция подстанции «Лесная». Рассчитаны и выбраны параметры оборудования подстанции.

Для подстанции выбрано оборудование:

– трансформаторы тока ТРГ-110-300 У1;

– трансформаторы напряжения ЗНГ-110 У1;

– выключатели ВГУ-110-40/3150 У1;

– разъединители РДЗ-1-110/1000 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 мм^2.

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.

12. Денисенко В., Халявко А. Защита от помех датчиков и соединительных проводов систем промышленной автоматизации Современные технологии автоматизации. 2001. № 1.