

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Развитие высоковольтной сети с разработкой подстанции 110/10 кВ

“Сосновская” для обеспечения электроэнергией новых потребителей

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 914.00. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Руководитель, доцент

_____/ В.С. Павлюков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 571

_____/ А.С. Сокол /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент

_____/ В.С. Павлюков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

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/
_____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

_____ Сокола Александра Сергеевича _____
(Ф. И.О. полностью)
Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы Развитие высоковольтной
сети с разработкой подстанции 110/10 “Сосновская” для обеспечения
электроэнергией новых потребителей

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____ 15 мая 2018г. _____

3. Исходные данные к работе

_____ Существующая схема электроснабжения сетевого района _____
_____ Геометрические и физические параметры схемы электрических соединений
сетевого района _____
_____ Режимные параметры существующей схемы электрических соединений _____
_____ Разработка альтернативных вариантов присоединения новой подстанции для
питания электроэнергией развивающегося промышленного объекта _____
_____ Режимные параметры перспективной схемы электрических соединений
сетевого района _____

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

- | | |
|---|---------|
| 1. Схема электрических соединений | -1 л. |
| 2. Схемы и карты характерных режимов электрической сети | -1-2 л. |
| 3. Схемы электрических соединений открытого распределительного устройства напряжением 110/10 кВ | -1 л. |
| 4. План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ | -1 л. |
| 5. Релейная защита и автоматизация подстанции | -1 л. |
| 6. Плакат по экономической части проекта | -1 л. |
| 7. Вопрос углубленной проработки, связанный с | |

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
Расчет и анализ режимов существующей электрической сети		
Выбор технически и экономически приемлемого варианта развития		
Расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования и ошиновки подстанции 110/10 кВ		
разработка открытого распределительного устройства с комплектными элементами на 110/10 кВ		
План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ		
Релейная защита и автоматизация подстанции		
Вопрос углубленной проработки		

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / В.С.Павлюков ___/

Студент _____ / А.С. Сокол_____/

АННОТАЦИЯ

Сокол А.С. Развитие высоковольтной сети с разработкой подстанции 110/10 кВ “Сосновская” для обеспечения электроэнергией новых потребителей. – Челябинск: ЮУрГУ (НИУ), ПЗ–571; 2018, 123 с., 34 табл., 23 ил., библиогр. список 19 наим., 5 прил.

Произвести расчет перспективного варианта развития исходной электрической сети является целью данной выпускной квалификационной работы.

Для достижения поставленной задачи был проанализирован спектр поставленных вопросов, таких как:

- обследовать первоначальную электрическую сеть на соответствие требованиям электроснабжения;
- проработать четыре варианта подключения новых потребителей к первоначальной сети и выбрать самый экономически целесообразный из них;
- проработать режим сети, повысить качество электроснабжения потребителей;
- разработать понизительную подстанцию 110/10 кВ “Сосновская”, питающую электроэнергией развивающийся промышленный объект, а также осуществляющую транзит мощности;

Ссылаясь на итоги расчета режимов в программе NetWORKS, а также сравнение приведенных затрат по укрупненным показателям, выбрать наиболее рентабельный вариант развития исходной электрической сети.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сокол А.С.			Развитие высоковольтной электрической сети с разработкой подстанции 110/10кВ Сосновская	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Павлюков В.С.					6	124
Реценз.						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Н. Контр.								
Утверд.		Кирпичникова И.М.						

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 Анализ первоначальной схемы электрической сети.....	11
1.1 Исходные данные	11
2 Разработка перспективного варианта развития исходной электрической сети.....	21
2.1 Разработка и выбор двух перспективных вариантов развития данной электрической сети.....	21
2.1.1 Выбор класса напряжения для новых линий.....	21
2.1.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новой п/ст.....	22
2.1.3 Разработка вариантов развития и их сравнение.....	23
2.2 Сравнение двух выбранных вариантов развития исходной сети и выбор наилучшего из них.....	36
3 Анализ и доработка выбранного перспективного варианта развития исходной сети.....	39
3.1 Расчет основных режимов сети.....	39
3.1.1 Расчет режима максимальных нагрузок.....	39
3.1.2 Анализ режимов перспективных нагрузок.....	42
3.1.3 Анализ работы трансформаторов для перспективных нагрузок.....	44
3.1.4 Расчет режима минимальных нагрузок.....	46
3.1.5 Расчет послеаварийного режима.....	48
3.2 Обеспечение качества напряжения в сети.....	52
4 Разработка подстанции «Сосновская» 110/10 КВ.....	55
4.1 Разработка структурной схемы подстанции.....	55
4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей.....	55
4.1.1.1 Заземление трансформатора.....	57
4.2 Расчет токов короткого замыкания.....	58
4.2.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ (К1).....	59
4.2.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10,5 кВ (К2).....	64

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3	Расчетные токи.....	67
4.3.1	Выбор схемы распределительного устройства ВН.....	69
4.3.2.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	70
4.3.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне 110кВ.....	72
4.3.2.3	Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110кВ.....	76
4.3.2.4	Выбор токоведущих частей для РУ ВН.....	77
4.3.3	Выбор ограничителей перенапряжения 110кВ.....	78
4.3.4	Выбор высокочастотных заградителей на линиях электропередач 110кВ.....	78
4.3.5	Выбор конденсаторов связи на линиях электропередач 110кВ.....	79
4.3.6	Выбор схемы соединения распределительного устройства НН.....	79
4.3.6.1	Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ НН.....	82
4.3.6.2	Токоведущие части на стороне НН.....	86
4.4	Разработка схем питания собственных нужд подстанции.....	86
4.4.1	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	87
4.4.2	Схема питания собственных нужд подстанции.....	88
4.5	Выбор аккумуляторной батареи.....	89
4.6	Управление и сигнализация.....	93
4.7	Конструктивное исполнение.....	93
4.8	Выбор изоляторов.....	94
4.9	Выбор токопровода.....	95
5	Релейная защита и автоматика.....	97
5.1	Основная защита трансформаторов.....	97
5.2	Резервная защита трансформатора.....	97
5.3	Выбор защит шин 110 кВ.....	97
5.4	Выбор защиты и автоматики ВЛ 110 кВ.....	98
5.5	Выбор защит фидеров.....	99
5.6	Выбор защит вводов 10 кВ.....	99
5.7	Выбор защит шин 10кВ.....	100

6 Экологичность и безопасность проекта. Безопасность труда при эксплуатации ПС 110/10 кВ.....	101
6.1 Основные сведения.....	101
6.2 Расчет защитного заземления подстанции 110/10 кВ.....	102
6.3 Молниезащита.....	106
Заключение.....	109
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	124

ВВЕДЕНИЕ

Состояние электрических сетей является одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны.

Из-за постоянного увеличения числа потребителей электроэнергии в настоящее время многие участки электрических сетей находятся в перегруженном состоянии, что крайне негативно влияет на их надежность и срок службы. Кроме того, современный потребитель более требовательно стал относиться к качеству электроэнергии.

Поиск путей повышения уровня электроэнергетики нашей страны является актуальной проблемой. Необходима модернизация линий электропередачи и подстанций, что обеспечит бесперебойное электроснабжение современного потребителя.

В рамках темы данной выпускной квалификационной работы необходимо решить следующие задачи:

— Обследовать исходную схему электрической сети, проверить режимы ее работы, выявить возможные проблемы, найти решение для устранения выявленных проблем;

— Проработать перспективный вариант развития исходной сети с подключением новых потребителей и генерируемых мощностей;

— Разработать понизительную подстанцию 110/10 кВ “Сосновская”, питающую электроэнергией развивающийся промышленный объект, а также осуществляющую транзит мощности;

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 АНАЛИЗ ПЕРВОНАЧАЛЬНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Исходные данные

Ежесекундно, в систему генераторами должно вырабатываться такое количество электроэнергии, сколько требуется ее потребителям, с учетом потерь при передаче и трансформации, то есть равенство по активным мощностям при постоянной частоте, выразить это можно так

$$\sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Pi}, \quad (1.1)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{\Pi}$ – суммарный расход мощности.

Равенство активных мощностей составляем для режима наибольших нагрузок существующей сети. Заметим, что равенство активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел передает в рассматриваемую сеть необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе, либо передает ее во внешнюю сеть при избытке. В нашем случае таким узлом являются шины 110кВ ПС “Имилор”.

Расход активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{\text{Н}}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{\text{Л}}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{\text{Т}}$:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{Л}} + \sum P_{\text{Т}}, \quad (1.2)$$

где $\sum P_{\text{Л}}$ – суммарная потеря активной мощности во всех линиях электропередач;

$\sum P_{\text{Т}}$ – суммарная потеря активной мощности во всех трансформаторах данной электрической сети.

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 3...4 %, в трансформаторах – 1,2...1,5 % от мощности всех нагрузок [1].

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН.

Нагрузки подстанций сведем в таблицу 1

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 1 – Активные и реактивные нагрузки на подстанциях

п/ст	S МВА	P МВт	Q МВАр	tg φ	cos φ	Трансформатор
1	25,4	22,86	10,97	0,48	0,9	-/-
1-1	15	13,5	6,48	0,48	0,9	ТДТН 25000
1-2	17	16,64	6,73	0,43	0,92	ТДТН 25000
1-3	11	9,9	4,75	0,48	0,9	ТДТН 16000
1-4	12	10,2	6,32	0,62	0,85	ТДТН 16000
2	27	24,3	11,66	0,48	0,9	-/-
2-1	10	9,1	4,2	0,46	0,91	ТДТН 16000
2-2	10,5	9,24	4,99	0,54	0,88	ТДТН 16000
2-3	11,2	10,1	4,8	0,48	0,9	ТДТН 16000
3	24,6	21,16	12,48	0,59	0,86	-/-
3-1	10,2	9,1	4,63	0,51	0,89	ТДТН 16000
4	18,9	16,07	9,96	0,62	0,85	-/-
4-1	15,7	14,13	6,78	0,48	0,9	ТДТН 25000
4-2	15,2	13,22	7,54	0,57	0,87	ТДТН 25000
4-3	9,7	8,54	4,6	0,54	0,88	ТДТН 16000

Максимальные потери активной мощности в линиях $\sum P_{л}$:

$$\sum P_{л} = 0,03(22,86 + 24,3 + 21,16 + 16,07 + 13,5 + 16,64 + 9,9 + 10,2 + 9,1 + 9,24 + 10,1 + 9,1 + 14,13 + 13,22 + 8,54) = 6,24 \text{ МВт.}$$

Максимальные потери активной мощности в трансформаторах $\sum P_{т}$:

$$\sum P_{т} = 0,015(13,5 + 16,64 + 9,9 + 10,2 + 24,3 + 9,1 + 9,24 + 10,1 + 9,1 + 14,13 + 13,22 + 8,54 + 15,3) = 1,86 \text{ МВт.}$$

Максимальные потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

$$\sum P_{л} + \sum P_{т} = 6,24 + 1,86 = 8,1 \text{ МВт.}$$

Т. е. суммарная нагрузка сети составляет:

$$\sum P_{п} = 208,06 + 8,1 = 216,16 \text{ МВт.}$$

В рассматриваемом районе электрических сетей отсутствуют собственные источники активной мощности, поэтому $\sum P_{г} = 0 \text{ МВт.}$

Результатом расчета равенства активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ($-P_{бу}$), либо потребляемой ($+P_{бу}$) балансирующими узлами:

$$P_{бу} = \sum P_{г} - \sum P_{п}. \quad (1.3)$$

$$P_{бу} = 0 - 216,16 = -216,16 \text{ МВт.}$$

						Лист
					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Равенство активной мощности определяется за счет обменной мощности 216,16МВт, генерируемой балансирующим узлом (ПС “Имилор”).

Равенством реактивной мощности в системе является уравнение

$$\sum Q_{Г} + \sum Q_{З} \pm Q_{С} = \sum Q_{П}, \quad (1.4)$$

где $\sum Q_{Г}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального, МВАр.

$\sum Q_{З}$ – зарядная мощность, генерируемая линиями, МВАр;

$Q_{С}$ – величина обменной реактивной мощности, определяемая договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы.

Расход реактивной мощности в системе суммируется из нагрузок потребителей $\sum Q_{П}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_{Л}$, и трансформаторах $\sum \Delta Q_{Т}$:

$$\sum Q_{П} + \sum Q_{Н} + \sum Q_{СН} + \sum \Delta Q_{Л} + \sum \Delta Q_{Т}. \quad (1.5)$$

$$\sum Q_{Н} = 10,97+6,48+6,73+4,75+6,32+11,66+4,2+4,99+4,8+12,48+4,63+9,96+6,78+7,54+4,6=106,89 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий приближенно значению 4...6 % при 110 кВ, от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах равны примерно, 5...9 % от полной мощности, трансформируемой через трансформатор [1].

$$\sum Q_{Л} + \sum Q_{Т} = 0,04(10,97+6,48+6,73+4,75+6,32+11,66+4,2+4,99+4,8+12,48+4,63+9,96+6,78+7,54+4,6)+0,06(6,48+6,73+4,75+6,32+4,2+4,99+4,8+4,63+6,78+7,54+4,6)=4,27+3,71=7,98 \text{ МВАр.}$$

Расходуемая реактивная мощность сетью:

$$\sum Q_{П} = 106,89 + 7,98 = 114,87 \text{ МВАр.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями $Q_{З}$, приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВАр/км.

По начальных данным сети протяженность ВЛ с новыми приблизительно составляет 1463,6 км в одноцепном подсчете.

$$\sum Q_{З} = 0,03 \cdot \Sigma l, \quad (1.6)$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

где ΣI – суммарная протяженность линий в одноцепном подсчете.

$$\Sigma Q_3 = 0,03 \cdot 1463,6 = 43,91 \text{ МВАр.}$$

Собственных источников реактивной мощности в рассматриваемом районе электрических сетей нет.

Обменная реактивная мощность, поступающая из балансирующего узла равна:

$$Q_C = \Sigma Q_3 - (\Sigma Q_H + \Sigma Q_{H'} + \Sigma Q_T). \quad (1.7)$$

$$Q_C = 43,91 - (114,87 + 7,98) = -78,94 \text{ МВАр.}$$

Итак, через балансирующий узел в данную электрическую сеть передается мощность равная $216,16 + j78,94$ МВА.

Так в место соединения анализируемого района к электрической сети системы в таблице 2 заданы значения напряжения балансирующего узла $U_{БУ}$ в режиме наибольших, наименьших нагрузок и послеаварийном.

Таблица 2 – Значения напряжения балансирующего узла в различных режимах

$U_{Бал}$		
$U_{\text{макс}}, \text{кВ}$	$U_{\text{мин}}, \text{кВ}$	$U_{\text{пав}}, \text{кВ}$
118	115	118

На рисунке 1 показана начальная схема электрической сети, а также в приложении А.

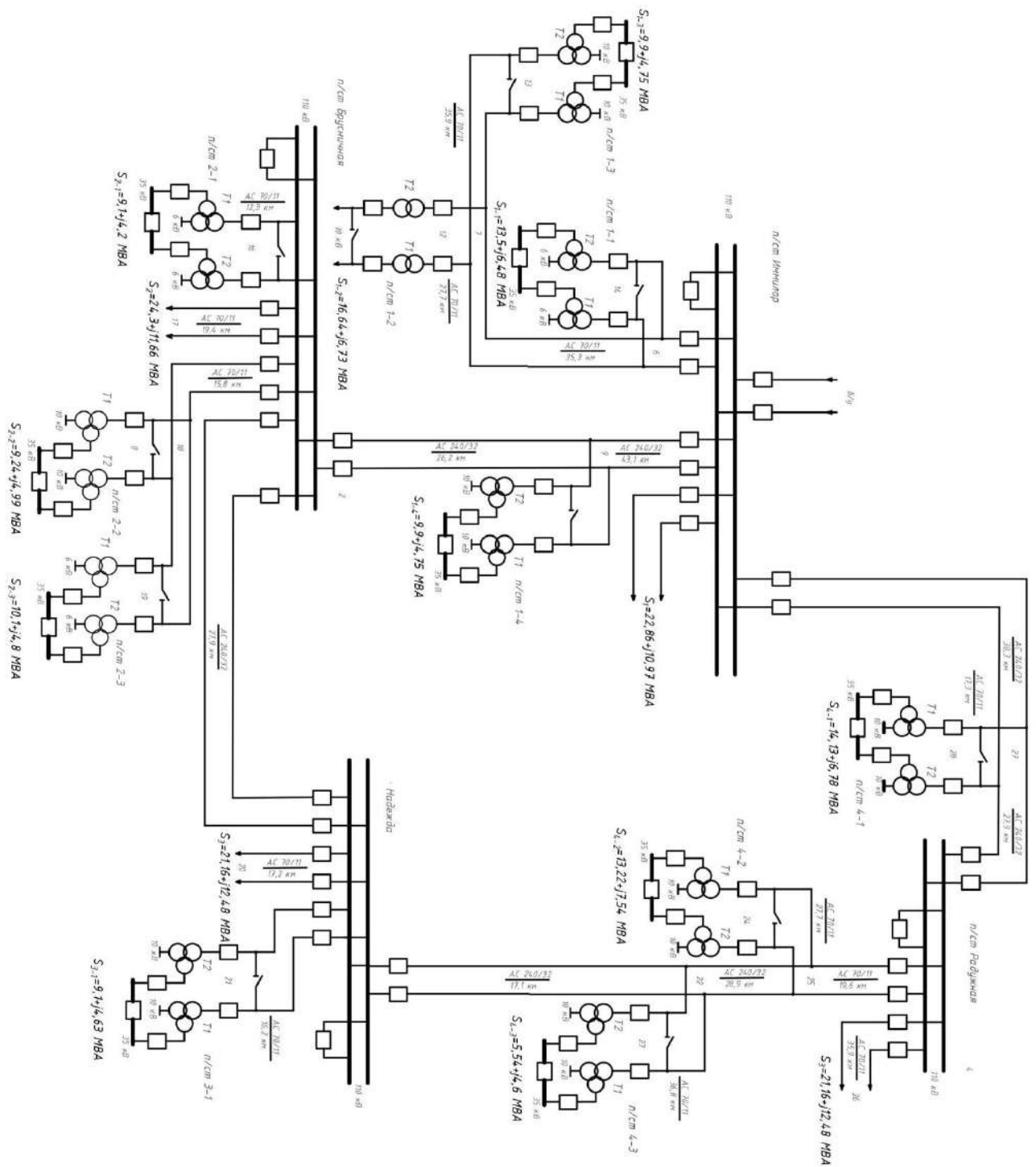


Рисунок 1 – Начальная схема электрической сети

Для сети с номинальным напряжением 35 кВ и ниже можно пренебречь потерями на корону и зарядной мощностью, так как их значение мало. Для сети с классом напряжения 110кВ можно пренебречь только потерями на корону [3].

Параметры ЛЭП определяются по формулам [3]:

— Активное сопротивление ЛЭП:

$$R_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (1.8)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии;

l – длина линии;

n – число цепей.

— Индуктивное сопротивление ЛЭП:

$$X_{л} = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (1.9)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление 1 км линии;

l – длина линии;

n – число цепей.

— Емкостная проводимость ЛЭП:

$$X_{л} = b_0 \cdot l \cdot n, \quad (1.10)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость;

l – длина линии;

n – число цепей.

Параметры ЛЭП сети представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры ЛЭП

№	Узел нач.	Узел кон.	Тип АС	L, км	n	R ₀ , ом/км	X ₀ , ом/км	R _л , Ом	X _л , Ом
1	1	6	70/11	19	2	0,422	0,444	4,009	4,218
2	6	7	70/11	35,3	2	0,422	0,444	7,4483	7,8366
3	7	13	70/11	35,9	2	0,422	0,444	7,5749	7,9698
4	7	12	70/11	27,7	2	0,422	0,444	5,8447	6,1494
5	1	9	240/32	43,1	2	0,118	0,405	1,6343	8,7276
6	9	10	70/11	1,3	2	0,422	0,444	0,2743	0,2886
7	9	2	240/32	26,2	2	0,118	0,405	1,5458	5,3055
8	2	16	70/11	12,3	2	0,422	0,444	2,5953	2,7306
9	2	17	70/11	19,4	2	0,422	0,444	4,0934	4,3068
10	2	18	70/11	15,8	2	0,422	0,444	3,3338	3,5076
11	18	19	70/11	17,2	2	0,422	0,444	3,6292	3,8184
12	18	8	70/11	33,2	2	0,422	0,444	7,0052	7,3704
13	2	3	240/32	27,9	2	0,118	0,405	1,6461	5,6498
14	3	20	70/11	17,2	2	0,422	0,444	3,6292	3,8184
15	3	21	70/11	16,2	2	0,422	0,444	3,4182	3,5964
16	3	22	240/32	17,1	2	0,118	0,405	1,0089	3,4628
17	22	23	70/11	36,8	2	0,422	0,444	7,7648	8,1696
18	22	25	240/32	28,9	2	0,118	0,405	1,7051	5,8523
19	25	24	70/11	27,7	2	0,422	0,444	5,8447	6,1494
20	25	4	240/32	19,6	2	0,118	0,405	1,1564	3,969
21	4	26	70/11	35,9	2	0,422	0,444	7,5749	3,9698
22	4	27	240/32	27,9	2	0,118	0,405	1,6284	5,6498
23	27	28	70/11	17,3	2	0,422	0,444	3,6503	3,8406
24	27	1	240/32	38,3	2	0,118	0,405	2,2597	7,7558

Произведем расчет режима наибольших нагрузок в начальной сети. Для этого воспользуемся программой NetWORKS. Итоговый результат представлен на рисунке 2.

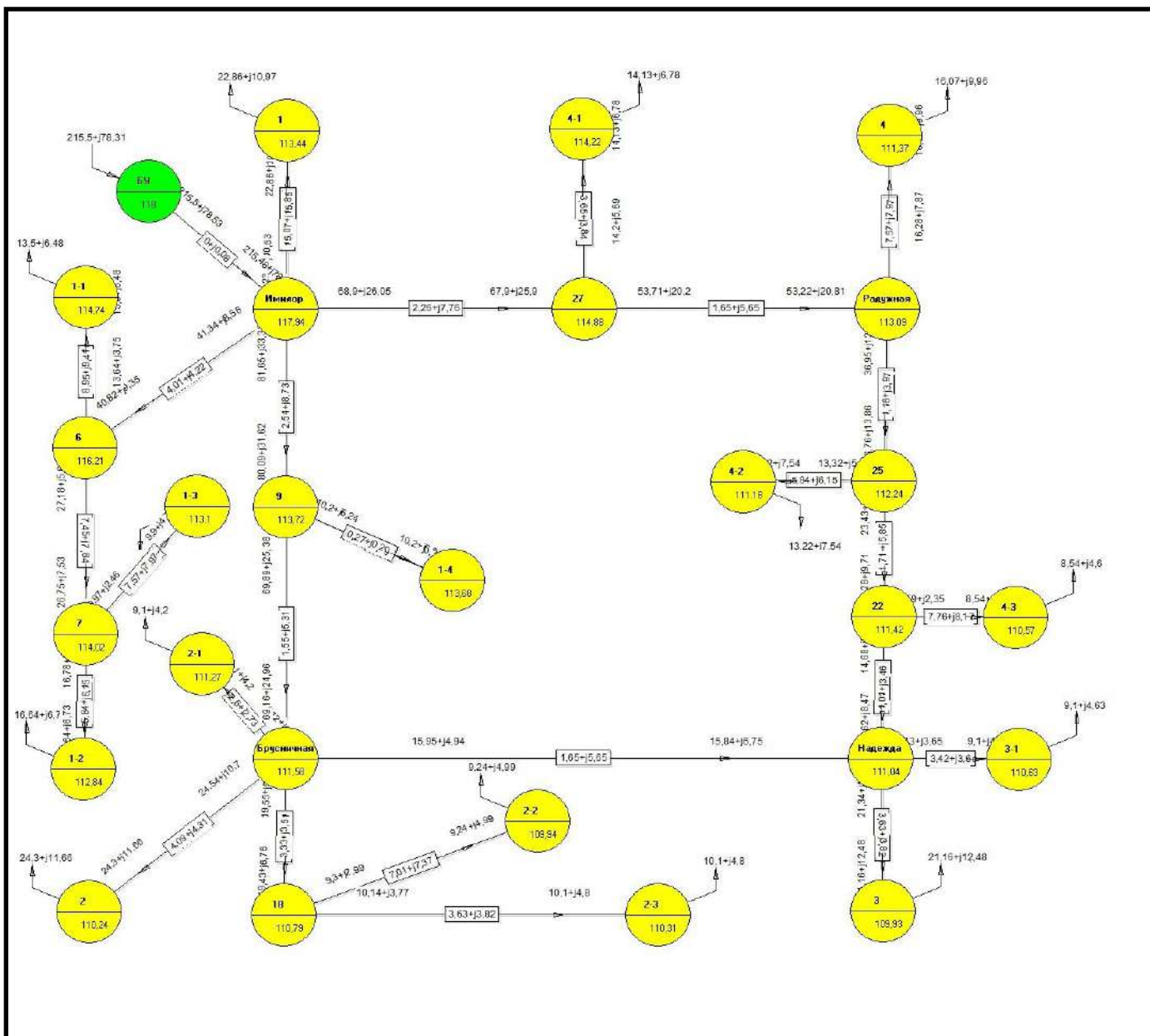


Рисунок 2 – Режим наибольших нагрузок для исходной сети

С помощью программы NetWORKS на ПК были получены токи в ветвях. Произведем анализ нагрузок ветвей, выявим перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Токи в ветвях

N_нач	N_кон	Название	I_нач (А)	I_доп (А)
1	6	Имилор – 6	207,35	265
6	7	6 – 7	139,21	265
7	13	7 – (1-2)	90,22	265
7	12	7 – (1-3)	53,74	265
1	9	Имилор – 9	416,84	605
9	10	9 – (1-4)	60,83	265

Продолжение таблицы 4

9	2	9 – Брусничная	379,03	605
2	16	Брусничная – (2-1)	51,19	265
2	17	Брусничная – 17(2)	139,82	265
2	18	Брусничная - 18	106,41	265
18	19	18 – (2-3)	57,39	265
18	8	18 – (2-2)	52,81	265
2	3	Брусничная – Надежда	87,87	605
3	20	Надежда – 20(3)	127,63	265
3	21	Надежда – (3-1)	52,14	265
3	22	Надежда – 22	87,86	605
22	23	22 – (4-3)	48,1	265
22	25	22 – 25	130,69	605
25	24	25 – (4-2)	76,89	265
25	4	25 – Радужная	202,06	605
4	26	Радужная – (4)	95,05	265
4	27	Радужная – 27	291,74	605
27	28	27 – (4-1)	78,01	265
27	1	27 – Имилор	365,23	605

На основании Таблицы 4 делаем вывод, что в исходной сети токи в ветвях в режиме наибольших нагрузок не превышают допустимых величин. Кроме того, при обрыве/отключении любой одной из цепей линий сети перегрузки не будет.

Также, при помощи программы NetWORKS были получены напряжения в узлах сети. Произведем анализ напряжений в узлах сети на наличие отклонений, превышающих допустимые нормы. Величины напряжений представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Напряжения в узлах сети

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,94	16	(2-1)	111,27
2	Брусничная	111,58	17	2	110,24
3	Надежда	111,04	18	18	110,79
4	Радужная	113,09	19	(2-3)	110,31
6	6	116,21	20	(3)	109,93
7	7	114,02	21	(3-1)	110,63
8	(2-2)	109,94	22	22	111,42
9	9	113,72	23	(4-3)	110,57
10	(1-4)	113,68	24	(4-2)	111,18

Продолжение таблицы 5

11	(1)	113,44	25	25	112,24
12	(1-2)	112,84	26	(4)	111,37
13	(1-3)	113,1	27	27	114,88
14	(1-1)	114,74	28	(4-1)	114,22

Проанализировав данные таблицы 5, можно сделать вывод о том, что наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max} = 6,84\%$ (отклонения не превышают 10%).

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta \Sigma P = 7,438 \text{ МВт}$.

2 РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Разработка и выбор двух перспективных вариантов развития данной электрической сети

2.1.1 Выбор класса напряжения для новых линий

В разрабатываемом варианте схемы требуется выполнить решение следующую задачу: подключить новую подстанцию.

Исходные данные для вновь подключаемого потребителя представлены в Таблице 6.

Таблица 6 – Потребляемые мощности подстанции Сосновская

Название п/ст	P_n , МВт	Q_n , МВАр
Сосновская	15,3	9,49

Рассчитаем расстояния до вводимого в эксплуатацию объекта.

Подстанция «Сосновская», которую требуется разработать и построить, находится на расстояниях 73 км от п/ст «Имилор», 17 км от п/ст «Надежда», 19 км от п/ст «Радужная», 132 км от п/ст «Брусничная»

Рассмотрим варианты подключения указанного выше объекта. Необходимо определить номинальные напряжения для ЛЭП, соединяющих подстанции.

Номинальные напряжения для ЛЭП, соединяющих подстанции, зависят от мощности, передаваемой по линии, и от длины линии. Первоначальный выбор напряжения осуществим, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений или по формуле Илларионова [10]:

$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}. \quad (2.1)$$

Для п/ст «Сосновская»:

$L^1_{\text{Сосновская}} = 73$ км, $L^2_{\text{Сосновская}} = 17$ км, $L^3_{\text{Сосновская}} = 19$ км, $L^4_{\text{Сосновская}} = 132$ км;

$P = 15,3$ МВт, $Q = 9,49$ МВАр.

Для расчета значений напряжения применим формулу (2.1).

$$U_{\text{ЭКЛ}^1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{73} + \frac{2500}{15,3}}} = 76,64 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ЭКЛ}^2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{17} + \frac{2500}{15,3}}} = 72,02 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ЭКЛ}^3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{19} + \frac{2500}{15,3}}} = 72,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ЭКЛ}^4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{132} + \frac{2500}{15,3}}} = 77,34 \text{ кВ};$$

Таким образом, очевидно, что наиболее экономичным решение для п/ст «Сосновская» будет $U_{\text{ном}}=110$ кВ.

2.1.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новой п/ст

При эксплуатации электроустановка может находиться в нормальном, ремонтном или послеаварийном состоянии. Продолжительным режимом называется режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре окружающей среды, имеет место во всех перечисленных состояниях.

Полученными токами продолжительного режима соответственно являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Рассчитаем расчетные токи для ЛЭП п/ст «Сосновская».

$$S_{\text{Сосн}} = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (2.2)$$

$$S_{\text{Сосн}} = \sqrt{15,3^2 + 9,49^2} = 18 \text{ МВА}.$$

Также в расчете нужно учесть отказ одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Сосн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Сосн}}}. \quad (2.3)$$

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$I_{\max} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 110} = 94,5 \text{ А.}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода из условия, что $j_{\text{ЭК}}=1$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\max}}{j_{\text{ЭК}}}. \quad (2.4)$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{94,5}{1} = 94,5 \text{ мм}^2.$$

На основании расчета выбираем провода ближайшего стандартного сечения марки АС-95/16 $I_{\text{доп}}=330 \text{ А}$.

Выбранные провода по короне проходят $F_{\text{min}}^{110} = 70 \text{ мм}^2$.

2.1.3 Разработка вариантов развития и их сравнение

Разработаем четыре варианта подключения подстанции “Сосновская” к предоставленной электрической сети. Варианты представлены в приложении Б.

В процессе подготовке вариантов будем стремиться минимизировать капиталовложения, а также пытаться достичь наибольшего уровня надежности электроснабжения. Подстанцию “Сосновская” необходимо подключить с исходной электрической сетью наикротчайшим путем (так получится сэкономить на возведении линий электропередачи). Также стоит отметить, что надежность электроснабжения будет значительно больше, если вводимый объект подключить с узлами сети, к которым поступает либо одна двухцепная ЛЭП, либо линии с двух сторонним питанием.

Произведем расчет режимов наибольших нагрузок в разработанных вариантах. Для этого воспользуемся программой NetWORKS.

Итоговые результаты данных расчетов сведем в таблицы. Произведем анализ токов в ветвях и напряжений в узлах сети. Выявим достоинства и недостатки всех вариантов развития сети. На основании анализа экономичности и наибольшей надежности выберем два наилучших варианта для дальнейшего сравнения. Режим первого варианта развития электрической сети показан на рисунке 3.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

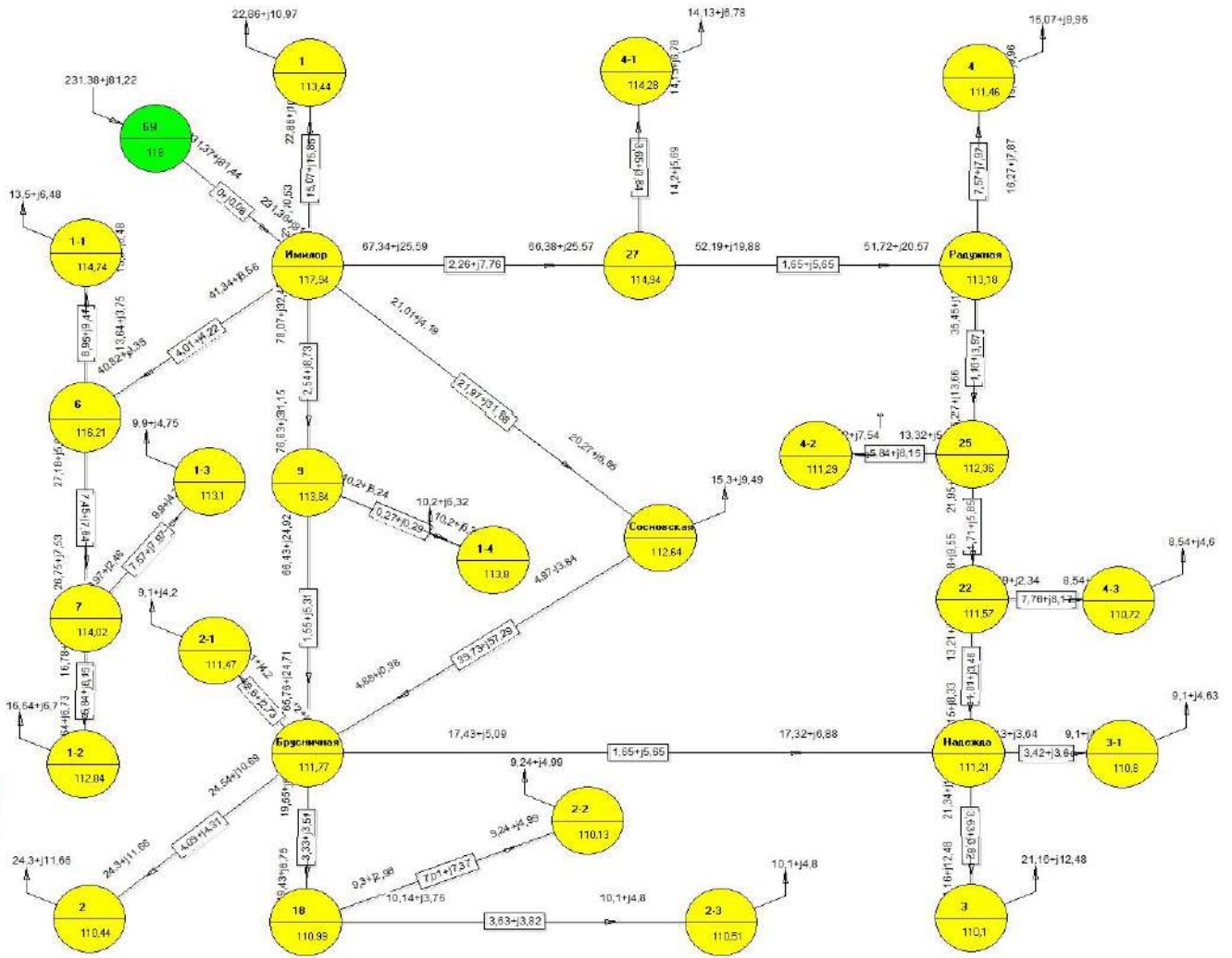


Рисунок 3 – Режим первого варианта развития сети

С помощью программы NetWORKS на ПК были получены токи в ветвях. Произведем анализ нагрузок ветвей, выявим перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Токи в ветвях сети первого варианта

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_доп (А)
1	6	Имилор – 6	207,36	265
1	11	Имилор – (1)	127,79	265
1	9	Имилор – 9	416,84	605
1	27	Имилор – 27	355,07	605
1	5	Имилор – Сосновская	106,34	330
4	27	Радужная – 27	282,25	605
4	2	Радужная – (4)	94,96	265
4	6	Радужная – 25	93,2	605
3	22	Надежда – 22	79,29	605
3	21	Надежда – (3-1)	52,06	265

Продолжение таблицы 7

3	20	Надежда – (3)	127,43	265
3	2	Надежда – Брусничная	95,17	605
18	8	18 – (2-2)	52,71	265
27	28	27 – (4-1)	77,97	265
25	22	25 – 22	121,16	605
25	24	25 – (4-2)	76,81	265
22	23	22 – (4-3)	48,03	265
2	18	Брусничная – 18	106,2	265
2	16	Брусничная – (2-1)	51,1	265
2	17	Брусничная – (2)	139,57	265
2	9	Брусничная – 9	361,37	605
2	5	Брусничная – Сосновская	25,28	330
6	7	6 – 7	139,22	265
7	12	7 – (1-2)	90,22	265
7	13	7 – (1-3)	53,74	265
6	14	6 – (1-1)	72,54	265
9	10	9 – (1-4)	60,76	265
18	19	18 – (2-3)	57,28	265

Также, при помощи программы NetWORKS были получены напряжения в узлах сети. Произведем анализ напряжений в узлах сети на наличие отклонений, превышающих допустимые нормы. Величины напряжений представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Напряжения в узлах первого варианта

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,94	16	(2-1)	111,47
2	Брусничная	111,77	17	2	110,44
3	Надежда	111,21	18	18	110,99
4	Радужная	113,18	19	(2-3)	110,51
5	Сосновская	112,64	20	(3)	110,1
6	6	116,21	21	(3-1)	110,8
7	7	114,02	22	22	111,57
8	(2-2)	110,13	23	(4-3)	110,72
9	9	113,84	24	(4-2)	111,29
10	(1-4)	113,8	25	25	112,36
11	(1)	113,44	26	(4)	111,46
12	(1-2)	112,84	27	27	114,94
13	(1-3)	113,44	28	(4-1)	114,28
14	(1-1)	114,74			

Проанализировав данные таблицы 8, можно сделать вывод о том, что наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max}=6,7\%$ (отклонения не превышают 10%).

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta \Sigma P = 8,015 \text{ МВт}$.

Проанализируем данный вариант. Для этого запишем достоинства и недостатки.

Достоинства:

1. Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (10%). Наибольшее отклонение составляет 6,7%.
2. Для подключения п/ст «Сосновская» к сети потребуется провести лишь по одной ЛЭП.

Недостатки:

1. Для соединения п/ст «Сосновская» с сетью выбран не самый короткий путь.
2. Для реализации данного варианта развития электрической сети, по сравнению с другими вариантами, потребуется большее количество капиталовложений.

Этот вариант не стоит принимать к дальнейшему рассмотрению.

Учитывая вышесказанное, рассмотрим второй вариант развития исходной электрической сети. Режим второго варианта развития электрической сети представлен на рисунке 4.

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.914.00 ПЗ

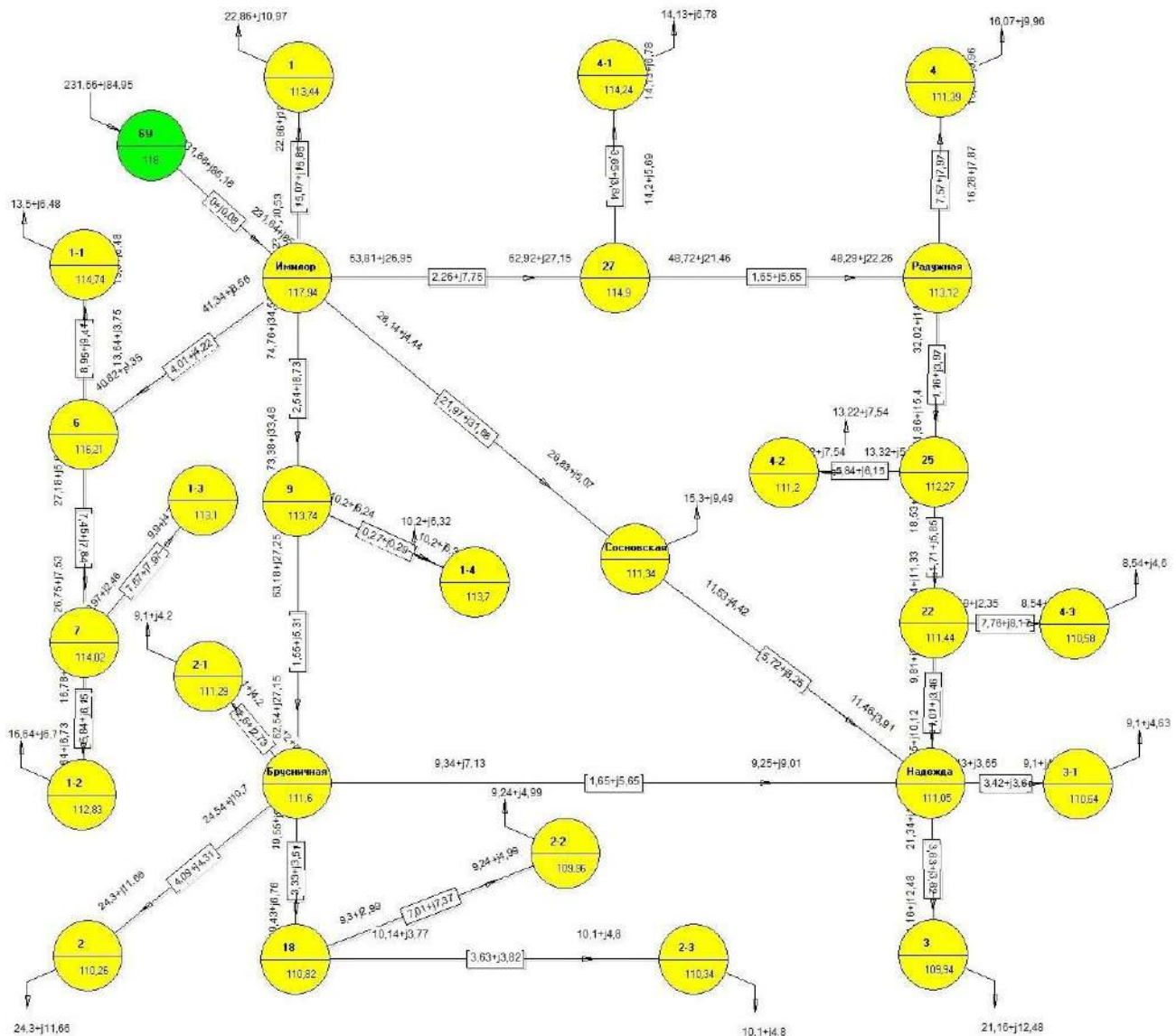


Рисунок 4 – Режим второго варианта развития сети

С помощью программы NetWORKS на ПК были получены токи в ветвях. Произведем анализ нагрузок ветвей, выявим перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Токи в ветвях сети второго варианта

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_доп (А)
1	6	Импелор – 6	207,36	265
1	11	Импелор – (1)	127,79	265
1	9	Импелор – 9	406,45	605
1	27	Импелор – 27	341,79	605
1	5	Импелор – Сосновская	140,6	330
4	27	Радужная – 27	269,48	605
4	2	Радужная – (4)	95,02	265
4	16	Радужная – 25	180,56	605

Продолжение таблицы 9

3	22	Надежда – 22	70,97	605
3	21	Надежда – (3-1)	52,14	265
3	20	Надежда – (3)	127,62	265
3	2	Надежда – Брусничная	63,85	605
18	8	18 – (2-2)	52,8	265
27	28	27 – (4-1)	77,99	265
25	22	25 – 22	109,48	605
25	24	25 – (4-2)	76,87	265
22	23	22 – (4-3)	48,1	265
2	18	Брусничная – 18	106,38	265
2	16	Брусничная – (2-1)	51,18	265
2	17	Брусничная – (2)	139,79	265
2	9	Брусничная – 9	351,04	605
2	5	Надежда – Сосновская	62,97	330
6	7	6 – 7	139,22	265
7	12	7 – (1-2)	90,22	265
7	13	7 – (1-3)	53,74	265
6	14	6 – (1-1)	72,54	265
9	10	9 – (1-4)	60,81	265
18	19	18 – (2-3)	57,37	265

Также, при помощи программы NetWORKS были получены напряжения в узлах сети. Произведем анализ напряжений в узлах сети на наличие отклонений, превышающих допустимые нормы. Величины напряжений представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Напряжения в узлах второго варианта

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,94	16	(2-1)	111,29
2	Брусничная	111,6	17	2	110,26
3	Надежда	111,05	18	18	110,82
4	Радужная	113,12	19	(2-3)	110,34
5	Сосновская	111,34	20	(3)	109,94
6	6	116,21	21	(3-1)	110,64
7	7	114,02	22	22	111,44
8	(2-2)	109,96	23	(4-3)	110,58
9	9	113,74	24	(4-2)	111,2
10	(1-4)	113,7	25	25	112,27
11	(1)	113,44	26	(4)	111,39
12	(1-2)	112,83	27	27	114,9
13	(1-3)	113,1	28	(4-1)	114,24
14	(1-1)	114,74			

Проанализировав данные таблицы 8, можно сделать вывод о том, что наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max}=6,83\%$ (отклонения не превышают 10%).

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta \Sigma P = 8,302 \text{ МВт}$.

Проанализируем данный вариант. Для этого запишем достоинства и недостатки.

Достоинства:

1. Напряжения в узлах всей сети, также как и в первом варианте, удовлетворяют разрешенному отклонению (10%). Наибольшее отклонение составляет 6,83%.

2. Уменьшена длина линий к п/ст «Сосновская», выбран самый короткий путь, а следовательно и размеры капиталовложений в строительство новой п/ст будут заметно уменьшены.

Недостатки:

1. Незначительные недостатки, которыми в данной ситуации можно пренебречь.

По второму варианту развития электрической сети сделаем следующий вывод:

Для реализации данного варианта развития электрической сети, по сравнению с другими вариантами, потребуется меньшее количество капиталовложений.

Этот вариант стоит принять к дальнейшему рассмотрению.

Рассмотрим третий вариант развития исходной электрической сети. Режим третьего варианта развития исходной электрической сети представлен на рисунке 5.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

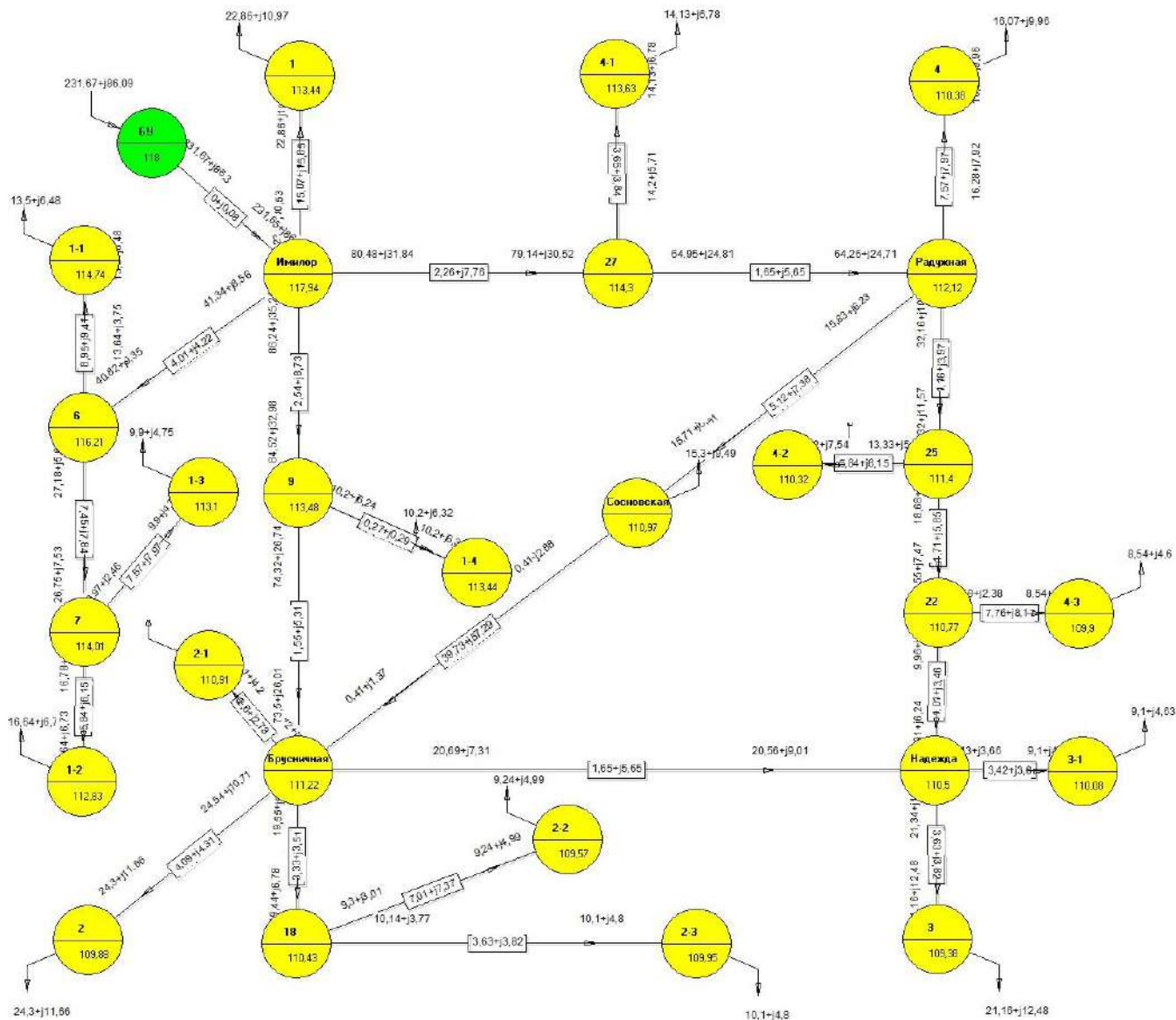


Рисунок 5 – Режим третьего варианта развития сети

С помощью программы NetWORKS на ПК были получены токи в ветвях. Произведем анализ нагрузок ветвей, выявим перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Токи в ветвях сети третьего варианта

N_нач	N_кон	Название	I_нач	Iдоп (А)
1	6	Имилор – 6	207,37	265
1	11	Имилор – (1)	127,79	265
1	9	Имилор – 9	459	605
1	27	Имилор – 27	426,2	605
4	5	Радужная – Сосновская	88,67	330
4	27	Радужная – 27	352,9	605
4	2	Радужная – (4)	95,95	265

Продолжение таблицы 11

4	16	Радужная – 25	175,31	605
3	22	Надежда – 22	59,68	605
3	21	Надежда – (3-1)	52,41	265
3	20	Надежда – (3)	128,67	265
3	2	Надежда – Брусничная	115,54	605
18	8	18 – (2-2)	53	265
27	28	27 – (4-1)	78,42	265
25	22	25 – 22	102,6	605
25	24	25 – (4-2)	77,52	265
22	23	22 – (4-3)	48,42	265
2	18	Брусничная – 18	106,8	265
2	16	Брусничная – (2-1)	51,36	265
2	17	Брусничная – (2)	140,29	265
2	9	Брусничная – 9	403,32	605
2	5	Брусничная – Сосновская	4,48	330
6	7	6 – 7	139,22	265
7	12	7 – (1-2)	90,22	265
7	13	7 – (1-3)	53,74	265
6	14	6 – (1-1)	72,54	265
9	10	9 – (1-4)	60,95	265
18	19	18 – (2-3)	57,58	265

Также, при помощи программы NetWORKS были получены напряжения в узлах сети. Произведем анализ напряжений в узлах сети на наличие отклонений, превышающих допустимые нормы. Величины напряжений представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Напряжения в узлах третьего варианта

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,94	16	(2-1)	110,91
2	Брусничная	111,22	17	2	109,88
3	Надежда	110,5	18	18	110,43
4	Радужная	112,12	19	(2-3)	109,95
5	Сосновская	110,5	20	(3)	109,38
6	6	116,21	21	(3-1)	110,08
7	7	114,01	22	22	110,77
8	(2-2)	109,57	23	(4-3)	109,9
9	9	113,48	24	(4-2)	110,32
10	(1-4)	113,44	25	25	111,4

Продолжение таблицы 12

11	(1)	113,44	26	(4)	110,38
12	(1-2)	112,83	27	27	114,3
13	(1-3)	113,1	28	(4-1)	113,63
14	(1-1)	114,74			

Проанализировав данные таблицы 8, можно сделать вывод о том, что наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max}=7,3\%$ (отклонения не превышают 10%).

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta \Sigma P = 8,313 \text{ МВт}$.

Проанализируем данный вариант. Для этого запишем достоинства и недостатки.

Проведем анализ рассмотренного варианта. Для этого рассмотрим достоинства и недостатки.

Достоинства:

1. Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (10%). Наибольшее отклонение составляет 7,3%.

2. Высокая надежность электроснабжения п/ст «Сосновская». В данном варианте развития сети п/ст «Сосновская» соединяется с двумя подстанциями: п/ст «Радужная» и п/ст «Брусничная».

3. Для соединения п/ст «Сосновская» с сетью выбран не самый длинный путь.

Недостатки:

1. Для соединения п/ст «Сосновская» с сетью выбран не самый короткий путь.

Вывод по третьему варианту развития электрической сети:

В данном варианте развития сети были учтены достоинства и недостатки предыдущих вариантов. Достигнут хороший уровень надежности электроснабжения потребителей при среднем уровне капиталовложений.

Рассмотрим последний вариант развития заданной электрической сети. Режим четвертого варианта развития заданной электрической сети представлен на рисунке 6.

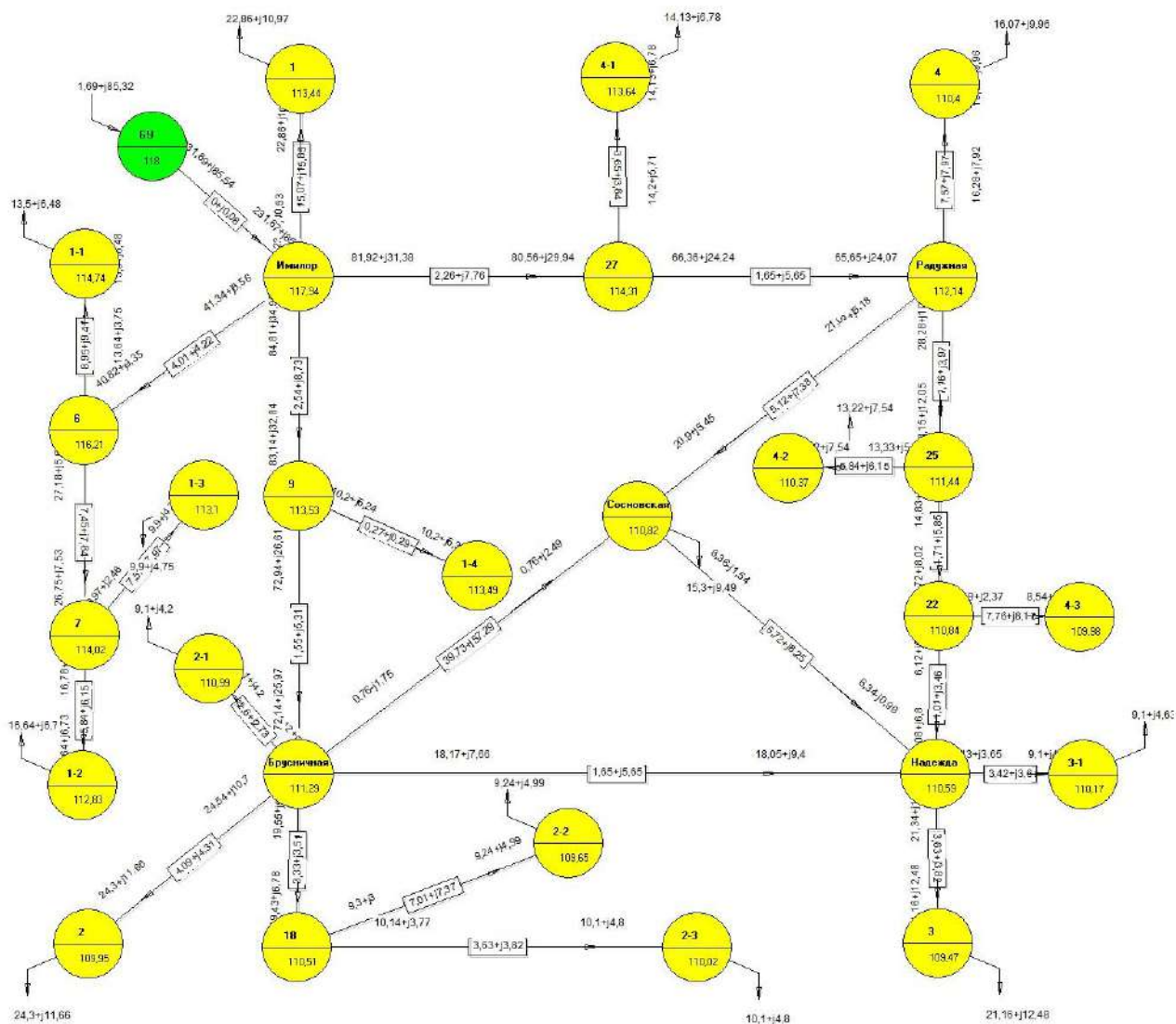


Рисунок 6 – Режим четвертого варианта развития сети

С помощью программы NetWORKS на ПК были получены токи в ветвях. Произведем анализ нагрузок ветвей, выявим перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Токи в ветвях сети четвертого варианта

N _{нач}	N _{кон}	Название	I _{нач}	I _{доп} (А)
1	6	Импор – 6	207,37	265
1	11	Импор – (1)	127,79	265
1	9	Импор – 9	451,99	605
1	27	Импор – 27	431,08	605
1	5	Радужная – Сосновская	112,17	330
4	27	Радужная – 27	358,47	605
4	2	Радужная – (4)	95,93	265
4	16	Радужная – 25	157,41	605
3	22	Надежда – 22	45,45	605
3	21	Надежда – (3-1)	52,37	265

Продолжение таблицы 13

3	20	Надежда – (3)	128,18	265
3	2	Надежда – Брусничная	104,2	605
18	8	18 – (2-2)	52,96	265
27	28	27 – (4-1)	78,42	265
25	22	25 – 22	85,1	605
25	24	25 – (4-2)	77,49	265
22	23	22 – (4-3)	48,38	265
2	18	Брусничная – 18	106,72	265
2	16	Брусничная – (2-1)	51,33	265
2	17	Брусничная – (2)	109,95	265
2	9	Брусничная – 9	396,34	605
2	5	Брусничная – Сосновская	25,28	330
6	7	6 – 7	139,22	265
7	12	7 – (1-2)	90,22	265
7	13	7 – (1-3)	53,74	265
6	14	6 – (1-1)	72,54	265
9	10	9 – (1-4)	60,04	265
18	19	18 – (2-3)	57,54	265
4	5	Надежда – Сосновская	33,48	330

Также, при помощи программы NetWORKS были получены напряжения в узлах сети. Произведем анализ напряжений в узлах сети на наличие отклонений, превышающих допустимые нормы. Величины напряжений представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Напряжения в узлах четвертого варианта

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,94	16	(2-1)	110,99
2	Брусничная	111,29	17	2	109,95
3	Надежда	110,59	18	18	110,51
4	Радужная	112,14	19	(2-3)	110,02
5	Сосновская	110,82	20	(3)	109,47
6	6	116,21	21	(3-1)	110,17
7	7	114,02	22	22	110,84
8	(2-2)	109,65	23	(4-3)	109,98
9	9	113,53	24	(4-2)	110,37
10	(1-4)	113,49	25	25	111,44
11	(1)	113,44	26	(4)	110,4
12	(1-2)	112,83	27	27	114,31
13	(1-3)	113,1	28	(4-1)	113,64
14	(1-1)	114,74			

Проанализировав данные таблицы 8, можно сделать вывод о том, что наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max}=7,23\%$ (отклонения не превышают 10%).

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta \Sigma P = 8,329 \text{ МВт}$.

Проанализируем данный вариант. Для этого запишем достоинства и недостатки.

Проведем анализ последнего варианта. Для этого рассмотрим достоинства и недостатки.

Достоинства:

1. Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (10%). Наибольшее отклонение составляет 7,23%.

2. Высокая надежность электроснабжения п/ст «Сосновская». В данном варианте развития сети п/ст «Сосновская» соединяется с тремя подстанциями: п/ст «Радужная», п/ст «Брусничная» и п/ст «Надежда».

3. В данном варианте больше связей между п/ст, что также повысило надежность электроснабжения.

Недостатки:

1. Необходимы большие капиталовложения на постройку такого количества ЛЭП (три для п/ст «Сосновская»).

2. Линии, соединяющие п/ст «Сосновская» с первоначальной сетью не эффективно нагружены.

В данном варианте развития электрической сети достигнут высокий уровень надежности электроснабжения потребителей. Однако такой подход привел к тому, что для реализации данного варианта, по сравнению с предыдущими вариантами, потребуются очень большие капиталовложения из-за необходимости возведения большего количества линий электропередачи.

Таким образом, были намечены четыре варианта развития первоначальной сети. Проанализировав все рассмотренные варианты, для дальнейшего сравнения выберем второй и третий.

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

2.2 Сравнение двух выбранных вариантов развития исходной сети и выбор наилучшего из них

Для определения наиболее рентабельного варианта развития сети произведем расчет приведенных затрат.

Наиболее рентабельное решение при проектировании объектов энергетики означает, что заданный объект получается при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Для определения оптимального варианта требуется определить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта по каждому из намеченных вариантов.

Расчет капитальных вложений производится методом укрупненных показателей. При сравнении вариантов не будем учитывать одинаковые для всех вариантов элементы. Таким образом, определятся только количеством трансформаторов, п/ст и длин ЛЭП (опоры для линий 110кВ выберем железобетонные):

$$K = n_{iT} \cdot k_T + n_{iП} \cdot k_{П} + n_{iЛ110} \cdot k_{Л110}, \quad (2.5)$$

где n_{iT} – число трансформаторов, используемых в данном варианте схемы;

k_T – капитальные вложения в ячейку одного трансформатора:

$$k_T = 5849 \text{ тыс. руб. [5];}$$

$n_{iП}$ – число п/ст, используемых в данном варианте схемы;

$$k_{П} \text{ – капитальные вложения в одну п/ст: } k_{П} = 73320 \text{ тыс. руб. [5];}$$

$n_{iЛ110}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{Л110}$ – капитальные вложения в 1км линии 110кВ:

$$k_{Л110} = 662,3 \text{ тыс. руб/км. [5];}$$

Для расчета капитальных вложений воспользуемся формулой (2.5):

$$K_{1\text{вар}} = 2 \cdot 5849 + 1 \cdot 73320 + 91 \cdot 662,3 = 145287,3 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{2\text{вар}} = 2 \cdot 5849 + 1 \cdot 73320 + 149 \cdot 662,3 = 183700 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки рассчитаем по формуле:

$$И = И_{At} + И_{Ap} + И_{Al} + И_{Ot} + И_{Op} + И_{Ol} + И_{П}, \quad (2.6)$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

где $I_A = \alpha_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на амортизацию;

$I_O = \beta_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на издержки на обслуживание;

I_{Π} – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в разрабатываемом варианте.

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_T = \alpha_{\Pi} = \alpha_{\Pi} = 5\% = 0,05;$$

$$\beta_T = \beta_{\Pi} = 5,9\% = 0,059;$$

$$\beta_{\Pi} = 8\% = 0,008.$$

$$I_{\Pi} = (\Delta P_{\text{проект.вариант}} - \Delta P_{\text{нач.сеть}}) \cdot T \cdot \Pi, \quad (2.7)$$

где T – число часов максимума нагрузки = 6000 ч/год;

Π – тариф за электроэнергию = 0,92 руб/(кВт*ч).

Найдем нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии при помощи формулы (2.7):

$$I_{\Pi 1} = (8302 - 7438) \cdot 6000 \cdot 0,92 = 4769,28 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{\Pi 2} = (8313 - 7438) \cdot 6000 \cdot 0,92 = 4830 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки рассчитаем по формуле (2.5):

$$I_1 = (2 \cdot 5849 + 1 \cdot 73320 + 91 \cdot 662,3) \cdot 0,05 + (2 \cdot 5849 + 1 \cdot 73320) \cdot 0,059 + \\ + (91 \cdot 662,3) \cdot 0,008 + 4769,28 = 17531,86 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_2 = (2 \cdot 5849 + 1 \cdot 73320 + 149 \cdot 662,3) \cdot 0,05 + (2 \cdot 5849 + 1 \cdot 73320) \cdot 0,059 + \\ + (149 \cdot 662,3) \cdot 0,008 + 4830,28 = 19820,8 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z_i = I + E_H \cdot K_i + M[Y], \quad (2.8)$$

где $M[Y_i]$ – математическое ожидание ущерба при использовании данной сети, примем равным нулю, так как схемы отличаются незначительно.

$E_H = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

($T_{ок} = 10$ лет).

Рассчитаем приведенные затраты по формуле (2.8):

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$Z_1 = 17531,86 + 0,1 \cdot 145287,3 = 32060,59 \text{ тыс.руб.};$$

$$Z_2 = 19820,8 + 0,1 \cdot 183700 = 38190,8 \text{ тыс.руб.}$$

Сравнение приведенных затрат определим следующим образом:

$$\frac{|Z_1 - Z_2|}{(Z_1 + Z_2) / 2} \cdot 100\%. \quad (2.9)$$

$$\frac{|32060,59 - 38190,8|}{(32060,59 + 38190,8) / 2} \cdot 100\% = 17,45\% > 10\%.$$

По результатам сравнения вариантов по приведенным затратам следует, что первый вариант является более экономичными, $17,45\% > 10\%$. Поэтому для дальнейшего развития электрической сети выберем именно этот вариант.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

3 АНАЛИЗ И ДОРАБОТКА ВЫБРАННОГО ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ СЕТИ

3.1 Расчет основных режимов сети

Целью расчета режимов сети заключается в нахождении параметров, в которых работает оборудование сети и ее потребители.

Режимы сети можно определить обращая внимание на три основных фактора: графики нагрузок отдельных п/ст, режима работы генерирующих источников, условиями обмена мощностями данной энергосистемы с соседствующими системами.

Ограничимся рассмотрением следующих характерных нормальных режимов:

- Режим максимальных нагрузок;
- Режим минимальных нагрузок;
- Наиболее тяжелый послеаварийный режим.

Также, для выявления слабых мест сети произведем анализы работы следующих режимов:

- Анализ режимов перспективных нагрузок;
- Анализ работы трансформаторов для перспективных нагрузок.

Карты режимов представлены в приложении В.

3.1.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Режим наибольших нагрузок характеризуется повышенным напряжением в узлах сети, а также возникновением потоков мощностей, связанных с наибольшим расходом электроэнергии.

Для расчета режима наибольших нагрузок воспользуемся программой NetWORKS. Карта режима наибольших нагрузок представлена на рисунке 7.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

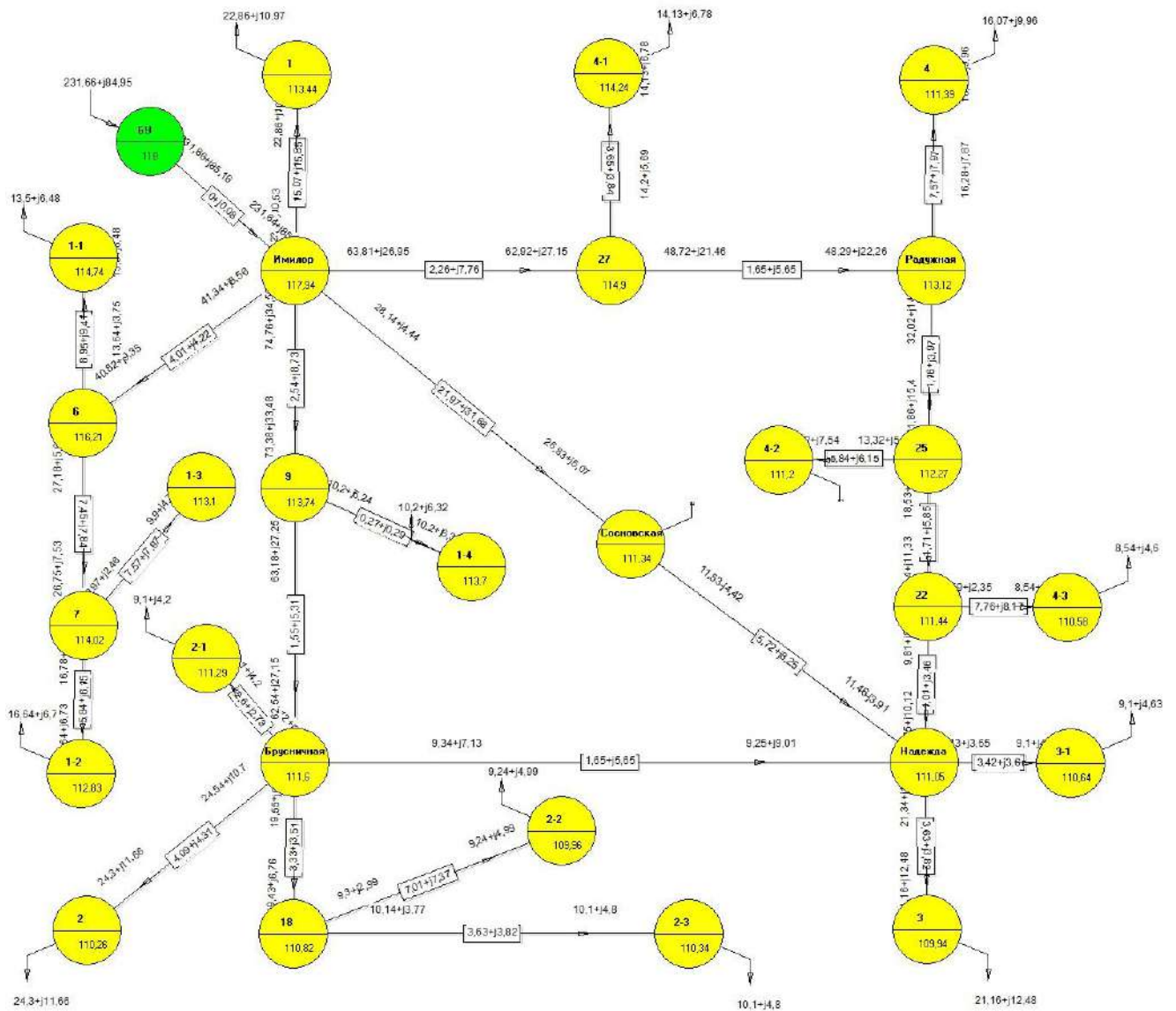


Рисунок 7 – Режим наибольших нагрузок

Проведем анализ токов в ветвях сети в режиме наибольших нагрузок. Токи представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Токи в ветвях сети в режиме наибольших нагрузок

N нач	N кон	Название	I нач	Iдоп (А)
1	6	Имилор – 6	207,36	265
1	11	Имилор – (1)	127,79	265
1	9	Имилор – 9	406,45	605
1	27	Имилор – 27	341,79	605
1	5	Имилор – Сосновская	140,6	330
4	27	Радужная – 27	269,48	605
4	2	Радужная – (4)	95,02	265
4	16	Радужная – 25	180,56	605
3	22	Надежда – 22	70,97	605

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

13.03.02.2018.914.00 ПЗ

Лист

40

Продолжение таблицы 15

3	21	Надежда – (3-1)	52,14	265
3	20	Надежда – (3)	127,62	265
3	2	Надежда – Брусничная	63,85	605
18	8	18 – (2-2)	52,8	265
27	28	27 – (4-1)	77,99	265
25	22	25 – 22	109,48	605
25	24	25 – (4-2)	76,87	265
22	23	22 – (4-3)	48,1	265
2	18	Брусничная – 18	106,38	265
2	16	Брусничная – (2-1)	51,18	265
2	17	Брусничная – (2)	139,79	265
2	9	Брусничная – 9	351,04	605
2	5	Надежда – Сосновская	62,97	330
6	7	6 – 7	139,22	265
7	12	7 – (1-2)	90,22	265
7	13	7 – (1-3)	53,74	265
6	14	6 – (1-1)	72,54	265
9	10	9 – (1-4)	60,81	265
18	19	18 – (2-3)	57,37	265

Напряжения в узлах представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Напряжения в узлах в режиме наибольших нагрузок

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,94	16	(2-1)	111,29
2	Брусничная	111,6	17	2	110,26
3	Надежда	111,05	18	18	110,82
4	Радужная	113,12	19	(2-3)	110,34
5	Сосновская	111,34	20	(3)	109,94
6	6	116,21	21	(3-1)	110,64
7	7	114,02	22	22	111,44
8	(2-2)	109,96	23	(4-3)	110,58
9	9	113,74	24	(4-2)	111,2
10	(1-4)	113,7	25	25	112,27
11	(1)	113,44	26	(4)	111,39
12	(1-2)	112,83	27	27	114,9
13	(1-3)	113,1	28	(4-1)	114,24
14	(1-1)	114,74			

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta S_P = 8,302 \text{ МВт}$.

Проведя анализ значений токов в ветвях сети в режиме наибольших нагрузок, следует сделать вывод о том, что ни в одной ветви сети токи не превышают длительно допустимые токи, соответствующие сечениям проводов используемые в данных ЛЭП в реконструкции не нуждаются. Кроме того, при обрыве/отключении линии «Радужная–Сосновская», оставшаяся ветвь также не будет перегружена.

Наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max}=6,83\%$ (отклонения не превышают 10%).

Потери в линиях составляют 1-2%.

3.1.2 Анализ режимов перспективных нагрузок

Наибольшее внимание в оптимизации развития электроэнергетической системы следует обратить на прогнозирование нагрузок и электропотребления.

От правильности определения электрических нагрузок зависит рациональность схемы электроснабжения и всех ее элементов. Если не учитывать рост нагрузок в сети, который происходит с годами, то это может привести к нарушению режима работы электрической сети в будущем, и возможной перегрузке элементов сети.

Расчет перспективных нагрузок потребителей района проектируемой электрической сети выполним с помощью формулы сложных процентов:

$$S_p = S_0 \cdot (1 + a)^t, \quad (3.1)$$

где S_p – нагрузка на прогнозируемый год;

S_0 – начальная мощность (максимальная нагрузка в нормальном режиме);

a – темп ежегодного прироста нагрузки, примем 4%;

t – прогнозируемый период, год.

Максимальные электрические нагрузки рассчитаем на расчетное время 5 лет. Коэффициент годового роста наибольших нагрузок равен 0.1.

В качестве исходных нагрузок будем использовать существующие нагрузки.

При заданных значениях перспективные нагрузки будут вычисляться следующим образом

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

3.1.3 Анализ работы трансформаторов для перспективных нагрузок

Согласно ГОСТ 14209 – 97 аварийную перегрузку трансформаторов K_{AB} рекомендуется принимать равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток, при этом коэффициент загрузки K_3 в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции.

Из-за того, что в данном проекте потребители электроэнергии относятся ко 2ой категории надежности, то необходимо осуществить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях. Для понижающих подстанций это условие выполняется если:

$$\frac{S_{AB}}{(n_m - n_{отк})} \cdot S_m \leq K_{AB} \quad (3.3)$$

где n_m , S_m – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

S_{AB} – определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

$$S_{AB} = S_{НБ} - S_{Н.РЕЗ} \quad (3.4)$$

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме

$$S_{НБ} = k_M \cdot S_H(\text{макс}), \quad (3.5)$$

где k_M – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять $k_M = 1$, $S_{Н.РЕЗ} = 0$,

Рассчитаем загрузку трансформаторов в нормальном и аварийном режимах (при отключении одного из трансформаторов).

Рассмотрим пример расчета коэффициента аварийной перегрузки для п/ст Сосновская.

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_H}{n_m \cdot S_m} = \frac{21,96}{2 \cdot 16} \cdot 100\% = 68 \%. \quad (3.6)$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{21,96}{(2 - 1) \cdot 16} \cdot 100\% = 137 \%$$

Аналогичный расчёт проведём для трансформаторов всех подстанций, результат расчета сведём в таблицу 4.

Результаты расчета сведем в таблицу 18

Таблица 18 – Загрузка трансформаторов

№ п/п	п/ст	S МВА	P МВт	Q МВАр	Кол-во и тип тр-ов	Коэффициент загрузки	
						Норм.режим	Ав. реж.
1	1	30,99	27,89	13,39	-/-	-/-	-/-
2	1-1	18,3	16,47	7,9	2*ТДТН 25000	0,37	0,73
3	1-2	20,74	19,08	8,2	2*ТДТН 25000	0,41	0,83
4	1-3	13,42	12,08	5,8	2*ТДТН 16000	0,42	0,84
5	1-4	14,64	12,44	7,72	2*ТДТН 16000	0,46	0,92
6	2	32,94	29,65	14,23	-/-	-/-	-/-
7	2-1	12,2	11,1	5,12	2*ТДТН 16000	0,38	0,76
8	2-2	12,81	11,27	6,09	2*ТДТН 16000	0,41	0,82
9	2-3	13,66	12,32	5,86	2*ТДТН 16000	0,4	0,8
10	3	30,01	25,82	15,22	-/-	-/-	-/-
11	3-1	12,44	11,1	5,65	2*ТДТН 16000	0,39	0,78
12	4	23,06	19,61	12,15	-/-	-/-	-/-
13	4-1	19,15	17,24	8,27	2*ТДТН 25000	0,38	0,77
14	4-2	18,54	16,13	9,2	2*ТДТН 25000	0,38	0,76
15	4-3	11,83	10,42	5,6	2*ТДТН 25000	0,37	0,74
16	5	21,96	18,67	11,57	2*ТДН 16000	0,68	1,37

На всех подстанциях загрузка в нормальном и послеаварийном режиме перспективных нагрузок соответствует допустимым пределам [1].

3.1.4 Расчет режима минимальных нагрузок

Режим минимальных нагрузок характеризуется малым энергорасходом. Для расчета режима нагрузки принимаются 0,6..0,7 от наибольших[2]. В этом режиме потоки мощностей в ветвях, величина токов в линиях, напряжений в узлах сети ниже.

Данный режим необходимо проанализировать, так как могут быть отклонений, превышающие допустимые нормы.

Для расчета режима минимальных нагрузок воспользуемся программой NetWORKS. Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 9.

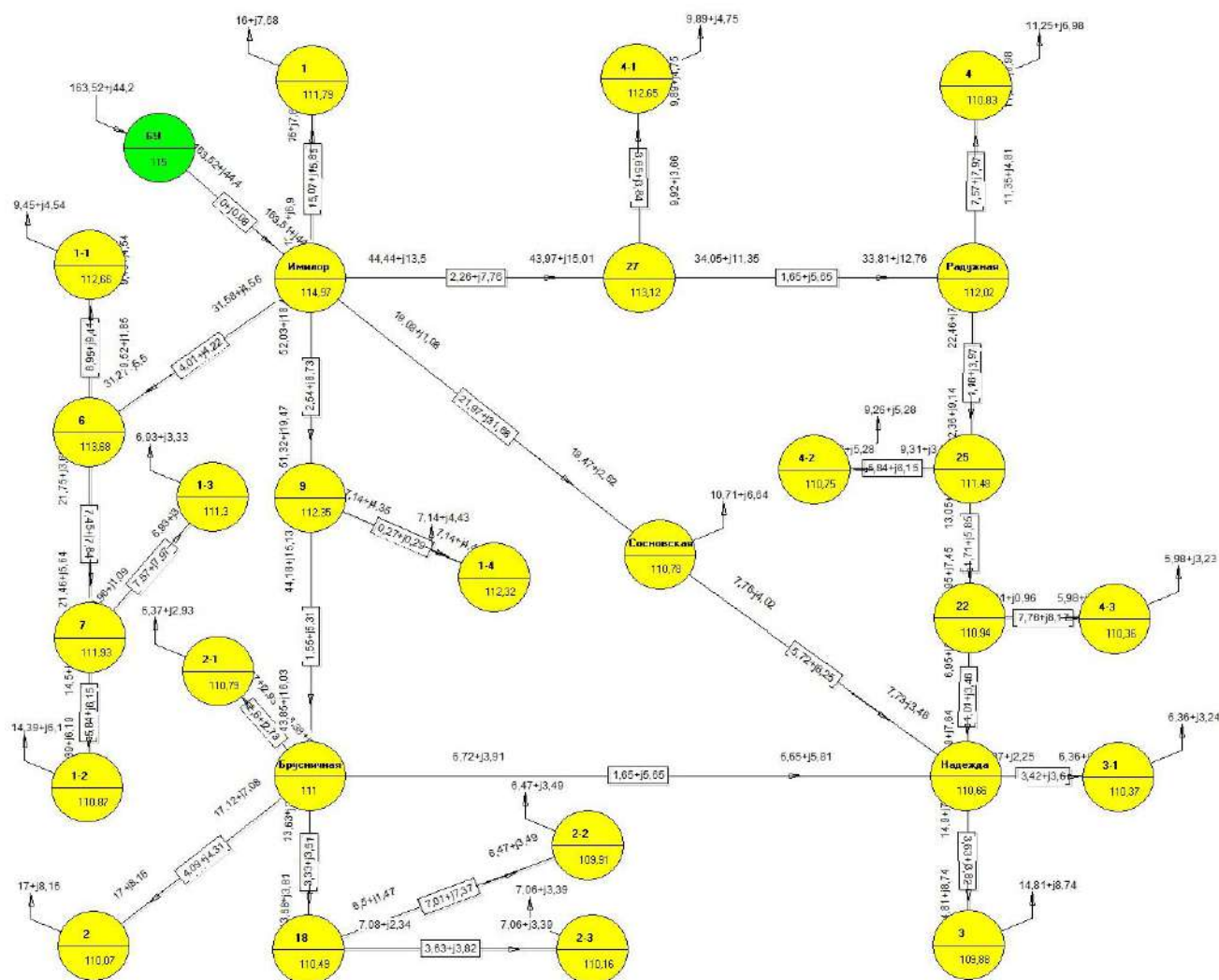


Рисунок 9 – Режим минимальных нагрузок

Проведем анализ токов в ветвях сети в режиме минимальных нагрузок. Токи представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Токи в ветвях сети в режиме минимальных нагрузок

№ нач	№ кон	Название	I нач	Iдоп (А)
1	6	Имилор – 6	160,74	265
1	11	Имилор – (1)	90,43	265
1	9	Имилор – 9	279,65	605
1	27	Имилор – 27	235,2	605
1	5	Имилор – Сосновская	96,56	330
4	27	Радужная – 27	184,7	605
4	2	Радужная – (4)	66,07	265
4	16	Радужная – 25	123,92	605
3	22	Надежда – 22	51,56	605
3	21	Надежда – (3-1)	36,22	265
3	20	Надежда – (3)	88,98	265
3	2	Надежда – Брусничная	43,06	605
18	8	18 – (2-2)	36,38	265
27	28	27 – (4-1)	55,05	265
25	22	25 – 22	75,47	605
25	24	25 – (4-2)	53,48	265
22	23	22 – (4-3)	33,14	265
2	18	Брусничная – 18	73,02	265
2	16	Брусничная – (2-1)	35,75	265
2	17	Брусничная – (2)	97,59	265
2	9	Брусничная – 9	241,41	605
2	5	Надежда – Сосновская	44,16	330
6	7	6 – 7	113,14	265
7	12	7 – (1-2)	79,9	265
7	13	7 – (1-3)	37,71	265
6	14	6 – (1-1)	51,08	265
9	10	9 – (1-4)	43,08	265
18	19	18 – (2-3)	39,92	265

Напряжения в узлах сети представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	114,97	16	(2-1)	110,79
2	Брусничная	111	17	2	110,07
3	Надежда	110,66	18	18	110,49
4	Радужная	112,02	19	(2-3)	110,16
5	Сосновская	110,78	20	(3)	109,88

Продолжение таблицы 20

6	6	113,68	21	(3-1)	110,37
7	7	111,93	22	22	110,94
8	(2-2)	109,91	23	(4-3)	110,36
9	9	112,35	24	(4-2)	110,75
10	(1-4)	112,35	25	25	111,48
11	(1)	111,79	26	(4)	110,83
12	(1-2)	110,87	27	27	113,12
13	(1-3)	111,3	28	(4-1)	112,65
14	(1-1)	112,66			

Наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\max} = 4,45\%$ (отклонения не превышают 10%).

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta \Sigma P = 4,447$ МВт.

Потери в линиях также составляют менее 2%.

3.1.5 Расчет послеаварийного режима

Для определения наиболее слабых участков сети, необходимо также проанализировать особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении одной из питающих подстанцию Сосновская линий. (Либо Имилор – Сосновская, либо Надежда – Сосновская.) При этом нагрузки подстанций должны соответствовать максимальному режиму.

Для расчета режима послеаварийных нагрузок воспользуемся программой NetWORKS. Произведем поочередное отключение линий в сети и определим наиболее тяжелое повреждение. Результаты расчетов сведем в таблицу №21

Таблица №23 Загруженность линий при различных авариях в рассматриваемой сети.

отк вкл	Имилор-27	27- Радужн.	Радужн. 25	25-22	22- Надежда	Надежда- Брусничн.	Бруснична я-9	9- Имилор	Сосн.- Имилор	Сосн.- Надежда
Имилор-27		117,93 330,4	117,94 346,1	117,94 348,3	117,94 356,7	117,94 368,1	117,94 396,13	117,93 423,2	117,93 134,1	117,94 384,3
27- Радужная	U=112,6 I=292,5		115,01 272,1	115,1 274,18	114,96 282,4	114,81 293,91	114,54 321,9	114,25 348,9	114,36 355,75	114,88 309,2
Радужн. 25	U=111,2 I=126,1	111,88 157,1		113,29 178,2	113,21 186,3	112,96 197,56	112,5 225,0	112,02 251,5	112,22 258,5	113,1 213,0
25-22	U=110,4 I=55,9	111,19 80,77	111,72 98,78		112,38 111,0	112,06 122,2	111,48 148,97	110,87 174,97	111,13 181,3	112,24 136,6
22- Надежда	U=110,2 I=25,9	110,59 41,88	111,01 57,7	111,01 61,1		111,16 80,8	110,41 106,0	109,62 131,15	109,98 135,33	111,42 91,1
Надежда- Брусничн.	U=109,9 I=114,3	110,34 97,1	110,69 83,71	110,7 82,45	110,87 68,5		109,89 27,6	108,99 29,57	109,41 152,31	111,04 93,31
Бруснична я-9	U=110,8 I=420,5	111,07 401,5	111,34 386,9	111,34 385,14	111,47 72,71	111,74 365,7		109,03 297,4	110,36 465,8	111,57 402,9
9-Имилор	U=113,2 I=480	111,81 461,6	113,41 446,9	113,58 445,1	113,66 219,2	113,81 425,5	114,01 392,22		112,94 526,3	113,71 462,8
Сосн.- Имилор	U=110,4 I=169,75	110,76 161,8	110,69 155,68	110,7 154,9	111,2 151,9	110,74 153,7	110,39 169,5	109,65 184,87		112,6 96,9
Сосн.- Надежда	U=110,4 I=84,03	110,76 76,82	110,69 71,56	110,7 70,65	111,2 68,0	110,74 69,2	110,39 83,53	109,65 97,17	107,89 101,84	
ΣΔP (МВт)	9,27	8,79	8,47	8,4	8,33	8,345	9,11	9,91	8,833	7,97
ΣΔQ (МВАр)	-26,59	-28,77	-30,17	-30,07	-30,74	-30,29	-27,97	-24,64	-24,1	-30,3

Авария при обрыве ЛЭП «Имилор – Сосновская» является одной из самых существенных на подстанции «Сосновская», напряжение уменьшается до величины 107,89 В. Проведем расчет режима сети при возникновении этой аварии. Режим сети при данной аварии представлен на рисунке 10. А далее проведем расчет отпаек для трансформатора ТДН-16000/110, так как он больше всего влияет на напряжения потребителей, идущих за п/ст «Сосновская».

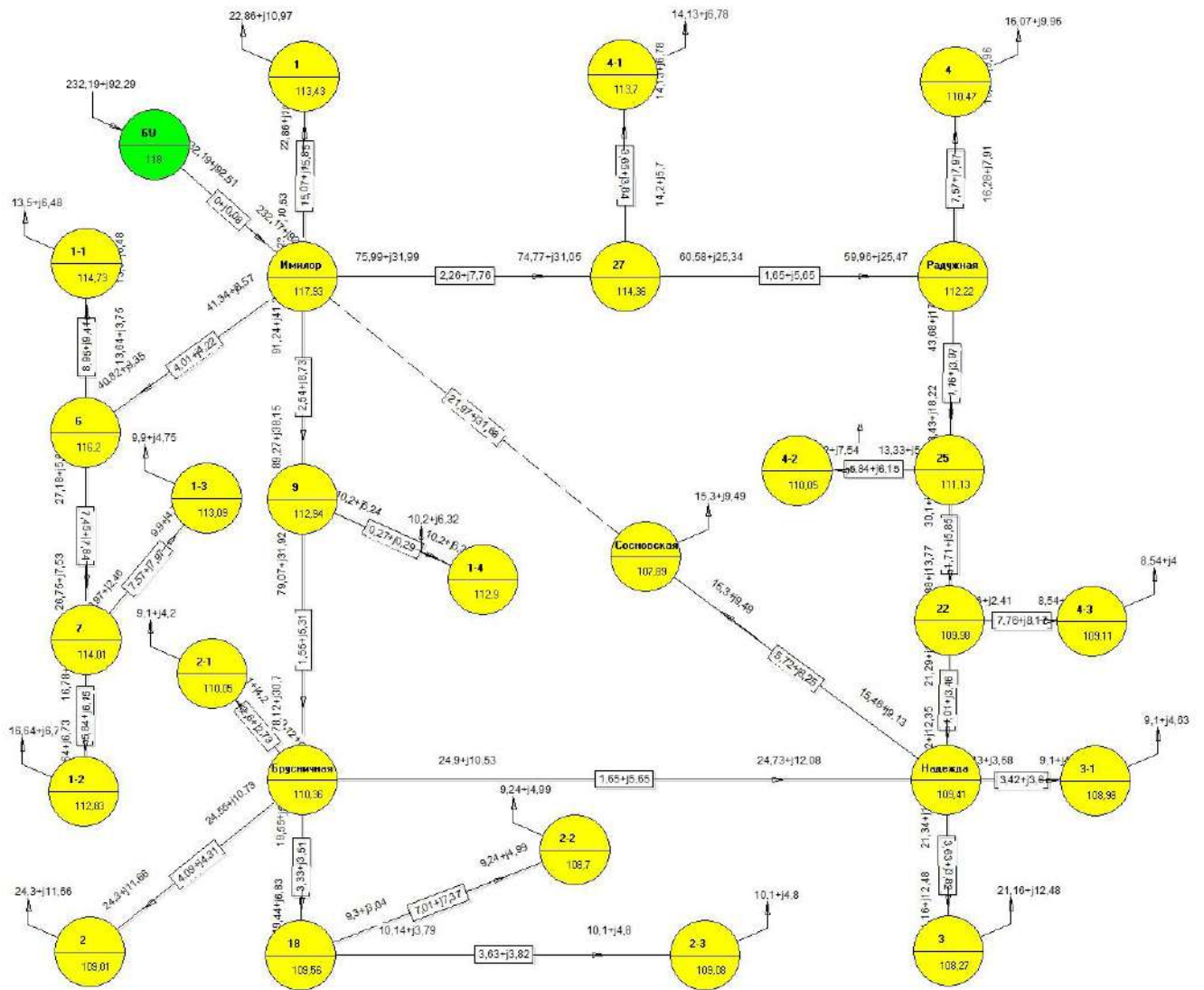


Рисунок 10 – Послеаварийный режим нагрузок

Проведем анализ токов в ветвях сети в послеаварийном режиме при обрыве на участке Имилор – Сосновская. Токи представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Токи в ветвях сети в послеаварийном режиме

N нач	N кон	Название	I нач	Iдоп (А)
1	6	Имилор – 6	207,37	265
1	11	Имилор – (1)	127,8	265
1	9	Имилор – 9	493,51	605
1	27	Имилор – 27	406,31	605
1	5	Имилор – Сосновская	-	330
4	27	Радужная – 27	335,17	605
4	2	Радужная – (4)	95,86	265
4	16	Радужная – 25	243,45	605
3	22	Надежда – 22	129,45	605

Продолжение таблицы 22

3	21	Надежда – (3-1)	52,96	265
3	20	Надежда – (3)	129,62	265
3	2	Надежда – Брусничная	145,24	605
18	8	18 – (2-2)	55,78	265
27	28	27 – (4-1)	78,38	265
25	22	25 – 22	170,81	605
25	24	25 – (4-2)	77,72	265
22	23	22 – (4-3)	48,51	265
2	18	Брусничная – 18	107,75	265
2	16	Брусничная – (2-1)	51,78	265
2	17	Брусничная – (2)	141,43	265
2	9	Брусничная – 9	439,1	605
2	5	Надежда – Сосновская	96,35	330
6	7	6 – 7	139,23	265
7	12	7 – (1-2)	90,23	265
7	13	7 – (1-3)	53,74	265
6	14	6 – (1-1)	72,55	265
9	10	9 – (1-4)	61,25	265
18	19	18 – (2-3)	58,06	265

Напряжения в узлах сети представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	U	Номер	Название	U
1	Имилор	117,93	16	(2-1)	110,05
2	Брусничная	110,36	17	2	109,01
3	Надежда	109,31	18	18	109,56
4	Радужная	112,22	19	(2-3)	109,08
5	Сосновская	107,89	20	(3)	108,27
6	6	116,2	21	(3-1)	108,98
7	7	114,01	22	22	109,98
8	(2-2)	108,74	23	(4-3)	109,11
9	9	112,94	24	(4-2)	110,05
10	(1-4)	112,9	25	25	111,13
11	(1)	113,43	26	(4)	110,47
12	(1-2)	112,83	27	27	114,36
13	(1-3)	113,09	28	(4-1)	113,7
14	(1-1)	114,73			

Суммарные потери активной мощности в линиях данной сети составляют $\Delta S_P = 8,833 \text{ МВт}$.

Наибольшее отклонение напряжения в узлах сети имеет значение $\Delta U_{\text{max}} = 9,37\%$ (отклонения не превышают 10%).

Из таблицы 22 очевидно, что при аварии на линии «Имилор – Сосновская» линия «Надежда – Сосновская» не оказывается перегруженной, токи не превышают длительно допустимые значения, соответствующие сечениям проводов используемые в данных ЛЭП в реконструкции не нуждаются.

Напряжения в узлах сети изменились не критично, благодаря довольно большому размеру системы.

Благодаря наличию РПН у трансформаторов на п/ст «Сосновская», мы можем повысить качество напряжения у потребителей 10 кВ.

3.2 Обеспечение качества напряжения в сети

Потребители могут эффективно работать только при требуемом качестве электрической энергии, т. е. при нормированных значениях частоты, напряжения, отсутствии несимметрии и несинусоидальности формы кривой напряжения.

Требование к качеству электроэнергии в электрических сетях общего назначения определены ГОСТом 13100-97. В процессе проектирования выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны и т. д.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой.

В данном варианте проведем расчет отпаек для ТДН-16000/110, так как он больше всего влияет на напряжения потребителей, идущих за п/ст «Сосновская».

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad (3.6)$$

$$k_{\text{НН}} = \frac{115}{11} = 10,46.$$

Из пункта 5 получили напряжения, приведенные к ВН.

На шинах 10кВ в режиме наибольших нагрузок:

$$U'_{10\text{max}} = k_{\text{НН}} \cdot 10,64. \quad (3.7)$$

$$U'_{10\text{max}} = k_{\text{НН}} \cdot 10,64 = 111,34 \text{ кВ.}$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Для режима минимальных нагрузок и послеаварийного режима воспользуемся формулой (3.5):

$$U'_{10\min} = k_{\text{НН}} \cdot 10,6 = 110,78 \text{ кВ};$$

$$U'_{10\text{пав}} = k_{\text{НН}} \cdot 10,14 = 107,89 \text{ кВ}.$$

Желаемое напряжение принять для шин 10 кВ:

$$U_{\text{НЖ}\max} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{НЖ}\min} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{НЖ}\text{пав}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Желаемое напряжение ответвления каждого режима рассчитывается по формуле (3.6),(3.7),(3.8).

$$U_{\text{ВНЖНБ}} = \frac{U'_{10\max}}{U_{\text{НЖ}\max}} \cdot U_{\text{НН}} \quad (3.8)$$

$$U_{\text{ВНЖНБ}} = \frac{111,34}{10,5} \cdot 11 = 116,64 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{ВНЖНМ}} = \frac{U'_{10\min}}{U_{\text{НЖ}\min}} \cdot U_{\text{НН}} \quad (3.9)$$

$$U_{\text{ВНЖНМ}} = \frac{110,78}{10} \cdot 11 = 121,86 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{ВНЖПА}} = \frac{U'_{10\text{пав}}}{U_{\text{НЖ}\text{пав}}} \cdot U_{\text{НН}} \quad (3.10)$$

$$U_{\text{ВНЖПА}} = \frac{107,89}{10,5} \cdot 11 = 113,03 \text{ кВ}.$$

Выбираем стандартные ближайшие ответвления:

$$U_{\text{ВНДНБ}} = 117,0 \text{ кВ (+1 отпайка «+1,78%»);}$$

$$U_{\text{ВНДНМ}} = 121,1 \text{ кВ (+3 отпайка «+5,34%»);}$$

$$U_{\text{ВНДПА}} = 113,0 \text{ кВ (-1 отпайка «-1,78%»).$$

При данных ответвлениях по формуле (3.9), (3.10), (3.11) найдем действительные напряжения на шинах 10кВ:

$$U_{10\text{днб}} = \frac{U'_{10\text{НБ}}}{U_{\text{ВНДНБ}}} \cdot U_{\text{НН}} \quad (3.11)$$

$$U_{10\text{днб}} = \frac{111,34}{117,0} \cdot 11 = 10,47 \text{ кВ}.$$

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ					

$$U_{10ДНМ} = \frac{U'_{10НМ}}{U_{ВНДНБ}} \cdot U_{НН}. \quad (3.12)$$

$$U_{10ДНМ} = \frac{110,78}{121,1} \cdot 11 = 10,06 \text{ кВ.}$$

$$U_{10ДПА} = \frac{U'_{10ПА}}{U_{ВНДПА}} \cdot U_{НН}. \quad (3.13)$$

$$U_{10ДПА} = \frac{107,89}{113,0} \cdot 11 = 10,503 \text{ кВ.}$$

Отклонение напряжения от желаемого определяется по формуле (3.12):

$$\sigma U_{10ДНБ} = \frac{U_{10ДНБ} - U_{НЖНБ}}{U_{НЖНБ}}. \quad (3.14)$$

$$\sigma U_{10ДНБ} = \frac{10,47 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -0,29\%.$$

$$\sigma U_{10ДНМ} = \frac{U_{10ДНМ} - U_{НЖНМ}}{U_{НЖНМ}}. \quad (3.15)$$

$$\sigma U_{10ДНМ} = \frac{10,06 - 10}{10} \cdot 100\% = 0,6\%.$$

$$\sigma U_{10ДНБ} = \frac{U_{10ДПА} - U_{НЖПА}}{U_{НЖПА}}. \quad (3.16)$$

$$\sigma U_{10ДНБ} = \frac{10,503 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 0,03\%.$$

Величина отклонений составляет меньше половины величины одной ступени регулирования, следовательно отпайки выбраны верно.

Режим напряжения удовлетворяет потребителям. Величина отклонений не выходит за рамки допустимого.

Электрическая схема перспективного варианта развития, результаты регулирования отпайек РПН и сумма приведенных затрат представлены в приложении В.

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ					

4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «СОСНОВСКАЯ» 110/10 КВ

4.1 Разработка структурной схемы подстанции

4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей

Для подстанции, питающей развивающийся промышленный объект, имеем, число входящих воздушных линий – 2 и отходящих линий на стороне НН – 8. Планируемая мощность нагрузки должна составлять $S_{\text{НАГР}} = 18\text{МВА}$.

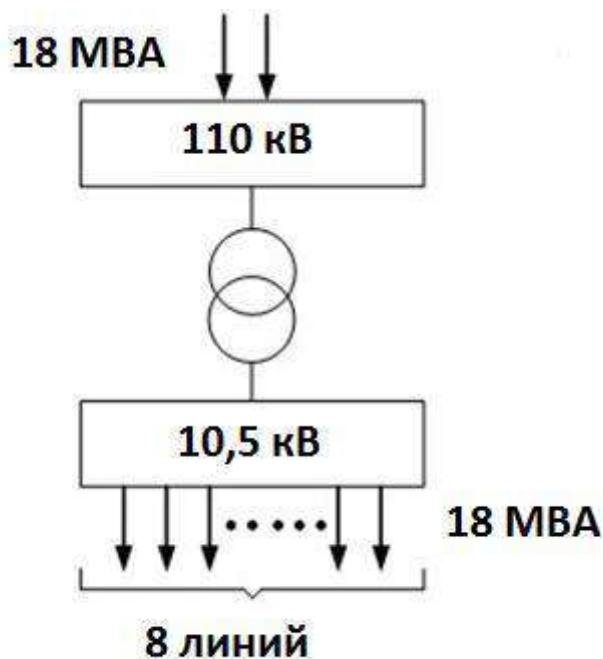


Рисунок 11 – Общая структурная схема п/ст Сосновская

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;13]. 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 [2]:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S_{\text{НАГР}}}{k_{\text{пер}}}, \quad (4.1)$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

где $S_{\text{НАГР}}$ – нагрузка на трансформатор;

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

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{18}{1,4} = 12,9 \text{ МВА.}$$

Выбираем автотрансформатор ТДН 16000/110 по [19]:

Т – трехфазный трансформатор;

Д – масляное с дутьем;

Н – выполнение обмотки ВН с устройством РПН.

Произведем расчет коэффициента перегрузки трансформатора в аварийном режиме по формуле (4.2):

$$K_{\text{П}} \geq \frac{S_{\text{НАГР}}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТН}}}, \quad (4.2)$$

где n – число трансформаторов на подстанции;

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

Подставляя числовые значения, получим:

$$K_{\text{П}} \geq \frac{18}{(2-1) \cdot 1,125}.$$

Коэффициент перегрузки трансформатора меньше 1,4, что соответствует ПУЭ. Величину коэффициента загрузки в нормальном режиме работы трансформатора найдем по формуле (4.3)

$$K_{\text{з}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{n \cdot S_{\text{ТН}}}. \quad (4.3)$$

Подставляя числовые значения, получим:

$$K_{\text{з}} = \frac{18}{2 \cdot 16} = 0,563.$$

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

4.1.1.1 Заземление трансформатора

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» при напряжении 110 кВ электрическая сеть выполняется с эффективно заземленной нейтралью. Нейтраль силового трансформатора заземляют, чтобы не создавать запас

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

изоляции, так как это не эффективно. Тогда при замыкании фазы на землю ток короткого замыкания резко возрастает, релейная защита реагирует на этот ток и отключает установку. При таком повреждении в сети напряжение «здоровых» фаз тоже увеличивается, но до величины $1,4U_{\phi}$ (или $0,8U_{\text{лин}}$) и длится только на время короткого замыкания.

В сетях 110 кВ иногда токи однофазного короткого замыкания превышают токи трехфазного, а аппаратуру и токоведущие части в основном выбирают по трехфазному короткому замыканию, поэтому часть нейтралей разземляют, тем самым, увеличивая сопротивление и уменьшая токи однофазного короткого замыкания.

Схема подключения используемого оборудования (ЗОН – заземлитель однополюсный наружной установки; ОПН – ограничитель перенапряжений, защищает нейтраль от перенапряжений при разомкнутом ЗОН) представлена на рисунке 12.

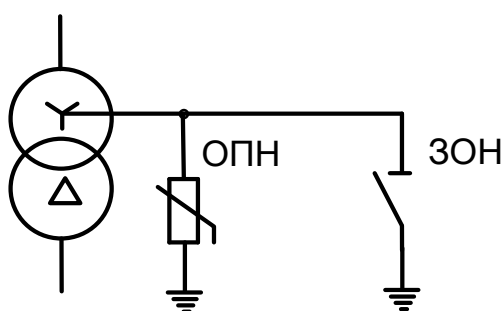


Рисунок 12 – Схема подключения ОПН и ЗОН

4.2 Расчет тока короткого замыкания

Для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, изоляторов необходимо провести расчет токов короткого замыкания[7]. Расчетная схема замещения представлена на рис.13 Электрическая схема замещения приведена на рис.14 Проводим расчет короткого замыкания в точках К1, К2 (на сторонах высшего, низшего напряжений).

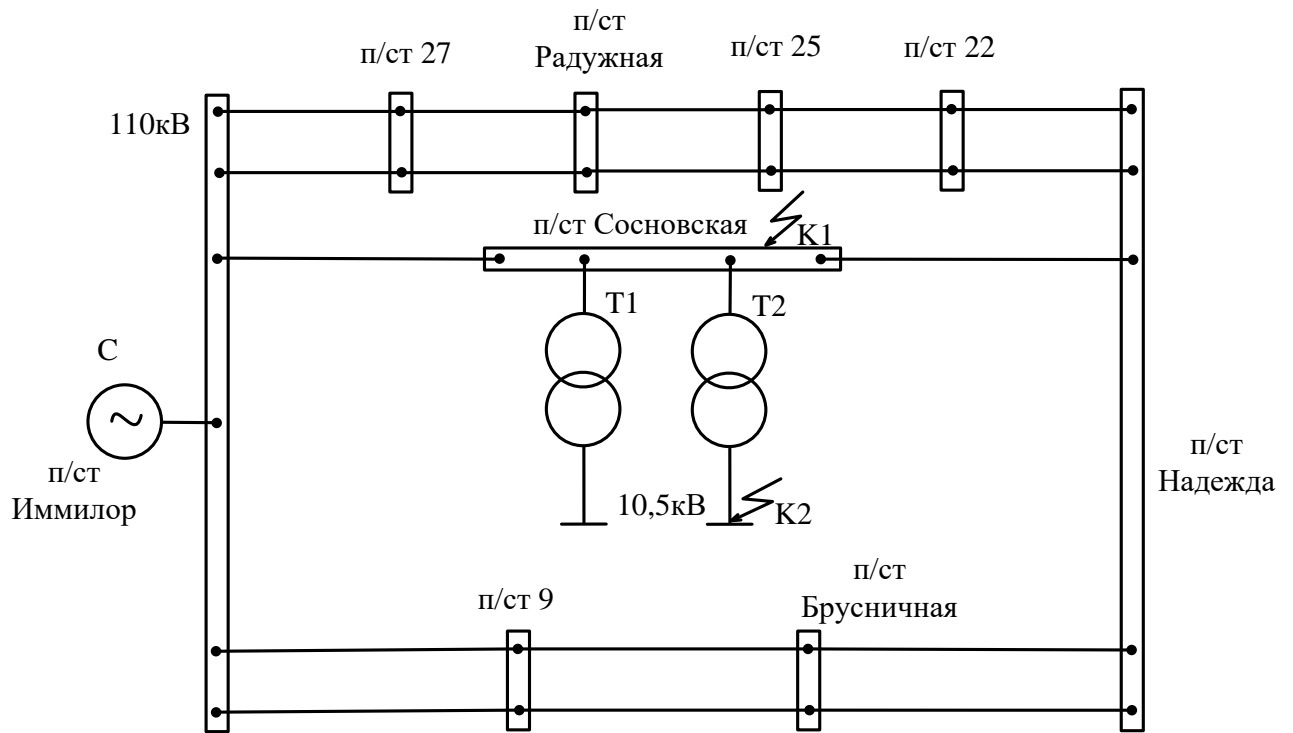


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения

4.2.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ (K1)

Сопротивление системы при $S_B=1000\text{MVA}$; $E_{C^*} = 1, 0$.

Для системы:

$S_C=2000\text{MVA}$.

$$X_{c^*} = \frac{S_B}{S_c^{(3)}} \quad (4.4)$$

$$X_{c^*} = \frac{1000}{2000} = 0,5 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивлений для линий

$$X_{W1-5^*} = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2} \quad (4.5)$$

$$X_{W1-5^*} = 0,306 \cdot \frac{73}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,689 \text{ о.е.}$$

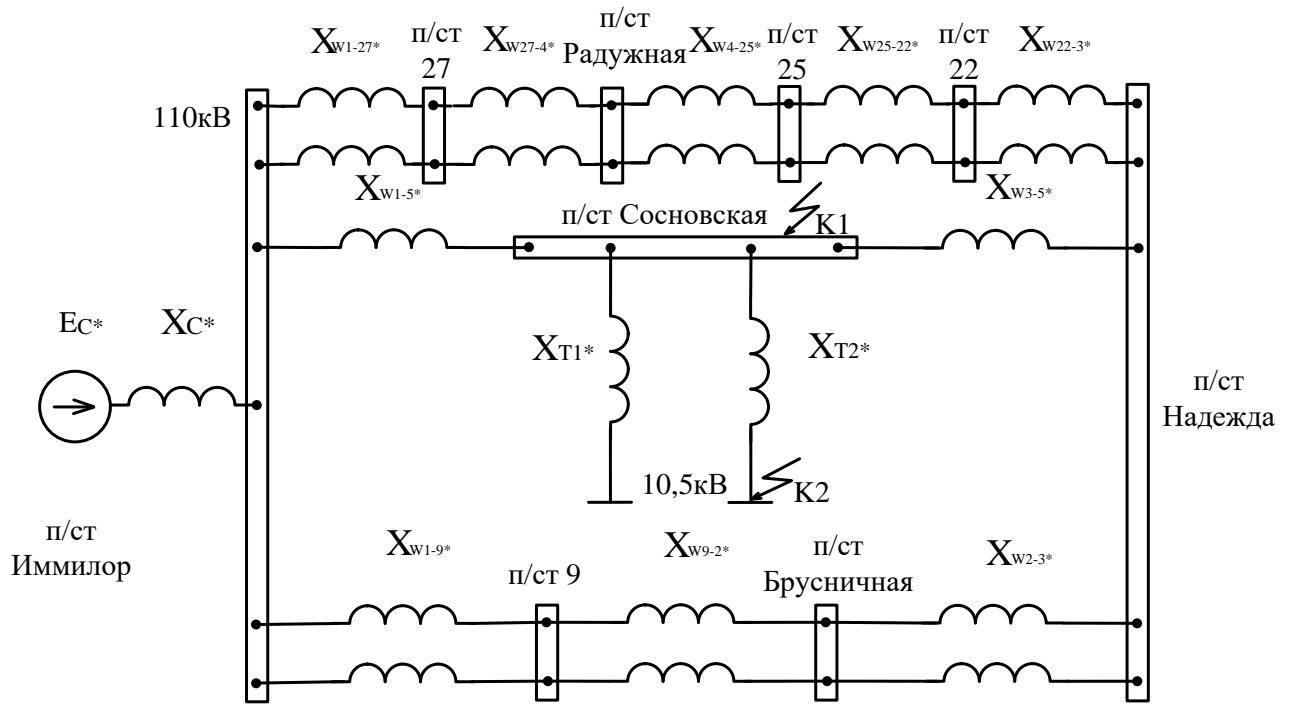


Рисунок 14 – Электрическая схема замещения

$$X_{W3-5}^* = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2}. \quad (4.6)$$

$$X_{W3-5}^* = 0,306 \cdot \frac{19}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,44 \text{ о.е.}$$

$$X_{W1-27}^* = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2}. \quad (4.7)$$

$$X_{W1-27}^* = 0,12 \cdot \frac{38,3}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,174 \text{ о.е.}$$

$$X_{W27-4}^* = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2}. \quad (4.8)$$

$$X_{W27-4}^* = 0,12 \cdot \frac{27,9}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,127 \text{ о.е.}$$

$$X_{W4-25}^* = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2}. \quad (4.9)$$

$$X_{W4-25}^* = 0,12 \cdot \frac{19,6}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,089 \text{ о.е.}$$

$$X_{W25-22}^* = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2}. \quad (4.10)$$

$$X_{W25-22^*} = 0,12 \cdot \frac{28,9}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,131 \text{ о.е.}$$

$$X_{W22-3^*} = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2} \quad (4.11)$$

$$X_{W22-3^*} = 0,12 \cdot \frac{17,1}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,078 \text{ о.е.}$$

$$X_{W2-3^*} = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2} \quad (4.12)$$

$$X_{W2-3^*} = 0,12 \cdot \frac{27,9}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,127 \text{ о.е.}$$

$$X_{W9-2^*} = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2} \quad (4.13)$$

$$X_{W9-2^*} = 0,12 \cdot \frac{26,2}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,119 \text{ о.е.}$$

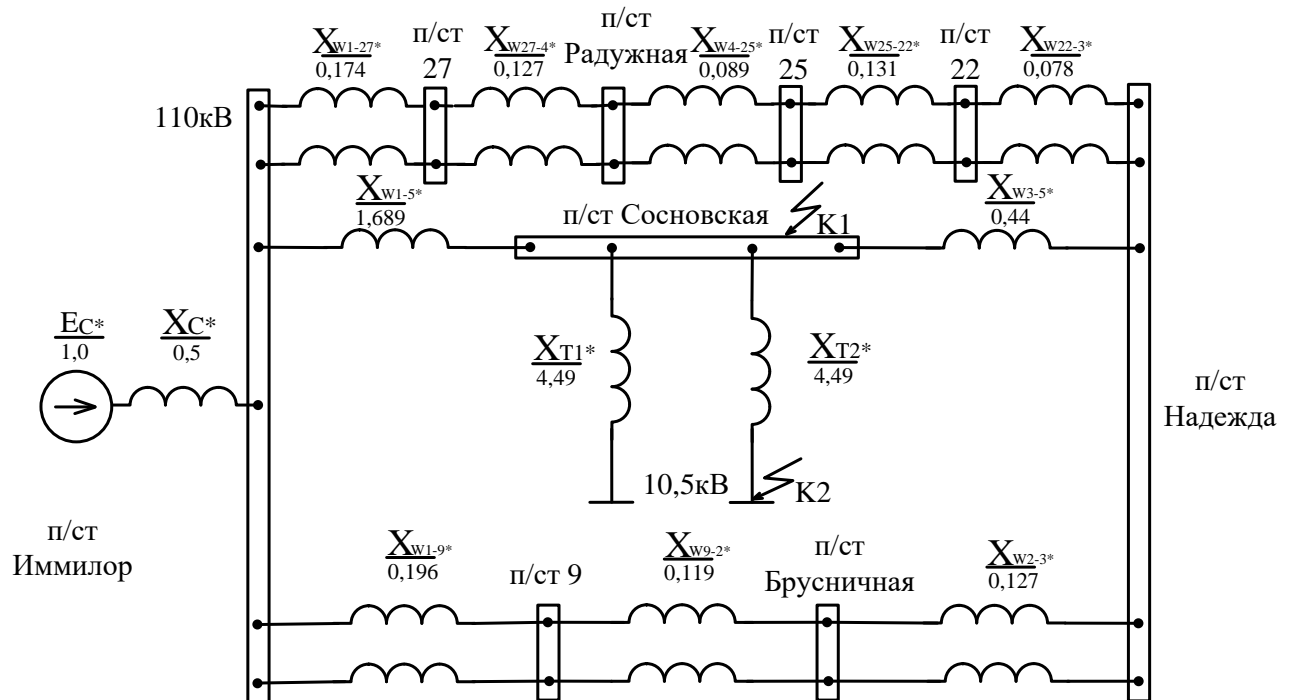


Рисунок 15 – Электрическая схема замещения

$$X_{W1-9^*} = X_{уд} \cdot \frac{L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{ср.ном}^2} \quad (4.14)$$

$$X_{W1-9^*} = 0,12 \cdot \frac{43,1}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,196 \text{ о.е.}$$

Сворачиваем схему замещения к точке К1

$$X_{1*} = X_{W1-27*} + X_{W27-4*} + X_{W4-25*} + X_{W25-22*} + X_{W22-3*} \quad (4.15)$$

$$X_{1*} = 0,174 + 0,127 + 0,089 + 0,131 + 0,078 = 0,599 \text{ о.е.}$$

$$X_{2*} = X_{W1-9*} + X_{W9-2*} + X_{W2-3*} \quad (4.16)$$

$$X_{2*} = 0,196 + 0,119 + 0,127 = 0,442 \text{ о.е.}$$

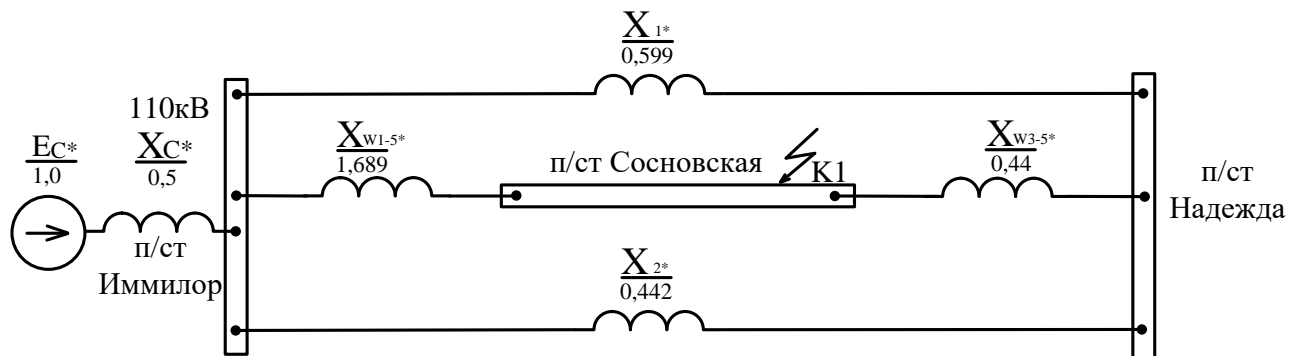


Рисунок 16 – Электрическая схема замещения для К1.

$$X_{3*} = \frac{X_{1*} \cdot X_{2*}}{X_{1*} + X_{2*}} + X_{W3-5*} \quad (4.17)$$

$$X_{3*} = \frac{0,442 \cdot 0,599}{0,442 + 0,599} + 0,44 = 0,694 \text{ о.е.}$$

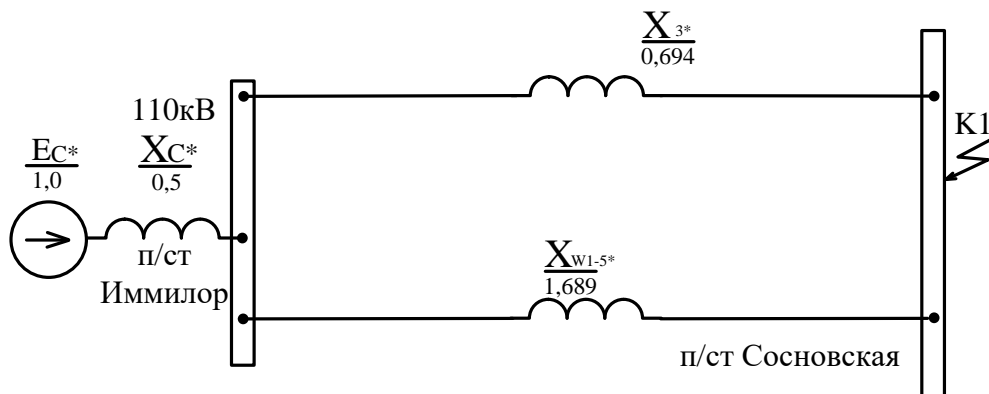


Рисунок 17 – Электрическая схема замещения для К1

$$X_{4*} = \frac{X_{W1-5*} \cdot X_{3*}}{X_{W1-5*} + X_{3*}} + X_{C*} \quad (4.18)$$

$$X_{4*} = \frac{1,689 \cdot 0,694}{1,689 + 0,694} + 0,5 = 0,992 \text{ о.е.}$$

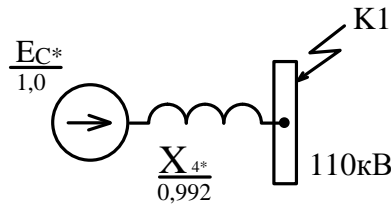


Рисунок 17 – Электрическая схема замещения для К1

$$E_{\Sigma} = X_{4*} \cdot \left(\frac{E_{C*}}{X_{4*}} \right). \quad (4.19)$$

$$E_{\Sigma} = 0,992 \cdot \left(\frac{1,0}{0,992} \right) = 1,0 \text{ о.е.}$$

Находим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{\text{п.о}^*} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{4*}}. \quad (4.20)$$

$$I_{\text{п.о}^*} = \frac{1,0}{0,992} = 1,01 \text{ о.е.}$$

Переводим в именованные единицы

$$U_{\text{Б}} = 115 \text{кВ}$$

$$I_{\text{Б.110}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ}}}. \quad (4.21)$$

$$I_{\text{Б.110}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{п.о}} = I_{\text{п.о}^*} \cdot I_{\text{Б}}. \quad (4.22)$$

$$I_{\text{п.о}} = 1,01 \cdot 5,02 = 5,07 \text{ кА.}$$

Рассчитаем кривую мгновенных значений апериодического тока КЗ. $t=0,01$ сек.

Через линию W1 $T_{a1} = 0,03$; $K_{y1} = 1,717$.

$$i_a(t) = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}^*} \cdot e^{\frac{t}{T_{a1}}}. \quad (4.23)$$

$$i_{a^*} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,022 \text{ о.е.}$$

$$i_a(t) = i_{a^*} \cdot I_{\text{Б.110}}. \quad (4.24)$$

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ					

$$i_a(t) = 1,022 \cdot 5,02 = 5,13 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток i_y

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}^*} \cdot K_{y1} \cdot I_{\text{Б.110}}. \quad (4.25)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 1,717 \cdot 5,02 = 12,3 \text{ кА.}$$

Строим график аperiodического тока КЗ $t=0.01, 0.02, \dots, 0.5$ в программе Mathcad Prime 4.0

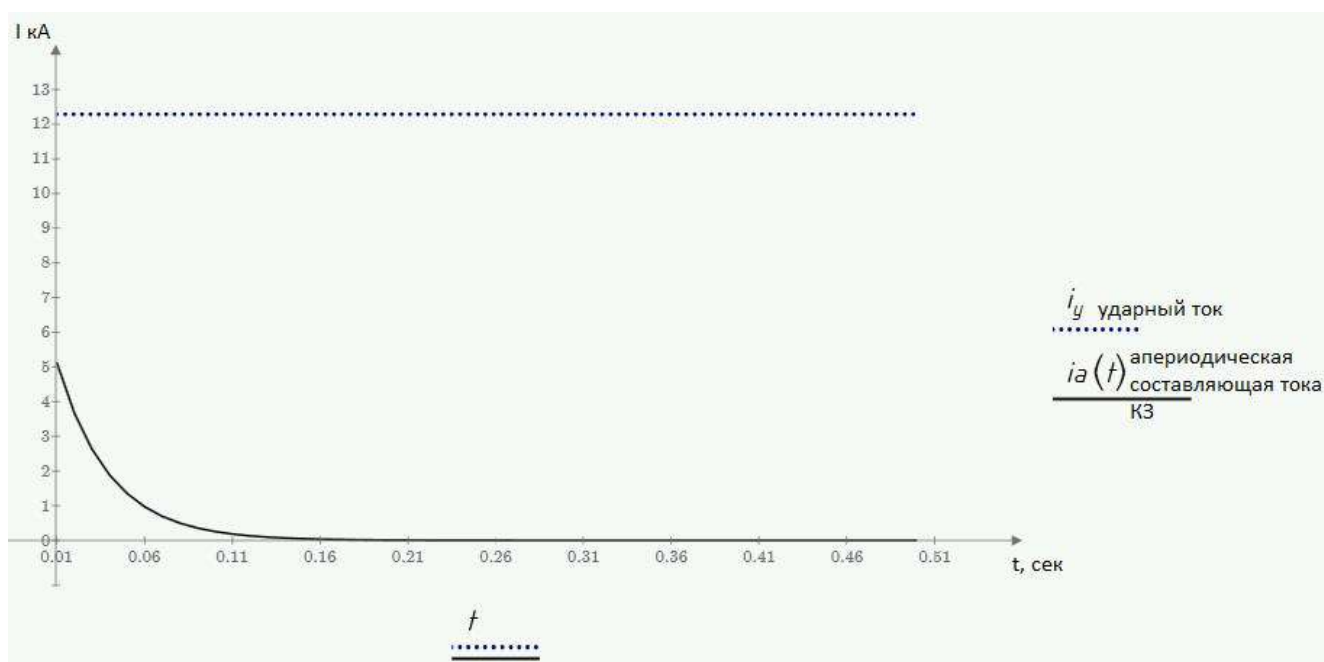


рисунок 18 График аperiodического тока КЗ в точке К1

4.2.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10,5 кВ (К2)

Сопротивление системы при $S_{\text{Б}}=1000 \text{ МВА}$; $E_{\text{С}^*} = 1,0$.

Для трансформаторов

$U_{\text{К}} = 10,5\%$; $S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВА}$.

$$X_{\text{T1}} = X_{\text{T2}} = \frac{U_{\text{К}}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{В.НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (4.26)$$

$$X_{\text{T1}^*} = X_{\text{T2}^*} = \frac{10,5}{100\%} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{(16 \cdot 10^6)} = 86,78 \text{ Ом.}$$

Переводим в относительные единицы

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.914.00 ПЗ

$$X_{T1*} = X_{T2*} = X_{T1} \cdot \frac{S_B}{U_{НОМ}} \quad (4.27)$$

$$X_{T1*} = X_{T2*} = 86,78 \cdot \frac{1000}{115^2} = 4,49 \text{ о.е.}$$

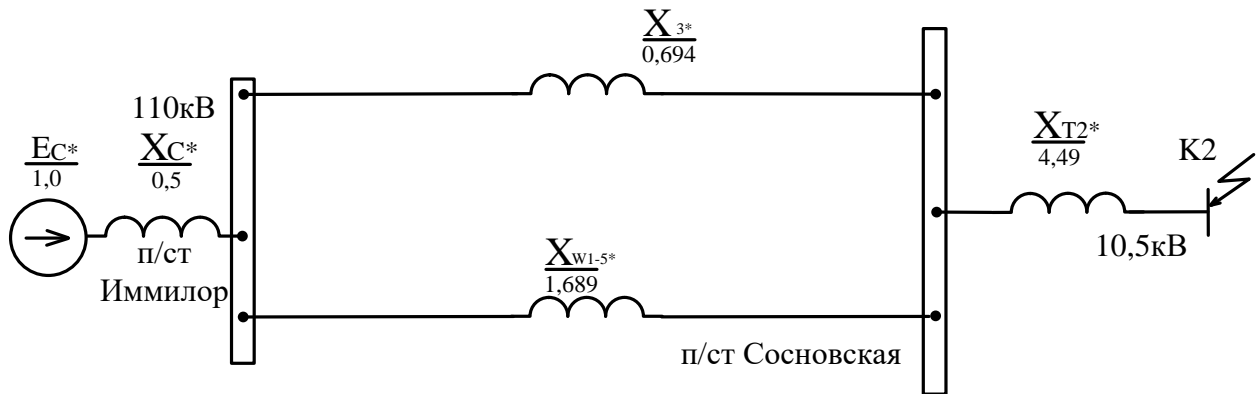


Рисунок 19 – Электрическая схема замещения для К2

Сворачиваем схему замещения к точке К2

$$X_{\Sigma*} = \frac{X_{W1-5*} \cdot X_{3*}}{X_{W1-5*} + X_{3*}} + X_{C*} + X_{T2*} \quad (4.28)$$

$$X_{\Sigma*} = \frac{1,689 \cdot 0,694}{1,689 + 0,694} + 0,5 + 4,49 = 5,482 \text{ о.е.}$$

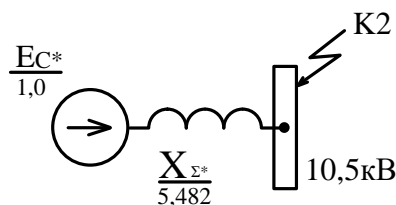


Рисунок 20 – Электрическая схема замещения для К2

Находим начальное действующее значение периодической составляющей тока К3

$$E_{\Sigma} = X_{\Sigma*} \cdot \left(\frac{E_{C*}}{X_{\Sigma*}} \right) \quad (4.29)$$

$$E_{\Sigma} = 5,482 \cdot \left(\frac{1,0}{5,482} \right) = 1,0 \text{ о.е.}$$

Находим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{\text{ПО}^*} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma^*}} \quad (4.30)$$

$$I_{\text{ПО}^*} = \frac{1,0}{5,482} = 0,182 \text{ о.е.}$$

Переводим в именованные единицы

$$U_{\text{Б}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{Б.10,5}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ}}} \quad (4.31)$$

$$I_{\text{Б.10,5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{П.О}} = I_{\text{ПО}^*} \cdot I_{\text{Б}} \quad (4.32)$$

$$I_{\text{П.О}} = 0,182 \cdot 54,986 = 10,01 \text{ кА.}$$

Рассчитаем кривую мгновенных значений апериодического тока КЗ. $t=0.01$ сек

Через линию W1 $T_{a2} = 0,06$; $K_{y2} = 1,85$.

$$i_a(t) = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}^*} \cdot e^{\frac{t}{T_{a1}}} \quad (4.33)$$

$$i_{a^*} = \sqrt{2} \cdot 0,182 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 0,218 \text{ о.е.}$$

$$i_a(t) = i_{a^*} \cdot I_{\text{Б.10,5}} \quad (4.34)$$

$$i_a(t) = 0,218 \cdot 54,986 = 11,99 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток i_y

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}^*} \cdot K_{y1} \cdot I_{\text{Б.10,5}} \quad (4.35)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 0,182 \cdot 1,85 \cdot 54,986 = 26,18 \text{ кА.}$$

Строим график апериодического тока КЗ $t=0.01, 0.02, \dots, 0.5$ в программе Mathcad Prime 4.0

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ					

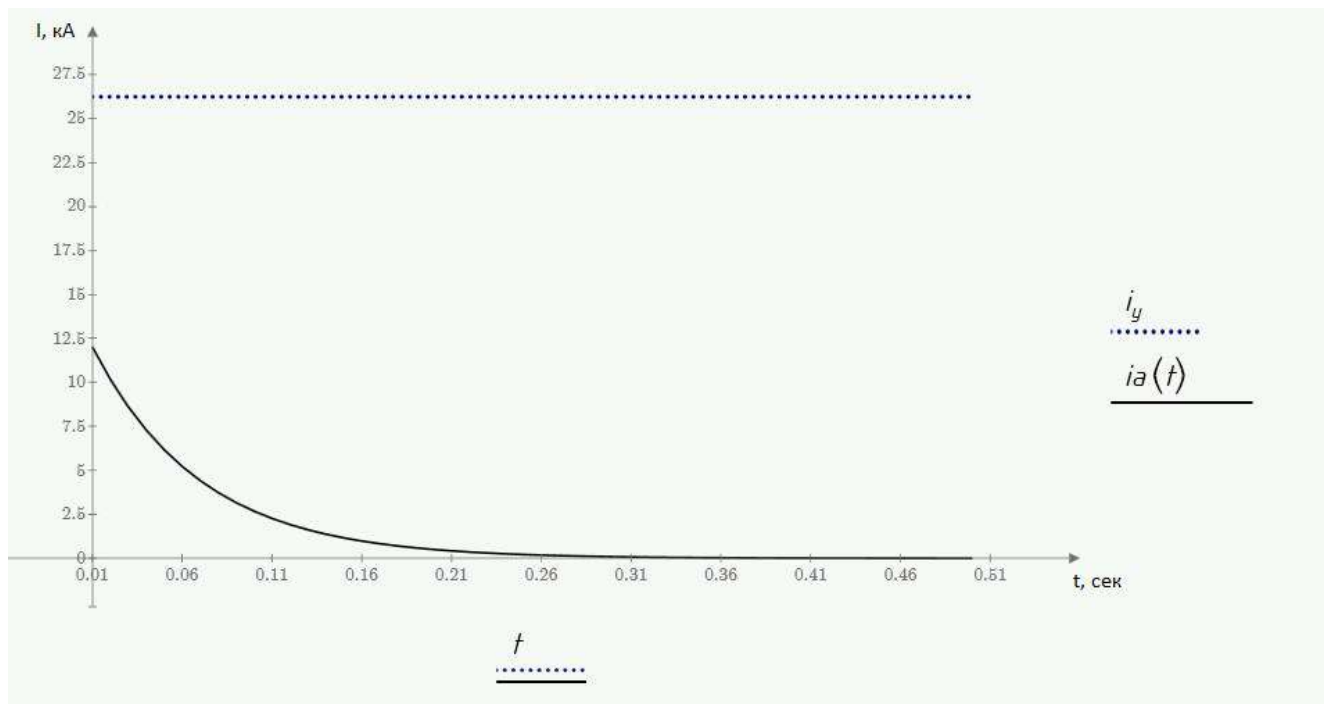


рисунок 16 График аperiodического тока КЗ в точке К2

4.3 Расчетные токи

Расчетные токи на стороне высшего напряжения

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит линии}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (4.36)$$

$$I_{\text{пит линии}} = \frac{18 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 45,18 \text{ А.}$$

Трансформатор на стороне ВН.

В расчете принимаем установку перспективного трансформатора с $S_{\text{ТН}}=16\text{МВА}$.

$$I_{\text{ТР}} = \frac{K_3 \cdot S_{\text{Т.Н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (4.37)$$

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 56,23 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

Линии ввода для РУ-110 кВ на подстанции.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов (рабочих выключателей) производим расчет предполагая, что вся мощность проходит через 1 трансформатор.

$$I_{\text{пит линии max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (4.38)$$

$$I_{\text{пит линии max}} = \frac{18 \cdot 10^6}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 90,37 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ТР max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (4.39)$$

$$I_{\text{ТР max}} = \frac{1,4 \cdot 18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 126,52 \text{ А.}$$

Расчетные токи на стороне низшего напряжения

Нормальный режим:

$$I_{\text{ТРНН}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} \quad (4.40)$$

$$I_{\text{ТРНН}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 307,92 \text{ А.}$$

$$I_{\text{отх лин max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (4.41)$$

$$I_{\text{отх лин max}} = \frac{18 \cdot 10^6}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 123,72 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{ТРНН max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (4.42)$$

$$I_{\text{ТРНН max}} = \frac{1,4 \cdot 18 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 692,82 \text{ А.}$$

$$I_{\text{отх лин max}} = 2 \cdot I_{\text{отх лин нормх}} \quad (4.43)$$

$$I_{\text{отх лин max}} = 2 \cdot 123,72 = 247,44 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН

При выборе схемы электрических соединений отталкиваются от следующих показателей: напряжение, категория потребителя, число присоединений.

Выбор главной схемы подстанции зависит от назначения, роли и местоположения объекта в энергосистеме в целом. Выбранная схема должна обеспечивать требуемую степень надежности снабжения электроэнергией всех потребителей, перспективу развития и возможность расширения, возможность производства ремонтных работ, простоту и наглядность, экономическую целесообразность. Исходя из данных требований для подобного типа ПС 35–750 кВ, с двумя питающими линиями СТО 56947007-29.240.30.010-2008 рекомендует применять схему «110–5АН» (Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов)[6]. Схема экономична, достаточно надежна. Схема приведена на рисунке 17.

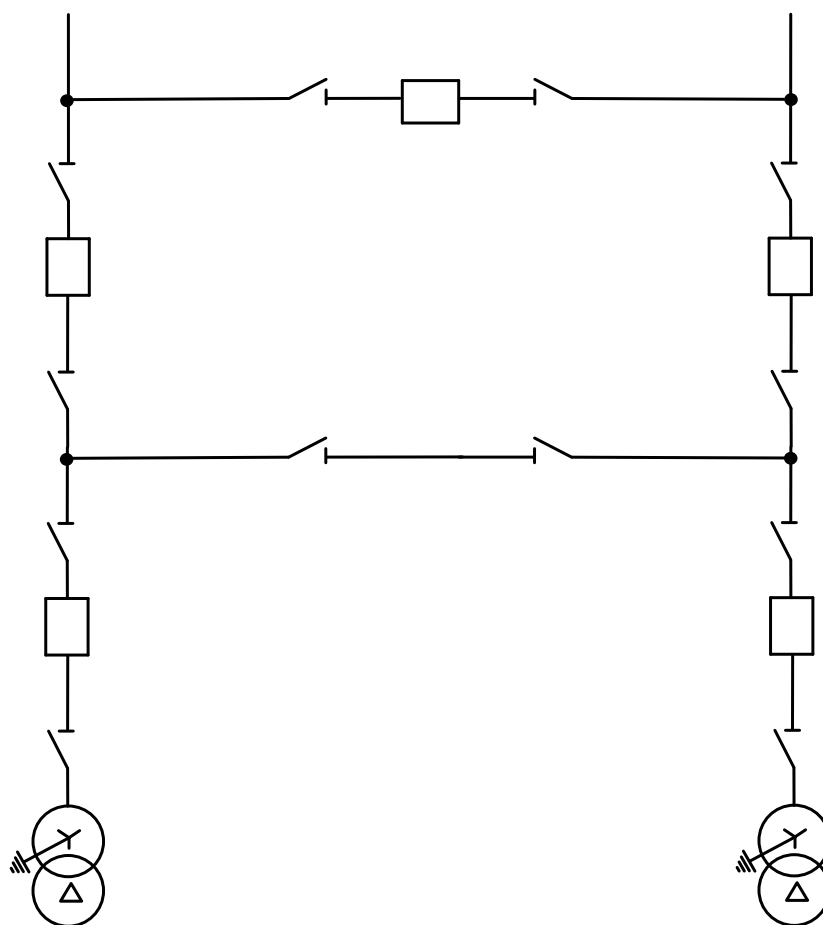


Рисунок 17 – Схема РУ ВН

4.3.2 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерения

4.3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатели выбирают:

- 1) По напряжению установки; $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) По длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{max} \leq I_{ном}$;
- 3) Нормированным параметром ПВН;
- 4) По отключающей способности.

По ГОСТ 687-78Е отключающая способность характеризуется следующими параметрами: номинальным током отключения $I_{отк_ном}$; допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей тока короткого замыкания в токе отключения $\beta_n, \%$.

Номинальный ток отключения выключателя $I_{отк_ном}$ и β_n определяются в начальный момент расхождения контактов выключателя τ . Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяется по выражению:

$$\tau = t_{c,в} + t_{з,min}, \quad (4.44)$$

где $t_{c,в}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{з,min}$ – минимальное время действия релейной защиты.

$$\tau = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с.}$$

С учетом перспективного развития сети на 5 лет вперед, на высоком напряжении подстанции, выбираем к монтажу элегазовые колонковые выключатели типа ВГТ-110-II-40/2000 У1[20].

Номинальный ток отключения выключателя 40 кА.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы рассчитана ранее и составляет:

$$i_{a,\tau} = 5,13 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Номинальную апериодическую составляющую тока короткого замыкания для выключателя рассчитаем по формуле представленной ниже.

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк_ном} \quad (4.45)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 40 = 14,14 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость обуславливается следующим параметром: тепловым импульсом, выделяемым током короткого замыкания:

$$W_k = I_{н,0\text{ КЗ1}}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.46)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с};$

$t_{р.з.} = 0,1 \text{ с}$ – время действия релейной защиты;

$t_{о.в.} = 0,06 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя.

$$W_k = (5,07)^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 4,63 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}, \quad (4.47)$$

где $I_{ТЕР}$ – ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ – время протекания тока термической стойкости.

$$I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с},$$

Мгновенный динамический ток:

$$I_{дин} = \frac{i_{дин}}{\sqrt{2} \cdot K_y} \quad (4.48)$$

$$I_{дин} = \frac{102}{\sqrt{2} \cdot 1,85} = 39 \text{ кА.}$$

Проверка включающей способности определяется по условию:

$$i_y \leq i_{вкл}; \quad I_{п.о} \leq I_{вкл}, \quad (4.49)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{п.о}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ					

$i_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами изготовителями соблюдается условие

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{вкл}}, \quad (4.50)$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы k_y может быть более 1,85.

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 24.

Определяем к установке на подстанции Сосновская разъединитель РГНП-2-110/1600 УХЛ1 [11], с приводом типа ПД-04-00 УХЛ1, горизонтально - поворотный разъединитель. Состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с обеих или с одной стороны разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению, внесем в таблицу 23 его параметры.

Таблица 23 – Паспортные данные трансформатора

Расчетные данные	ВГТ-110-II-40/2000 У1	РГНП-2-110/1600 УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 90,37 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 5,07 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а,т}} = 5,13 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,14 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п,0}} = 5,07 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$i_y = 12,3 \text{ кА}$	$I_{\text{а доп.}} = 22,64 \text{ кА}$	–
$B_k = 4,63 \text{ кА}^2/\text{с}$	$4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$

Из таблицы 24 очевидно, что выбранные к установке выключатель и разъединитель удовлетворяют всем необходимым условиям. Следовательно, устанавливаем их на РУ ВН.

4.3.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 110кВ

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

- 1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (4.51)$$

2) по номинальному току (причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей):

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}} \quad (4.52)$$

- 3) по конструкции и классу точности;
- 4) по электродинамической стойкости;
- 5) по термической стойкости.

Исходя из приведенных выше рассуждений, прием к установке трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1 [21] проверки сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты проверки трансформатора тока

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
			ТОГФ-110 УХЛ1
По напряжению установки, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$	110	110
По длительному току, А	$I_{\text{маx}} \leq I_{\text{ном}}$	90,37	500
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$i_{\text{ударн}} \leq i_{\text{динамич}}$	12,3кА	102
Проверка на термическую стойкость, кА ² с	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	4,63кА	4800

В таблице 25 $I_{\text{тер}}$ – каталожный ток термической стойкости трансформатора тока, $i_{\text{динамич}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости.

Для контроля за режимом работы электроприемников, а также для производства денежного расчета с энергоснабжающей организацией применяются контрольноизмерительные приборы на подстанциях, присоединяемые к цепям высокого напряжения через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока.

В соответствии с ПУЭ:

- 1) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;
- 2) обмотки трансформаторов тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;
- 3) для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}. \quad (4.53)$$

У выбранных трансформаторов тока имеются четыре вторичные обмотки. Одна из них используется для подключения измерительных приборов. Ее класс точности равен 0,5.

На линии 110 кВ установим амперметры в одной фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания. Схема подключения приборов изображена на рисунке 18.

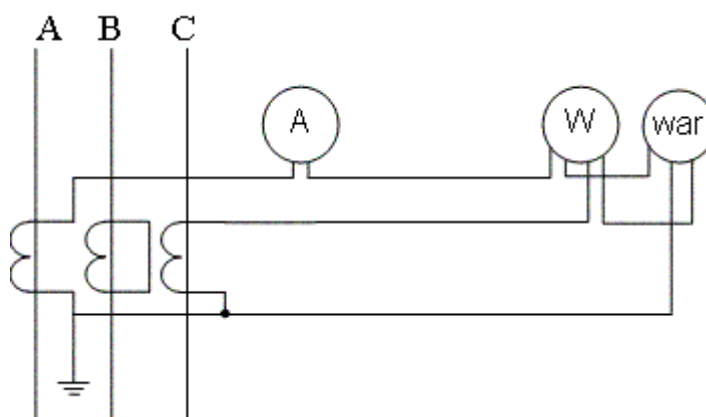


Рисунок 18 – Схема подключения приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 25.

Таблица 25 – 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
Итого:		1,5	-	1

Очевидно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе А.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (4.54)$$

где $r_{\text{приб}}$ [Ом] – суммарное сопротивление приборов подключенных к Т.Т.,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}. \quad (4.55)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом. Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико, то можно принять $Z_{2\text{ном}} = r_2 = 1,2$.

$Z_{2\text{ном}}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5.

Найдем $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}}. \quad (4.56)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом.}$$

По условию прочности, для монтажа приборов учета воспользуемся многожильным контрольным кабелем с сечением не менее 4 мм². Ориентировочную длину контрольного кабеля для РУ ВН 110кВ примем равной 80 м, тогда сечение определим по следующему выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (4.57)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,09} = 2,08.$$

Для монтажа контрольного кабеля примем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм².

4.3.2.3 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110кВ

Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН п/ст Сосновская производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяются по допустимой потере напряжения.

К установке трансформаторов высокого напряжения выбираем 3*НАМИ-110 УХЛ1 [22]. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S _{1обм} , ВА	Число обмоток	Cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистрир.	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	3	9	-
Счетчик активный	САЗ- И674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик реактивный	СРЧ- И676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	1	0	5	15	-
Итого:							57	29,2

Суммарная вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.58)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{57^2 + 29,2^2} = 64,04 \text{ ВА.}$$

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$S_{\text{НОМ}} = n \cdot S. \quad (4.59)$$

$$S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1 мощностью $S_{\text{НОМ}}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения при учебном проектировании примем по условию механической прочности 2,5 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм².

4.3.2.4 Выбор токоведущих частей для РУ ВН

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Для начала проводится проверка по экономической плотности тока, по допустимому току при работе в максимальном режиме, а также выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. В нашем проекте выполним только проверку по допустимому току в максимальном режиме. Шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются. При напряжении 110 кВ используются провода фазы для соответствия требованиям по условию короны (минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ - 70 мм²).

Следовательно, выбираем провод марки АС-95/16 в качестве гибких шин для питающих линий.

										Лист
										77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим промежутком между фазами. Так, для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 3 м.

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Но при больших токах короткого замыкания провода в фазах могут схлестнуться. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяются гибкие шины распределительного устройства при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА.

Так как $I_{п0 кз1} = 5,07$ кА, то гибкие шины на схлестывание не проверяем.

4.3.3 Выбор ограничителей перенапряжения 110кВ

ОПН представляет собой устройство опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов, помещенных в изоляционную оболочку. Ограничители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

ОПН для защиты трансформаторов и линий выберем по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

Выберем ОПН-110/73-10(1)УХЛ1 на номинальное напряжение 110 кВ.

ОПН имеют малый вес, удобны при монтаже, долговечны, повышают безопасность для обслуживающего персонала.

4.3.4 Выбор высокочастотных заградителей на линиях электропередач 110кВ

Заградители высокочастотные выбираем по:

- напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- току: $I_{мах} \leq I_{ном}$;

- $U_{уст} \leq U_{ном}$.

Выбираем высокочастотный заградитель марки ВЗ-630-0,5У1

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$I_{НОМ} = 600 \text{ А}; U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}.$

4.3.5 Выбор конденсаторов связи на линиях электропередач 110кВ

Выбираем по напряжению электроустановки конденсатор связи СМК – 110/3.

4.3.6 Выбор схемы соединения распределительного устройства НН

В качестве РУ НН принимаем рис 19 схему с двумя секционированными системами сборных шин. Выбор основан на снижении токов короткого замыкания. Однако в этом случае отказ от непосредственной параллельной работы трансформаторов имеет свои отрицательные последствия: разные уровни напряжения по секциям, неравномерная загрузка трансформаторов и т.п. В данной схеме в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен.

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

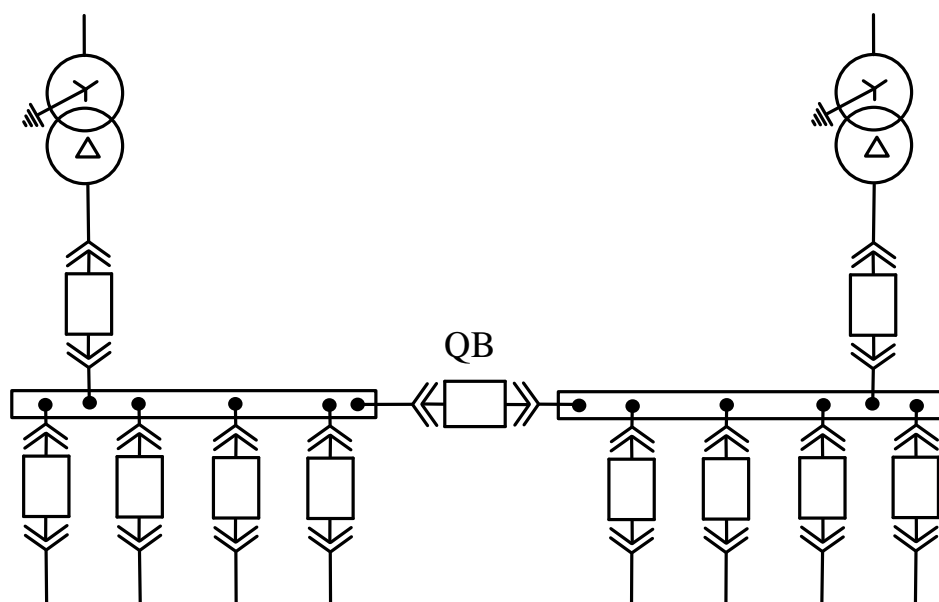


Рисунок 19 – Схема РУНН

Наибольшие токи продолжительного режима в водах РУ НН и в секционном выключателе были определены из условия, что один трансформатор нагружен на

полную мощность из-за выхода из строя второго трансформатора выше, при расчете наибольших и номинальных токов: $I_{Н.тр.маx} = 692,82 \text{ А}$.

Наибольшие токи продолжительного режима для линий также были определены исходя из условия, что к каждому потребителю идет по две линии и одна из линий отключена: $I_{отк.л.маx.} = 247,44 \text{ А}$.

Расчетный ток короткого замыкания принимаем равным току короткого замыкания на шинах НН в точке К-2. По уровню наибольших токов длительных режимов, периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени и ударного тока, определяем, что для РУ напряжением 10,5 кВ выбираем к монтажу вакуумный выключатель серии VF12-S УЗ [23].

Аппарат разработан и производится в России на производственном объединении Л Техника.

Результаты проверки сведены в таблицу 28.

Время отключения выключателя VF12-S $t_{св} = 0,055 \text{ с}$.

Тогда расчетное время отключения выключателя:

$$t_{отк} = t_{с.з.мин} + t_{св}, \quad (4.60)$$

где $t_{с.з.мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время срабатывания защиты.

$$t_{отк} = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с}$$

Таблица 28 – Результаты проверки выключателя

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
			Выключатель VF12-S
По напряжению установки, кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сЕТИНОМ}$	10	10
По длительному току, А	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$	692,82	800
По возможности отключения периодической составляющей тока короткого замыкания, кА	$I_{п.т} \leq I_{отк.НОМ}$	10,01	25
Проверка по включающей способности, кА	$i_{ударн} \leq i_{вкл}$	26,18	63
	$I_{п.о} \leq I_{вкл}$	10,01	24,75

Продолжение таблицы 28

Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$I_{п.о} \leq I_{ДИНАМИЧ}$	10,01	20
	$i_{ударн} \leq i_{ДИНАМИЧ}$	26,18	52
Проверка на термическую стойкость, кА ² с	$B_K = I_{п.о}^2 (t_{отк} + T_a) \leq \leq B_{к.кат} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$	12,53	30

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_a(t) = 11,99 \text{ кА.}$$

Номинальная апериодическая составляющая тока короткого замыкания для выключателя VF12-S:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк_ном} \quad (4.61)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 8,13 \text{ кА.}$$

Проведем проверку на термическую стойкость.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K = I_{п,0}^2_{кз2} \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (4.62)$$

$$B_K = (10,01)^2 \cdot (0,065 + 0,06) = 12,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка включающей способности производится по условию

$$i_y \leq i_{вкл}; I_{по} \leq I_{вкл}, \quad (4.63)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{п.о}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами изготовителями соблюдается условие:

$$I_{\text{ВКЛ}} = \frac{i_{\text{ВКЛ}}}{\sqrt{2} \cdot k_y}, \quad (4.64)$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы k_y может быть более 1,8.

$$I_{\text{ВКЛ}} = \frac{63}{\sqrt{2} \cdot 1,8} = 24,75 \text{ кА.}$$

Выберем к установке комплектное распределительное устройство КРЗД-10.

4.3.6.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ НН

За силовым трансформатором на стороне 10,5 кВ принимаем к установке трансформатор тока ТШЛК-10-УЗ,ТЗ-0,5/Р. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 29. Список требуемых измерительных приборов в цепи фидеров 10,5 кВ выбираем опираясь на ПУЭ.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, воспользуемся схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные сведены в таблицу 30.

Таблица 29 – Сравнение расчетных и каталожных величин

Расчетные данные	Трансформатор тока ТШЛК 10-3000-0,5/10Р
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 692,82 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 26,18 \text{ кА}$	81 кА
$W_k = 12,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$

Общее сопротивление приборов найдем по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (4.65)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов найдем по формуле:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k. \quad (4.66)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,22 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом.}$$

Таблица 30 – Приборы и нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Wh	СА3-И674	2,5	-	2,5
Var	СРЧ-И676	2,5	-	2,5
Итого:		5,5	0,5	5,5

Схема подключения приборов показана на рисунке 17.

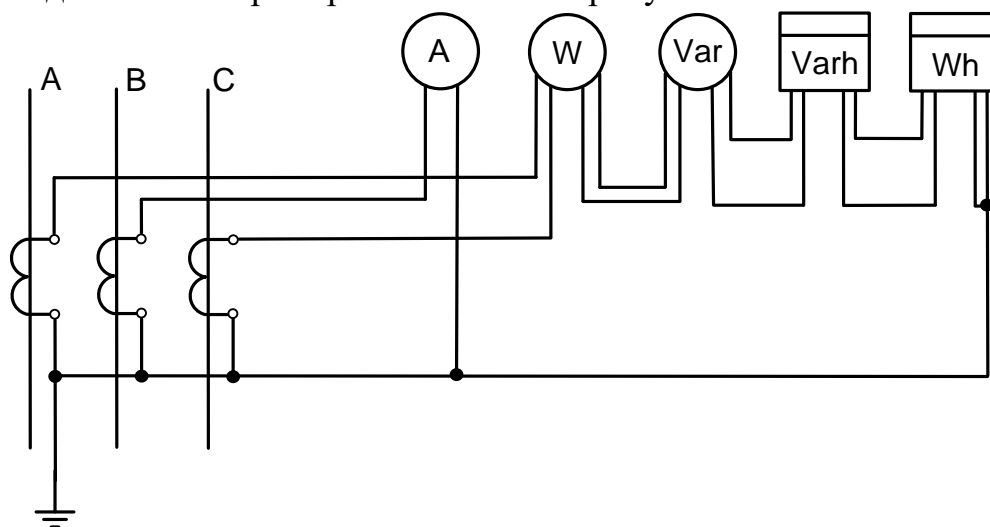


Рисунок 20 – Схема подключения приборов

На низкой стороне подстанции Сосновская прием кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого равна 50 м. Принимая во внимание, что $l_{\text{расч}} = l = 50 \text{ м}$ рассчитаем сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (4.67)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,48} = 2,95 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

На отходящих фидерах 10,5 кВ принимаем к установке трансформаторы тока ТЛК-10-3У,ТЗ. Сравнение расчетных и каталожных данных представлено в таблице 31. Перечень необходимых измерительных приборов в цепи линий 10,5 кВ выбираем опираясь на ПУЭ.

Таблица 31 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Трансформатор тока ТЛК-10-3-300-0,5/10Р
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 247,44 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 26,18 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$V_k = 12,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$

Схема включения приборов показана на рисунке 18.

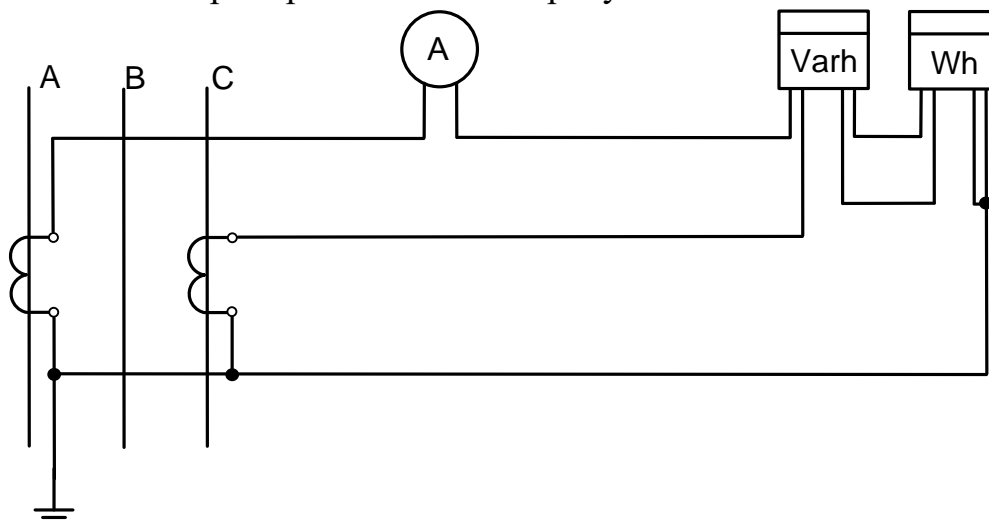


Рисунок 21 – Схема подключения приборов

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока. Результаты сведены в таблицу 32. Из таблицы видно, что это фаза А наиболее загружена.

Таблица 32 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Wh	САЗ-И674	2,5	-	2,5
Var	САЗ-И676	2,5	-	2,5
Итого:		5,5	-	5,0

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (4.68)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (4.69)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}.$$

На низкой стороне подстанции Сосновская примем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого равна 5 м. Принимая во внимание, что

$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = 8,66 \text{ м}$ («неполная звезда») находим сечение по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (4.70)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,13} = 1,89 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

К установке выбираем однофазный трехобмоточный трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-0,6-10УЗ.

Три трансформатора напряжения 3×ЗНОЛ имеют мощность $S_{\text{ном}} = 225 \text{ ВА}$, что больше $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{42^2 + 58,4^2} = 71,93 \text{ ВА}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для упрощения расчетов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 2,5 мм². Нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 34.

Таблица 33 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S _{1обм} , ВА	Число обмоток	Cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистрир.	Н-394	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	Д335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активный	САЗ- И674	3	2	0,38	0,925	2	12	29,2

Продолжение таблицы 33

Счетчик реактивный	СРЧ-И676	3	2	0,38	0,925	2	12	29,2
Итого:							42	58,4

Трансформатор напряжения присоединяем через предохранитель типа ПKN 001-10У3 и втычной разъединитель.

4.3.6.2 Токоведущие части на стороне НН

Выбираем соединение силового трансформатора с КРУ-10 кВ. Соединение осуществляется с помощью гибкого подвешного токопровода. Выбираем комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-51 с номинальным током 1600 А. Шины, входящие в КРУ КРЗД-10, выдерживают ток утяжеленного режима ($I_{\text{ут. реж. тр. НН}}=692,82 \text{ А}$, $I_{\text{ном. с. ш.}}=800 \text{ А}$).

4.4 Разработка схем питания собственных нужд подстанции

Для обеспечения нормальной работы подстанции необходим комплекс вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части, это означает, что необходимо проработать вопросы связанные с питанием собственных нужд подстанции.

Мощности, потребляемые на собственные нужды подстанции, сведем в таблицу 34.

Таблица 34 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	tg φ	Нагрузка	
	единицы	всего			$P_{\text{уст, кВт}}$	$Q_{\text{уст, кВт}}$
Охлаждение ТДН16000/110	2,5×2	5	0,85	0,62	5	3,1
Подогрев ВВБТ-110Т1	1,8×9	16,2	1	0	16,2	-
Подогрев привода разъед.	0,6×35	21	1	0	21	-
Отопление, освещение, вентиляция КРЗД-10	-	7	1	0	7	-
Отопление, освещение ОПУ	-	60	1	0	60	-
Подогрев КРУ	1	1	1	0	1	-

Продолжение таблицы 34

Освещение ОРУ	-	10	1	0	8	-
Подзарядка АБ	-	46	1	0	46	-
Компрессорная для ВВБТ-110Т1						
Электродвигат.	30	30			30	
Отопл., освещ.	20	20	1	0	20	-
Итого					212,2	3,1

Расчетную мощность потребителей собственных нужд найдем по формуле:

$$S_{\text{РАСЧ}} = k_C \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}. \quad (4.71)$$

$$S_{\text{РАСЧ}} = 0,8 \cdot \sqrt{212,2^2 + 3,1^2} = 169,78 \text{ кВА.}$$

При нахождении величины мощности, потребляемой на собственные нужды, не были учтены потребители кратковременной нагрузки (двигатели, привода выключателей, разъединителей и т. п.). Оставшаяся часть потребителей (аварийное освещение, система управления, сигнализация и т. п.) питается на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей, расчет которой будет произведен дальше.

4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

При выборе трансформатора собственных нужд требуется учесть тот факт, что максимальная мощность каждого трансформатора должна соответствовать значению не более 630 кВА. Также на двухтрансформаторных подстанциях принимают к монтажу два трансформатора собственных нужд. Произведем расчет единичной мощности трансформатора по следующей формуле:

$$S_T = 0,7 \cdot S_{\text{расч}}. \quad (4.72)$$

$$S_T = 0,7 \cdot 169,78 = 118,8 \text{ кВА}$$

Выбираем 2 трансформатора марки ТМ-160/10 с напряжением на низкой стороне 0,4кВ.

Произведем проверку выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки трансформаторов используя формулу (4.73).

$$K_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n}. \quad (4.73)$$

$$K_3 = \frac{169,78}{160 \cdot 2} = 0,53.$$

Коэффициент перегрузки трансформатора рассчитаем используя следующее выражение:

$$K_{II} = \frac{S_{расч}}{S_{НОМ} \cdot n}. \quad (4.74)$$

$$K_{II} = \frac{169,78}{160} = 1,06.$$

По условиям проектирования $K_3 \leq 0,7$ и $K_{II} \leq 1,4$. Данные условия выполнены.

4.4.2 Схема питания собственных нужд подстанции

Трансформаторы собственных нужд будут запитаны с 1 и 2 секции РУ 10,5кВ.

Шины 0,4 кВ секционируются секционным выключателем, в нормальном режиме работы он находится в отключенном положении, при пропаже напряжения на 1 или 2 секции 0,4кВ включается секционный автомат и осуществляет подачу напряжения на обесточившуюся секцию 0,4кВ. Тем самым увеличивается надежность электроснабжения собственных нужд.

Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями и такие цепи и аппараты не подлежат проверке на электродинамическую стойкость токам короткого замыкания.

В соответствии с описанным выше на рисунке 22 представлена схема питания собственных нужд подстанции.

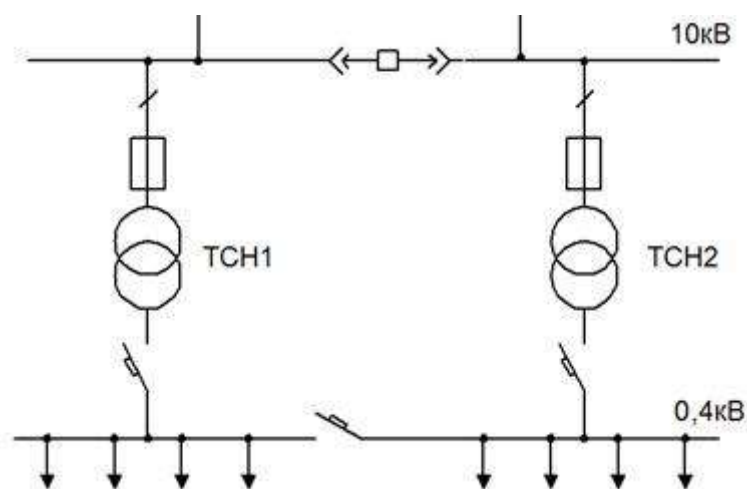


Рисунок 22 – Схема питания собственных нужд подстанции

4.5 Выбор аккумуляторной батареи

На подстанциях осуществляется проработка вопроса связанная с расчетом и выбором аккумуляторных батарей напряжением 220В для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд подстанции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения.

Емкость аккумуляторной батареи рассчитывается длительностью снабжения нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В. Источником напряжения оперативного постоянного тока служит аккумуляторная батарея, работающая с зарядноподзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Расчет аккумуляторной батареи:

— Количество основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда определим по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}^{\max}}{U_{ПЗ}}. \quad (4.75)$$

где $U_{Ш}$ – наибольшее напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{ПЗ}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В).

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$n_o = \frac{230}{2,23} = 103,0.$$

— В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_9^{\max} = 2,35$ В к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{\min} :

$$n_{\min} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_3}. \quad (4.76)$$

$$n_{\min} = \frac{230}{2,35} = 98.$$

— В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_9^{\min} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{\text{ш}}^{\min} = 220$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{220}{1,75} = 125. \quad (4.77)$$

— К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется определим по формуле:

$$n_{\text{эл}} = n - n_{\min} = 27. \quad (4.78)$$

При выборе типа элемента аккумуляторной батареи требуется знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{\text{ав}}$. Она суммируется из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{\text{п}}$ и временной нагрузки $I_{\text{вр}}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер находят по допустимому току разряда $I_{\text{разр}}$ при получасовом режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}}, \quad (4.79)$$

где $I_{\text{ав}} = I_{\text{п}} + I_{\text{вр}}$ – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А.

Величина постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ соответствует значению 15...25 А. Временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ примем равной 65...75А.

Тогда получим следующее:

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр}. \quad (4.80)$$

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А.}$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ А.} \quad (4.81)$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc [17] выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305 с $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$.

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb – стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 – напряжение, В;

3 – тип положительных электродов 50 Ач;

05 – число положительных электродов.

— Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах}, \quad (4.82)$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Принимается во внимание одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВГТ-110 ток потребления электромагнита включения и отключения – $I_{пр} = 2,3 \text{ А}$.

$$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}. \quad (4.83)$$

$$I_{т.мах} = 80 + 2 \cdot 2,3 = 84,6 \text{ А.}$$

Для батареи типа Vb 2305 $I_{разр(30'')} = 650 \text{ А}$. Т. е. условие $I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах}$ выполняется, значит батарея рассматриваемого типа подходит для монтажа на подстанции.

— Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k}. \quad (4.84)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5:

$$I_{p(k=1)} = 84,6 / 5 = 16,92 \text{ А.}$$

В [17] представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину k , определяем U_p .

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 А·ч, U_p составляет 1,8 В.

По известной величине U_p , находят остаточное напряжение на шинах по следующей формуле:

$$U_{ост} = U_p \cdot n. \quad (4.85)$$

$$U_{ост} = 1,8 \cdot 125 = 225 \text{ В.}$$

Зная суммарное количество последовательных элементов n , рассчитаем отклонение напряжения, %, на аккумуляторах по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (4.86)$$

$$\Delta U = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%.$$

—Определим мощности подзарядного устройства:

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч ток подзарядного устройства рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_{п}. \quad (4.87)$$

$$I_{пз} = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,125 \text{ А.}$$

Для аккумуляторов типа Varta произведем расчет напряжения подзарядного устройства по следующей формуле:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0. \quad (4.88)$$

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В.}$$

Произведем расчет мощности подзарядного устройства по следующей формуле:

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз}. \quad (4.89)$$

$$P_{пз} = 229,69 \cdot 15,125 = 3474 \text{ Вт} = 3,47 \text{ кВт}.$$

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч рассчитаем величину тока заряда по следующей формуле:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{п}. \quad (4.90)$$

$$I_3 = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А}.$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда рассчитаем по следующей формуле:

$$U_3 = 2,75 \cdot n. \quad (4.91)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В}.$$

Отсюда, мощность подзарядного устройства рассчитаем по следующей формуле:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3. \quad (4.92)$$

$$P_3 = 40 \cdot 343,75 = 13750 \text{ Вт} = 13,75 \text{ кВт}.$$

Для питания аккумуляторной батареи выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

4.6 Управление и сигнализация

С общеподстанционного пункта управления ведется управление коммутационными аппаратами. Действие системы управления сопровождается работой устройств сигнализации. Сигнализация положения коммутационных аппаратов выполняется с помощью сигнальных ламп. При аварийном отключении выполняется также звуковой.

4.7 Конструктивное исполнение

Открытое распределительное устройство на 110 кВ выполнено типовыми ячейками. Главная схема подстанции и разрез подстанции изображены в приложении Д. Каждый полюс разъединителей расположен под проводами соответствующей фазы. Гибкие шины подвешиваются на железобетонные порталы с помощью подвесных изоляторов. Трансформаторы тока устанавливаются на железобетонных опорах. Кабели оперативных цепей

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

релейной защиты, автоматики и цепей управления кладутся в лотки из железобетонных плит. Все аппараты ОРУ располагаются на железобетонных основаниях.

Со стороны низкого напряжения распределительное устройство собрано из блоков КРУН, которое присоединяется к силовому трансформатору с помощью комплектного токопровода.

Электрическая схема с перечнем использованного оборудования приведена в приложении Е.

4.8 Выбор изоляторов

Для фиксации токоведущих частей и монтажа оборудования на подстанциях применяются опорные, подвесные и проходные изоляторы.

Выбор опорных изоляторов 110 кВ для ОРУ. Произведем расчет нагрузки на изолятор по следующей формуле:

$$F_{\text{расч.}} = 1,76 \cdot 10^{-6} \cdot i_{\text{уд}}^2 \frac{l}{a}, \quad (4.93)$$

где, $l = 15$ м, – промежуток между изоляторами в пролете;

$a = 1,5$ м – промежуток между фазами;

$i_{\text{уд}} = 12,3$ кА – ударный ток короткого замыкания;

$$F_{\text{расч.}} = 1,76 \cdot 10^{-6} \cdot 12,3^2 \cdot \frac{15}{1,5} = 2,66 \text{ кН}. \quad (4.94)$$

Делаем выбор в пользу изолятора для наружной установки марки: ОСК 10-110-В-4 УХЛ1:

$$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном.уст.}} = 110 \text{ кВ}.$$

$$0,6F_{\text{разр.}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН} > F_{\text{расч.}} = 2,66 \text{ кН}. \quad (4.95)$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условиям. Высота изолятора 1050 мм.

В качестве подвесных изоляторов для ОРУ 110 кВ выбираем изолятор марки ПС6-Б, количеством в гирлянде 9 штук.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.9 Выбор токопровода

При выборе токопровода рассчитаем экономически выгодное его сечение (материал – алюминий):

$$S_{\text{эконом}} = \frac{I_{\text{раб}}}{i_{\text{эк}}}, \quad (4.96)$$

где $i_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока (принимаем $i_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$);

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток нормального режима.

$$I_{\text{раб}} = 56,23 \text{ А.}$$

$$S_{\text{эконом}} = \frac{56,23}{1} = 56,23 \text{ мм}^2.$$

Выбираем в качестве проводника провод АС-70.

Условие выбора по продолжительному нагреву: $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}$,

где $I_{\text{раб}}$ – максимальный рабочий ток токопровода.

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб}} = 56,23 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ А.}$$

Произведем проверку по электродинамическую стойкость. Для обеспечения электродинамической стойкости шинопровода при токах короткого замыкания расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения $u_{\text{доп}}$.

$$u_{\text{расч.}} \leq u_{\text{доп.}}$$

Для алюминия $u_{\text{доп.}} = 70 \text{ МПа}$.

$$u = \sqrt{3} \frac{l^2}{eaW_1} i_{\text{уд}}^2 \cdot 10^{-7}, \quad (4.97)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания, кА;

$$i_{\text{уд}} = 12,3 \text{ кА};$$

a – промежуток между фазами, м;

$$a = 1,5 \text{ м};$$

l – длина пролета токопровода, м;

$$l = 15 \text{ м};$$

$$e = 10;$$

W – момент сопротивления поперечного сечения, м^3 ;

$$W_1 = 2W. \quad (4.98)$$

$$W = \frac{\pi d^3}{32}, \quad (4.99)$$

где d – диаметр проводника, м ;

$$d = 11,4 \text{ мм.}$$

$$W = \frac{\pi \cdot 11,4^3}{32} = 145,45. \quad (4.100)$$

$$W_1 = 2 \cdot 145,45 = 290,9. \quad (4.101)$$

$$y = \sqrt{3} \frac{15^2}{10 \cdot 1,5 \cdot 290,9} 12,3^2 \cdot 10^{-7} = 1,35 \text{ МПа.} \quad (4.102)$$

$$y_{\text{расч.}} = 1,35 \text{ МПа} < y_{\text{доп.}} = 70 \text{ МПа.} \quad (4.103)$$

Таким образом, выбранный токопровод АС-70 допускается для ошиновки ОРУ 110 кВ.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Основная защита трансформаторов

Для основной защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 применим:

1. Дифференциальную токовую защиту - от внутренних междуфазных КЗ. Область действия защиты ограничена установкой применяемых трансформаторов тока. Защита реализована в терминале RET 316*4v (функция Diff). Терминал подключен к ТТ и при повреждениях на выводах и при внутренних повреждениях, происходит изменение тока, терминал фиксирует изменение и отключает трансформатор со всех сторон.

2. Газовую защиту – от всех видов внутренних повреждений. Защита выполнена с возможностью перевода отключающего контакта на сигнал. Газовая защита имеет отдельный автомат оперативного питания, что позволяет выполнить действие отключающей ступени через два терминала (RET, REF) с соответствующей сигнализацией действия. Газовое реле выполнено на основе «РЕЛЕ БУХГАЛЬЦА», срабатывающего при изменении уровня масла.

5.2 Резервная защита трансформатора

В качестве резервной защиты установим:

1. Максимальную токовую защиту – от внешних многофазных КЗ на стороне 110 кВ;

2. Максимальную токовую защиту – от внешних многофазных КЗ на стороне 10 кВ, реализованную терминалом REF 543 VM 129 ВААА;

3. Максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой с действием на сигнал;

4. Обдувка трансформатора;

5. В качестве защиты силовых трансформаторов в случае короткого замыкания на подстанции с отказом коммутационной аппаратуры или релейной защиты, при потере оперативного тока на подстанции или по другим причинам, предусматривается независимая защита трансформатора «ПУМА 3431».

5.3 Выбор защит шин 110 кВ

На ПС 110/10 кВ «Сосновская» предусматриваются дифференциальная защита

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шин 110 кВ, выполненные с использованием цифровых терминалов типа RED521. Защита шин 110 кВ выполнена с использованием типового шкафа защиты шин ШЭЗШ1222, в котором установлено три терминала защиты шин RED521, по одному на фазу.

5.4 Выбор защиты и автоматики ВЛ 110 кВ

Для защиты ВЛ 110 кВ Имилор – Сосновская и Надежда – Сосновская, используются шкаф защит ШЭЛС 0113 и панель защиты линии ПДЭ2802 производства.

В качестве основной быстродействующей ВЧ защиты линий используется панель ПДЭ2802. Защита действует при всех видах коротких замыканий: при несимметричных КЗ - как направленная фильтровая ВЧ защита, при трехфазных КЗ - как направленная дистанционная защита с блокировкой при качаниях.

Резервная защита линий выполняется с помощью терминала REL511, установленного в шкафу ШЭЛС 0113.

Терминал REL511 выполняет функции защит:

токовая отсечка;

четырёхступенчатая дистанционная защита;

четырёхступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности

токовая отсечка;

Кроме того, на втором терминале защиты выполнена логика управлением выключателя, с функциями:

двойного АПВ с контролем синхронизма;

УРОВ;

включение и отключение выключателя 110 кВ через АСУ или через ключ управления;

контроль цепей включения и отключения.

Основная и резервная защиты подключаются к различным ТТ для обеспечения резервирования при отказе одного из терминалов или разрыв токовых цепей защиты. Токовые цепи основной защиты имеют возможность переключения на

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обходной, при этом с помощью переключателя переключаются и входные, и выходные цепи на обходной.

Функции измерения и регистрации REL511:

измерение напряжений (линейных, фазных, нулевой последовательности);

измерение тока (фазных и нулевой последовательности);

измерение мощности (активной, реактивной);

осциллографирование;

регистрация событий.

5.5 Выбор защит фидеров

Для защиты отходящих линий применяем микропроцессорный блок F 650 фирмы GE Multilin. F 650.

Терминал F 650 включает в себя следующие основные функции:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ);
2. Токовая отсечка (ТО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю;
3. Защита от снижения и повышения напряжения нулевой последовательности;
4. Защита от тепловой перегрузки;
5. Защита от замыканий на землю (на ВЛ может работать на сигнал, на КЛ на отключение).
6. Возможность реализовать логическую защиту шин (ЛЗШ);

5.6 Выбор защит вводов 10 кВ

Для защиты вводов 10 кВ применим терминал REF 543 VM BAAA.

Выбор защит секционного выключателя

В качестве защиты секционного выключателя 10 кВ применим терминал REF 543 GM 127 BAAA. Терминалом осуществляются такие же функции что и терминалом REF 543 VM 129 BAAA: трехфазная трехступенчатая ненаправленная максимальная защита, ненаправленная трехступенчатая защита от замыканий на землю, защита от обрыва фаз, трехфазная двухступенчатая защита максимального напряжения, трехступенчатая защита максимального напряжения нулевой последовательности.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

5.7 Выбор защит шин 10кВ

Для выполнения полноценной защиты секций шин 10 кВ устанавливается терминал REF 543 ВМ 129 ВААА, в котором реализованы следующие функции:

1. Автоматическое и оперативное управление выключателями с учетом всех необходимых блокировок;

2. Диагностика выключателей;

3. Резервные защиты шин 10кВ, выполненные в виде трехфазной МТЗ

(уставки по току срабатывания МТЗ на выводах и соответствующем СВВк 10 кВ должны быть одинаковыми и отличаться только по времени на ступень селективности);

4. Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

5. Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ).

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

6 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПС 110/10 кВ

6.1 Основные сведения

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, необходимо предусматривать следующие мероприятия:

при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, вертикальные экраны между выключателями на ОРУ 110 кВ, съёмные экраны при ремонтных работах;

установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;

соблюдение расстояний до токоведущих частей;

использование соответствующей изоляции, а в отдельных случаях – повышенной;

надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;

выравнивание потенциалов;

использование разделительных трансформаторов;

использование напряжений 42 В и ниже переменного тока частотой 50 Гц и 110 В и ниже постоянного тока;

использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

пожаро- и взрывобезопасность электроустановок, содержащих маслонаполненные аппараты и кабели, а также электрооборудования, покрытого и пропитанного маслами, лаками, битумами и т. п., должна обеспечиваться в соответствии с требованиями ПУЭ. При сдаче в эксплуатацию указанные электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем в соответствии с действующими положениями

выполнение организационно-технических мероприятий для безопасного проведения работ.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

6.2 Расчет защитного заземления подстанции 110/10 кВ

В пределах территории подстанции возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи.

Согласно [18] расчет заземляющего устройства проводится в следующем порядке.

В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_з$. Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых.

Определяют расчетное удельное сопротивление грунта c_p для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента $K_{п.}$, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой по формулам:

$$c_{p.г} = c_{уд} \cdot K_{п.г.} \quad (4.104)$$

$$c_{p.в} = c_{уд} \cdot K_{п.в.}, \quad (4.105)$$

где $c_{уд}$ – удельное сопротивление грунта;

$K_{п.г.}$ и $K_{п.в.}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов, соответственно.

Определяют сопротивление растеканию одного вертикального электрода по формуле:

$$R_{во} = \frac{c_{p.в}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right), \quad (4.106)$$

где l – длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – глубина заложения, промежуток от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м.

Определяют ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{и.в}$ по формуле:

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

$$N = \frac{R_{\text{во}}}{K_{\text{и.в}} \cdot R_{\text{и}}}, \quad (4.107)$$

где $R_{\text{во}}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода;

$R_{\text{и}}$ – сопротивление искусственного заземлителя.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Определяют расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $c_{\text{рг}}$ по формуле:

$$R_{\text{рг}} = \frac{c_{\text{рг}}}{z_{\text{г}} \cdot 2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (4.108)$$

где $z_{\text{г}}$ – коэффициенты использования горизонтальных соединительных электродов

l – длина электрода;

b – ширина полосы;

t – глубина заложения электрода.

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов по формуле:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\text{рг}} \cdot R_{\text{и}}}{R_{\text{рг}} - R_{\text{и}}}. \quad (4.109)$$

Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя по формуле:

$$N = \frac{R_{\text{вз}}}{K_{\text{и.в}} \cdot R_{\text{и}}}. \quad (4.110)$$

Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей.

Произведем расчет заземляющего устройства для данной подстанции.

Заземляющее устройство и грозозащита подстанции должны быть выполнены в соответствии с ПУЭ. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом в любое время года.

Удельное сопротивление грунта (чернозем): $c_{\text{уд}} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

При расчете заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, они уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, их проводимость идет в запас надежности.

Тогда $R_{\text{и}} = 0,5 \text{ Ом.}$

Рассчитаем расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$c_{\text{расч.г}} = c_{\text{уд}} \cdot K_{\text{гг}}, \quad (4.111)$$

$$c_{\text{расч.в}} = c_{\text{уд}} \cdot K_{\text{пв}}, \quad (4.112)$$

где $K_{\text{гг}} = 3,5$ - повышающий коэффициент для горизонтальных электродов.

$K_{\text{пв}} = 1,5$ - повышающий коэффициент для вертикальных электродов.

$$c_{\text{расч.г}} = 30 \cdot 3,5 = 105 \text{ Ом}; \quad (4.113)$$

$$c_{\text{расч.в}} = 30 \cdot 1,5 = 45 \text{ Ом}; \quad (4.114)$$

Находим сопротивление стеканию тока одного вертикального электрода. В качестве вертикального электрода примем круглый стальной стержень диаметром 16 мм, длиной 3м. Верхние концы стержней заглублены на глубину 0,7 м от поверхности земли.

$$R_{\text{во}} = \frac{c_{\text{расч.в}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right), \quad (4.115)$$

где $l = 3 \text{ м};$

$d = 0,016 \text{ м};$

$t = 2,2 \text{ м.}$

$$R_{\text{во}} = \frac{45}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 14,99 \text{ Ом.} \quad (4.116)$$

Рассчитаем примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{\text{и.в}} = 0,6$.

$$N = \frac{14,99}{0,6 \cdot 0,5} = 50; \quad (4.117)$$

Рассчитаем сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя.

Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняется

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

уравнительный контур из стальных полос сечением 40x4 мм², прокладываемый на глубине 0,7 м от поверхности земли.

Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов, выполненных из полосовой стали:

$$R_{\text{пр}} = \frac{c_{\text{пр}}}{z_{\text{г}} \cdot 2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (4.118)$$

где l – 60 м;

b – 32 мм²;

t – 0,7 м;

$z_{\text{г}}$ – 0,36.

$$R_{\text{пр}} = \frac{105}{0,36 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 60} \cdot \ln \frac{2 \cdot 60^2}{32 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 9,8 \text{ Ом.}$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных заземлителей:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\text{пр}} \cdot R_{\text{и}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{и}}}. \quad (4.119)$$

$$R_{\text{в}} = \frac{9,8 \cdot 0,5}{9,8 - 0,5} = 0,526 \text{ Ом.} \quad (4.120)$$

Определяем окончательное число вертикальных электродов:

$$N = \frac{14,99}{0,64 \cdot 0,5} = 47.$$

Таким образом, заземляющее устройство подстанции состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальный заземлитель прокладывается на промежутки 0,8 – 1 м от фундаментов или оснований оборудования. Заземляющие стержни ввинчиваются в грунт по внешнему контуру заземляющего устройства с промежутком между стержнями 4 м.

Защитное заземление подстанции удовлетворяет требованиям рабочих заземлений и заземлений средств грозозащиты. Однако, при присоединении средств грозозащиты к защитным заземлениям подстанции необходимо учитывать их особенности.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защитные и рабочие заземлители отводят в землю ток промышленной частоты и их сопротивление является стационарным, тогда как через средства грозозащиты проходит ток молнии, который имеет импульсную форму. При стекании с заземлителей больших токов молнии в землю вблизи поверхности электродов создаются очень высокие напряженности электрического поля, под воздействием которых пробивается слой земли, прилегающий к поверхности электрода. Вокруг электрода образуется проводящая зона искрения, которая как бы увеличивает поперечные размеры электрода и тем самым снижает его сопротивление. Однако, наибольший эффект снижения сопротивления за счет искрения имеет место только в том случае, когда электроды имеют небольшие размеры и их индуктивное сопротивление практически не влияет на процесс отвода тока в землю. Такие заземлители называются сосредоточенными.

Следовательно, на подстанции возле каждого молниеотвода устанавливается по три стержня, а у каждого ОПНа (ограничителя перенапряжения) – по одному стержню.

К заземляющим устройствам ОРУ присоединены заземляющие тросы ЛЭП и все естественные заземлители подстанции.

6.3 Молниезащита

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Данная подстанция 110/10 кВ защищена четырьмя стержневыми молниеотводами М1, М2, М3, М4.

Активная высота молниеотвода определяется:

$$h_a \geq \frac{D}{8} \cdot p, \quad (4.121)$$

где h_a – активная высота молниеотвода;

										Лист
										106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ					

$D=65$ м – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах. $p=1$ при $h \leq 30$ м.

Полная высота молниеотвода определяется:

$$h = h_a + h_x, \quad (4.122)$$

где h_x – высота защищаемого объекта;

$$h_{x1}=11,0 \text{ м};$$

$$h_{x2}=5,7 \text{ м}.$$

$$h_a \geq \frac{65}{8} \cdot 1 = 8,125 \text{ м}. \quad (4.123)$$

Принимаю 8,5 м.

$$h = 11,0 + 8,5 = 19,5 \text{ м}.$$

Принимаю 20 м.

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой конус с высотой:

$$h_0 = 0,85h. \quad (4.124)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17,0 \text{ м}.$$

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h. \quad (4.125)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right). \quad (4.126)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20)20 = 21,2 \text{ м}.$$

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \left(20 - \frac{11,0}{0,85} \right) = 7,48 \text{ м}.$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \left(20 - \frac{5,7}{0,85} \right) = 14,1 \text{ м}.$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии $h < L_1 < 3h$ ($20 < L_1 = 53 < 3 \cdot 20 = 60$) образуют общую зону защиты. Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии;

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наинизшая точка этого гребня имеет высоту:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L_1 - h). \quad (4.127)$$

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}. \quad (4.128)$$

$$r_c = r_0. \quad (4.129)$$

$$h_c = 17,0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(53 - 20) = 11,2 \text{ м.}$$

$$r_{cx1} = \frac{21,2(11,2 - 11,0)}{11,2} = 0,38 \text{ м.}$$

$$r_{cx2} = \frac{21,2(11,2 - 5,7)}{11,2} = 10,41 \text{ м.}$$

$$r_c = 22,2 \text{ м.}$$

$$h < L_1 < 3h.$$

$$20 < L_1 = 26 < 3 \cdot 20 = 60.$$

$$h_c = 17,0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(26 - 20) = 15,94 \text{ м.}$$

$$r_{cx1} = \frac{21,2(15,94 - 11,0)}{15,94} = 6,57 \text{ м.}$$

$$r_{cx2} = \frac{21,2(15,94 - 5,7)}{15,94} = 13,62 \text{ м.}$$

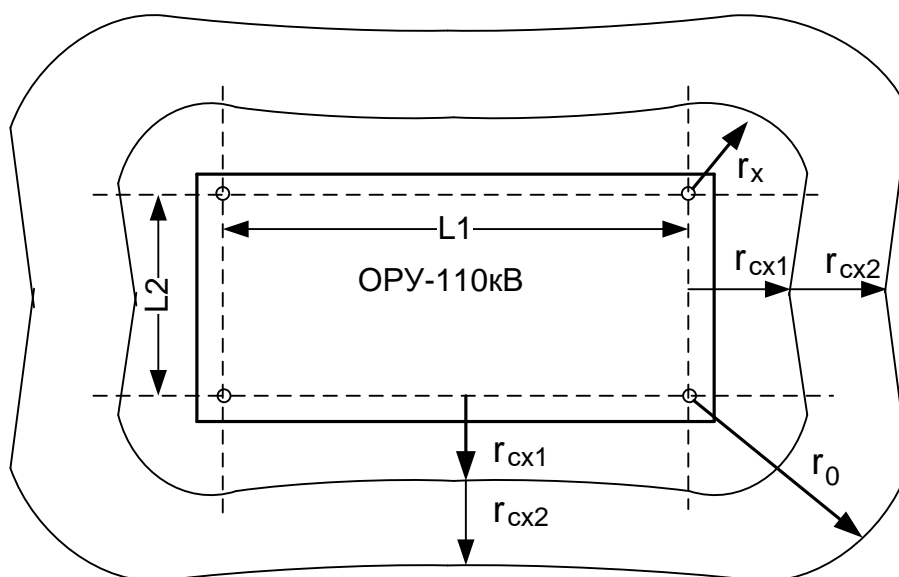


Рисунок 23- Схема грозозащиты ОРУ-110кВ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.914.00 ПЗ

Лист

108

Заключение

По результатам проектных расчетов предложен вариант развития существующей системы энергоснабжения района, удовлетворяющий требованиям надежности и качеству электроэнергии. Выполненный проект развития сети может рассматриваться как составная часть выбора схемы развития энергосистемы.

Разработанная сеть имеет дальнейшую перспективу развития, связанную с современным оборудованием, высокой пропускной способностью линий и др., что немаловажно при постоянном росте мощностей потребителей.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д.Л. Файбисович – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006-2009.
2. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых трансформаторов.
3. Передача и распределение электрической энергии. Ч.1: Учеб. Пособие для самостоят. Работы / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов; под ред. Е.Д. Комиссаровой. – Челябинск: ЮУрГУ, 2007.
4. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7.
5. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35 -750 кВ.
http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/Sbornik_IK_FS_K_USP_35-750_part_01.pdf
6. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ.
7. Расчет токов короткого замыкания. Учебное пособие. Под ред./Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: ЮУрГУ, 2011.
8. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». –http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization.html
9. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. –928 с.
10. Коржов, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 71 с.
11. Разъединитель РГНП-2-110/1600 УХЛ1 на напряжение 110 кВ. –
<http://10-220кв.рф/shop/product322070>
12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
13. Учебное пособие по курсовому проектированию / Булатов Б.Г., Комиссарова Е.Д., Худоносков Г.В. Электрические системы и сети. Учебное пособие по курсовому проектированию. – Челябинск: ЮУрГУ, 1998 г.

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

14. Зейлигер АЛ. Унификация номенклатуры сечений проводов воздушных линий электропередачи 110...500 кВ, сооружаемых на унифицированных опорах / Энергетическое строительство. – 1982. – № 1.
15. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. СТО ЮУрГУ 04-2008. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 56 с.
16. Техника высоких напряжений: учебник для вузов / И.М. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова, Г.М. Иманов и др.; Под ред. Г.С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 2003. – 608 с.
17. Аккумуляторы стационарные свинцовые типа Vb VARTA. – http://etp-moscow.ru/assets/templates/docs/Vb_VARTA.pdf
18. Кучинский, Г.С. Изоляция установок высокого напряжения: Учебник для вузов / Г.С. Кучинский, В.Е. Кизеветтер, Ю.С. Пинталь; Под общ. ред. Г.С. Кучинского. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
19. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
20. Колонковый выключатель ВГТ 110
<http://integral-irkutsk.ru/d/591306/d/katalog-elegazovoe-oborudovanie.pdf>
21. Трансформаторы тока ТОГФ-110 УХЛ1
http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220
22. Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1
<http://www.tdtransformator.ru/transformatory-izmeritelnye/transformatory-napryazheniya/nami-110-transformatory-napryazheniya-antirezonsnye-germetichnye/>
23. Вакуумный выключатель VF12-S <http://www.elteh.ru/products/9/48/>

					13.03.02.2018.914.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А

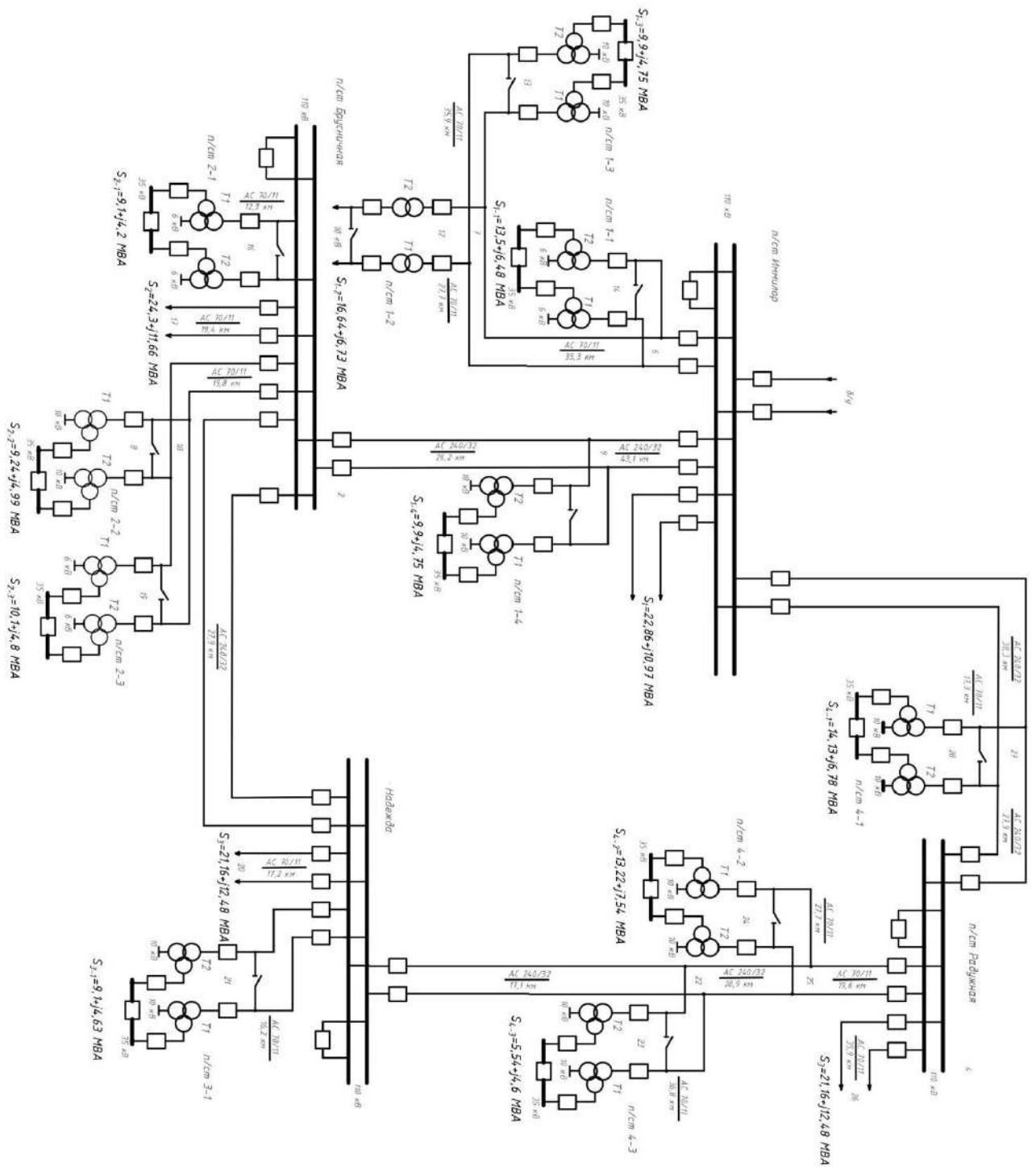


Рисунок А.1 – Исходная схема сети.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

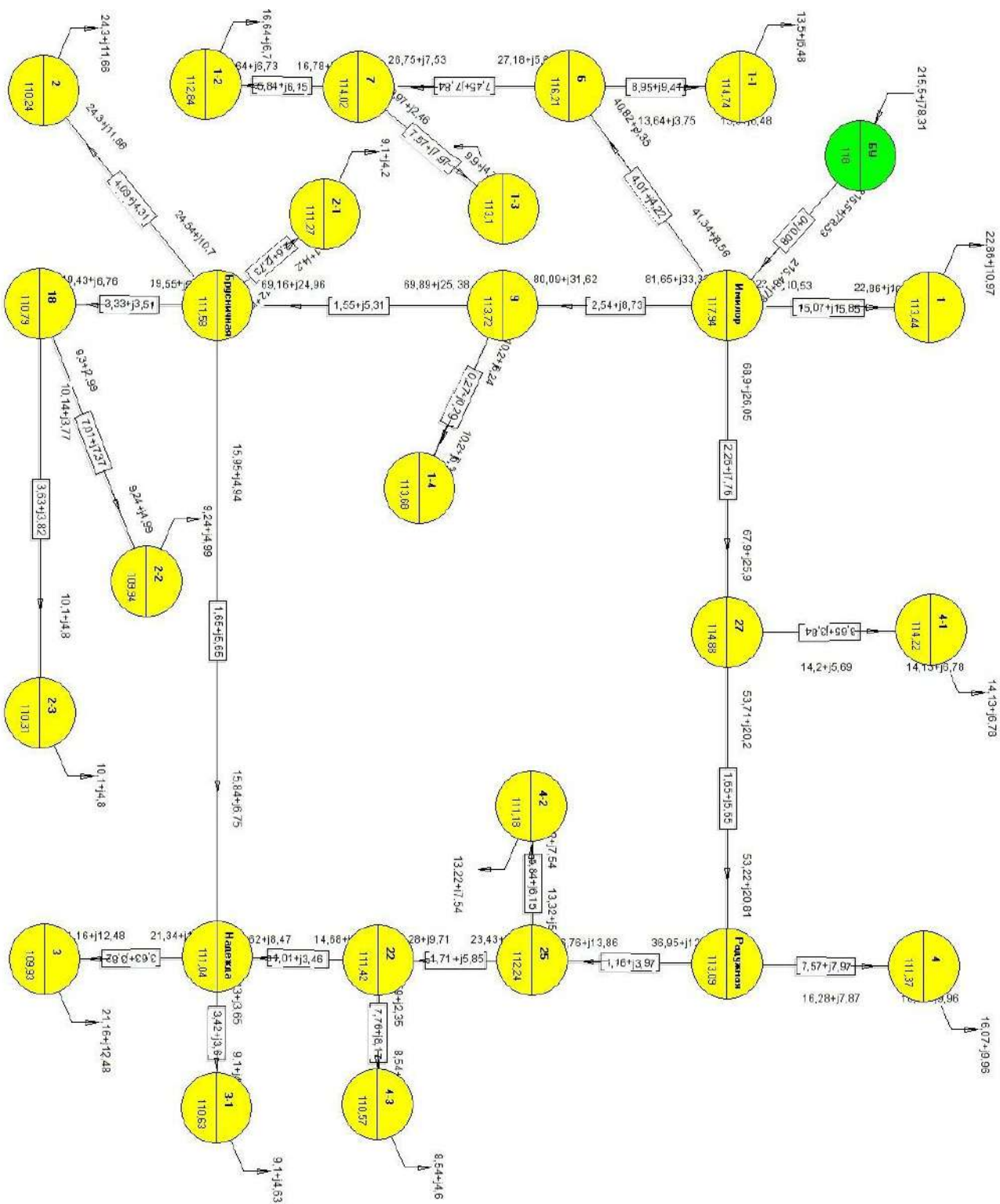


Рисунок Б.1 – Исходная схема сети.

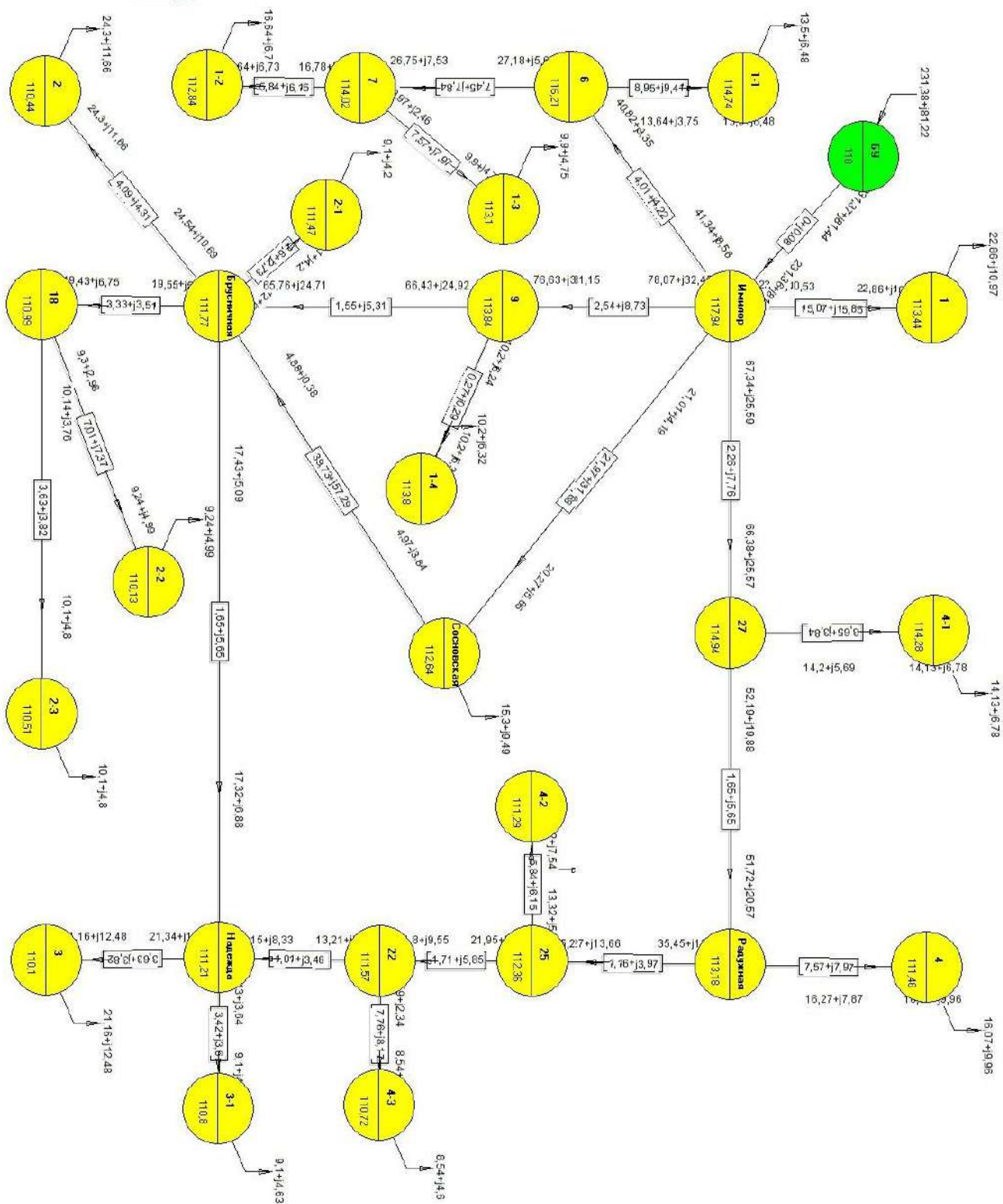


Рисунок Б.2 – Первый вариант развития сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

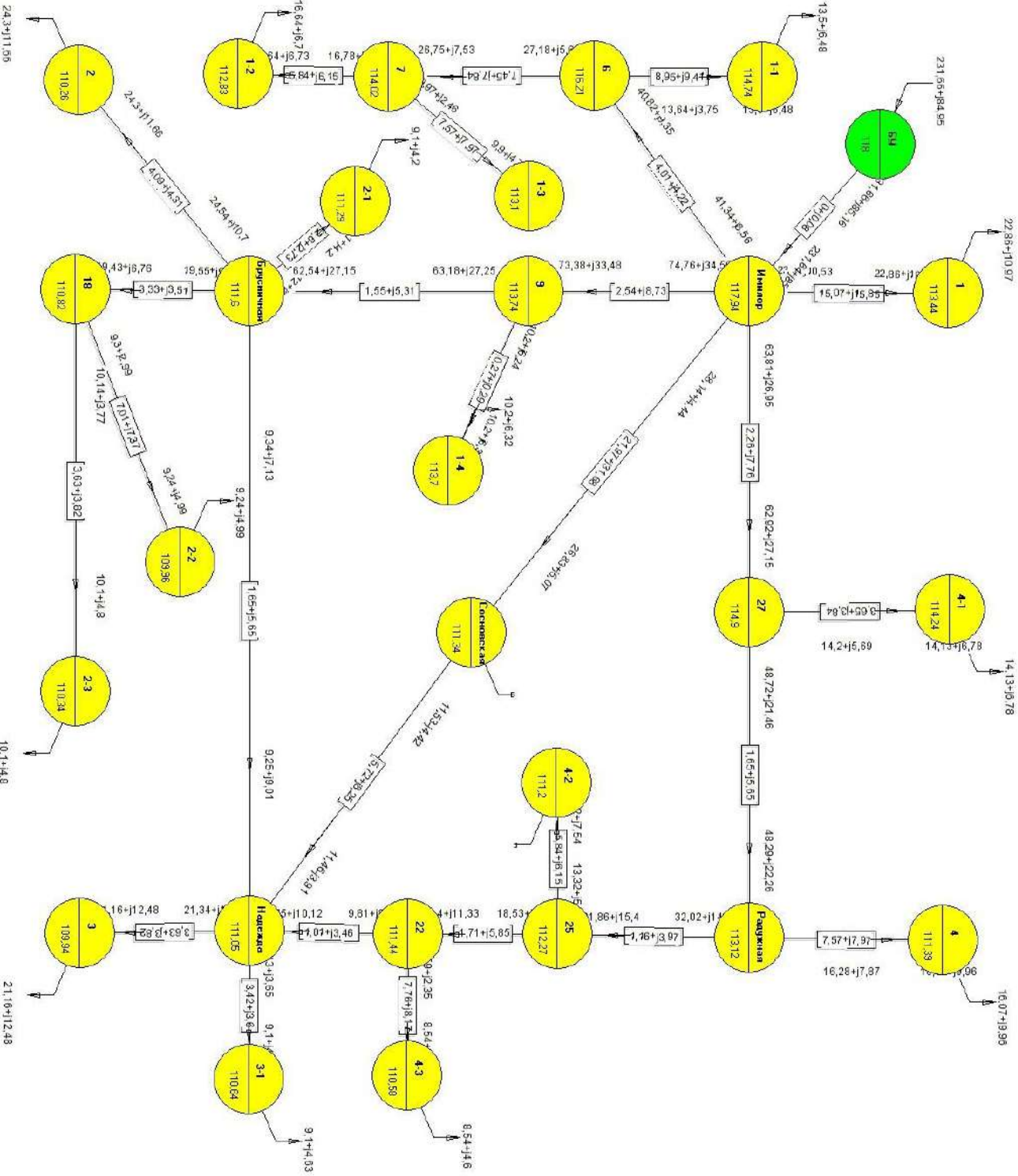


Рисунок Б.3 – Второй вариант развития сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

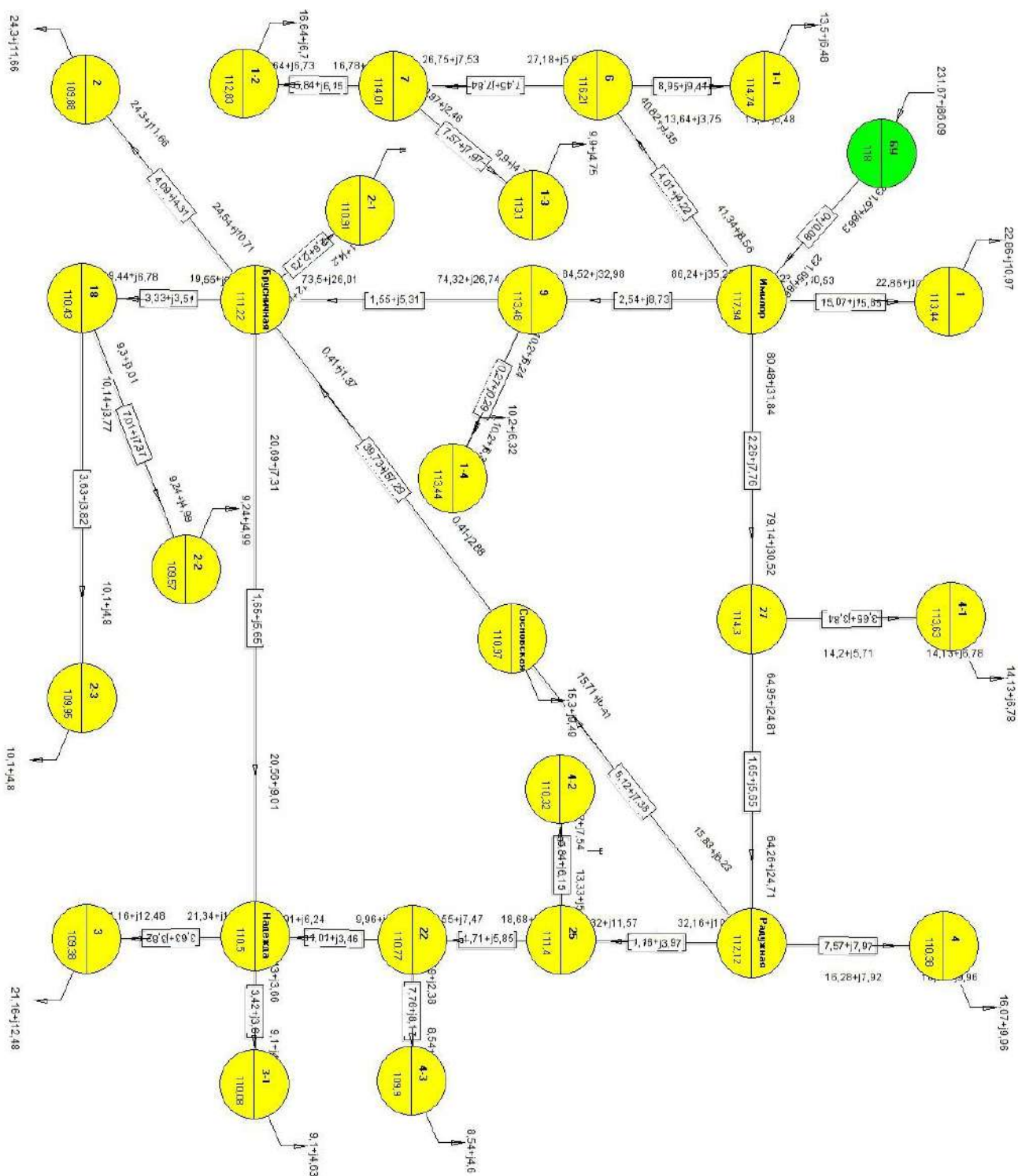


Рисунок Б.4 – Третий вариант развития сети.

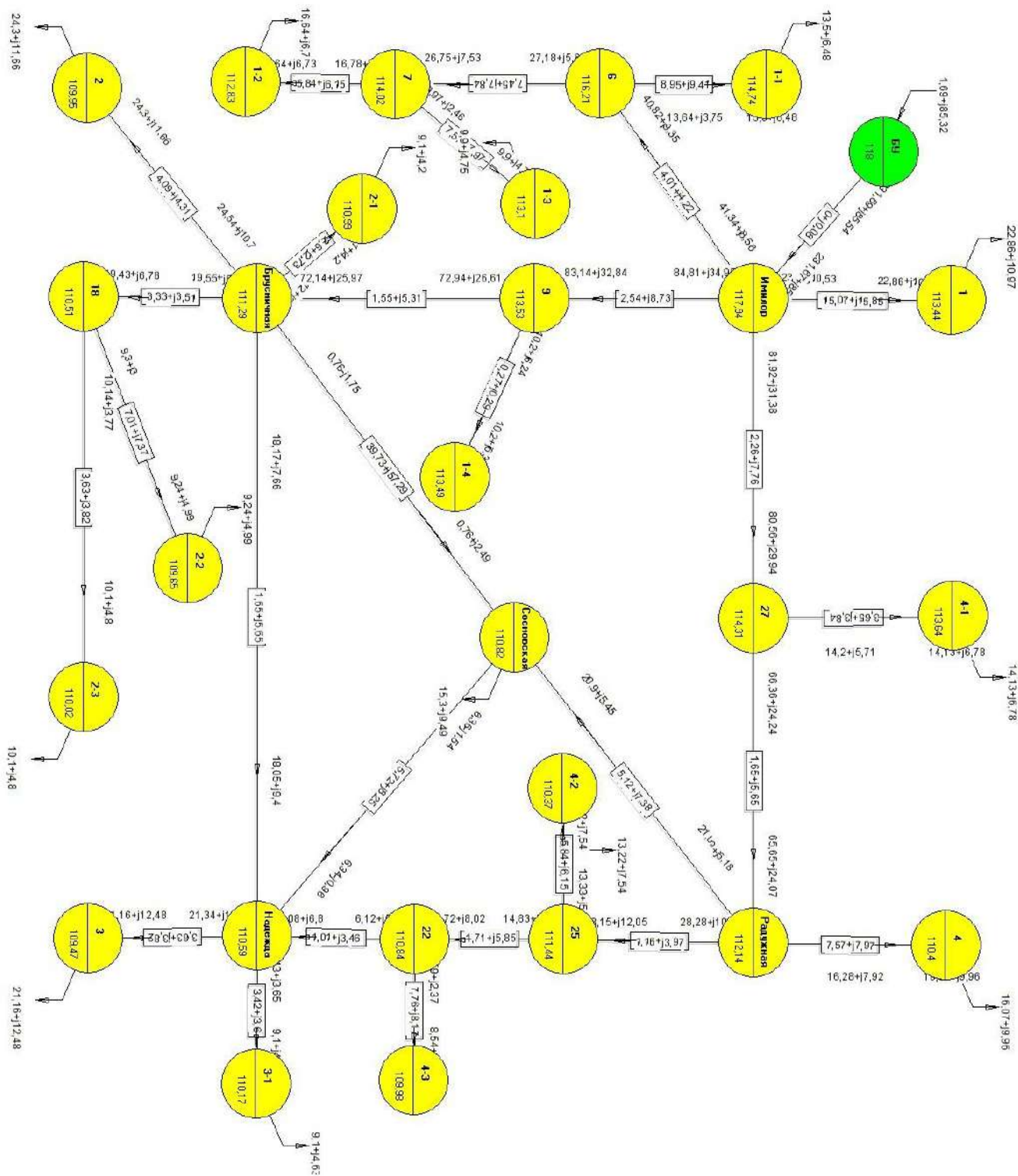


Рисунок Б.5 – Четвертый вариант развития сети.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

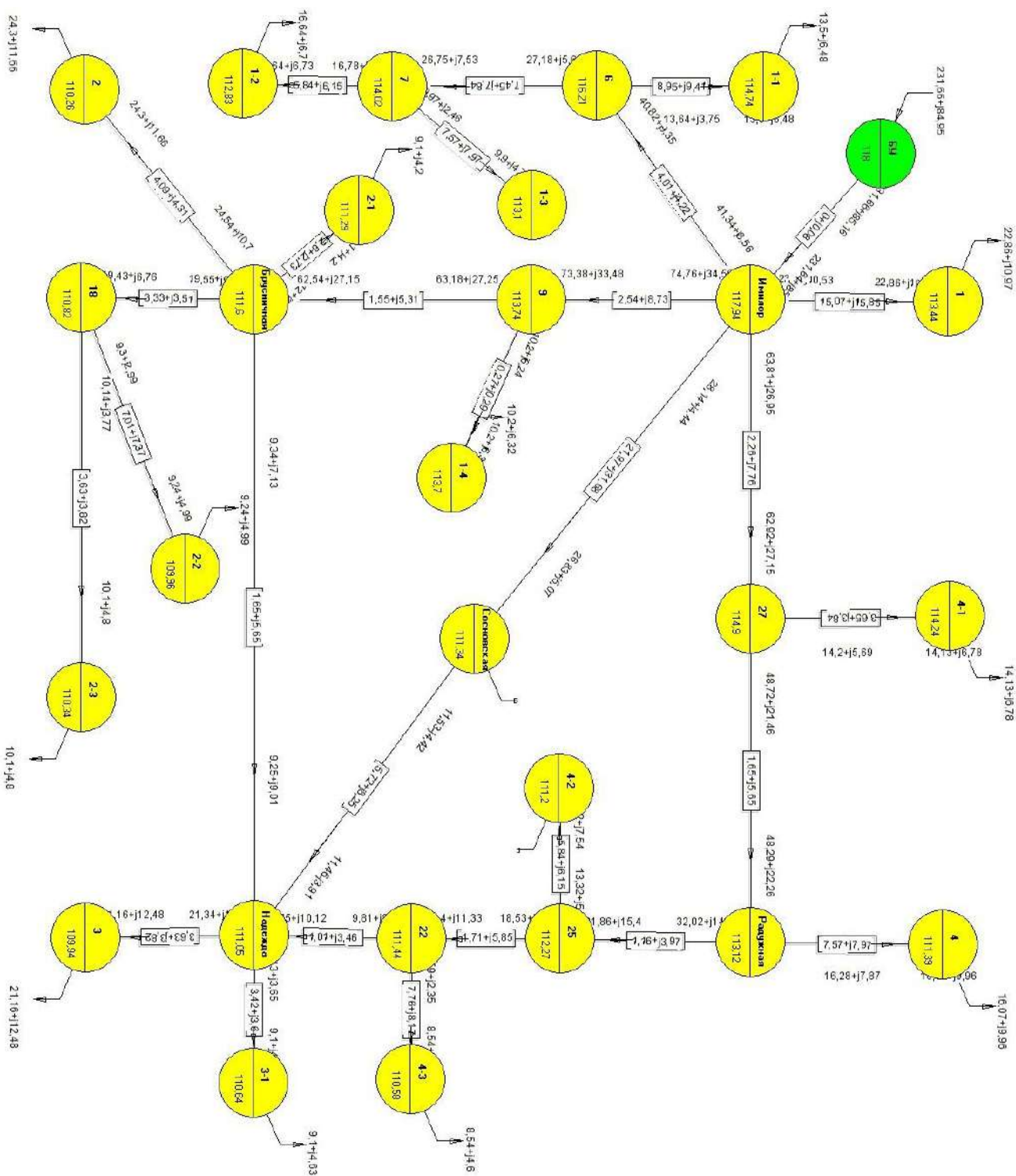


Рисунок В.1 – Режим максимальных нагрузок.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

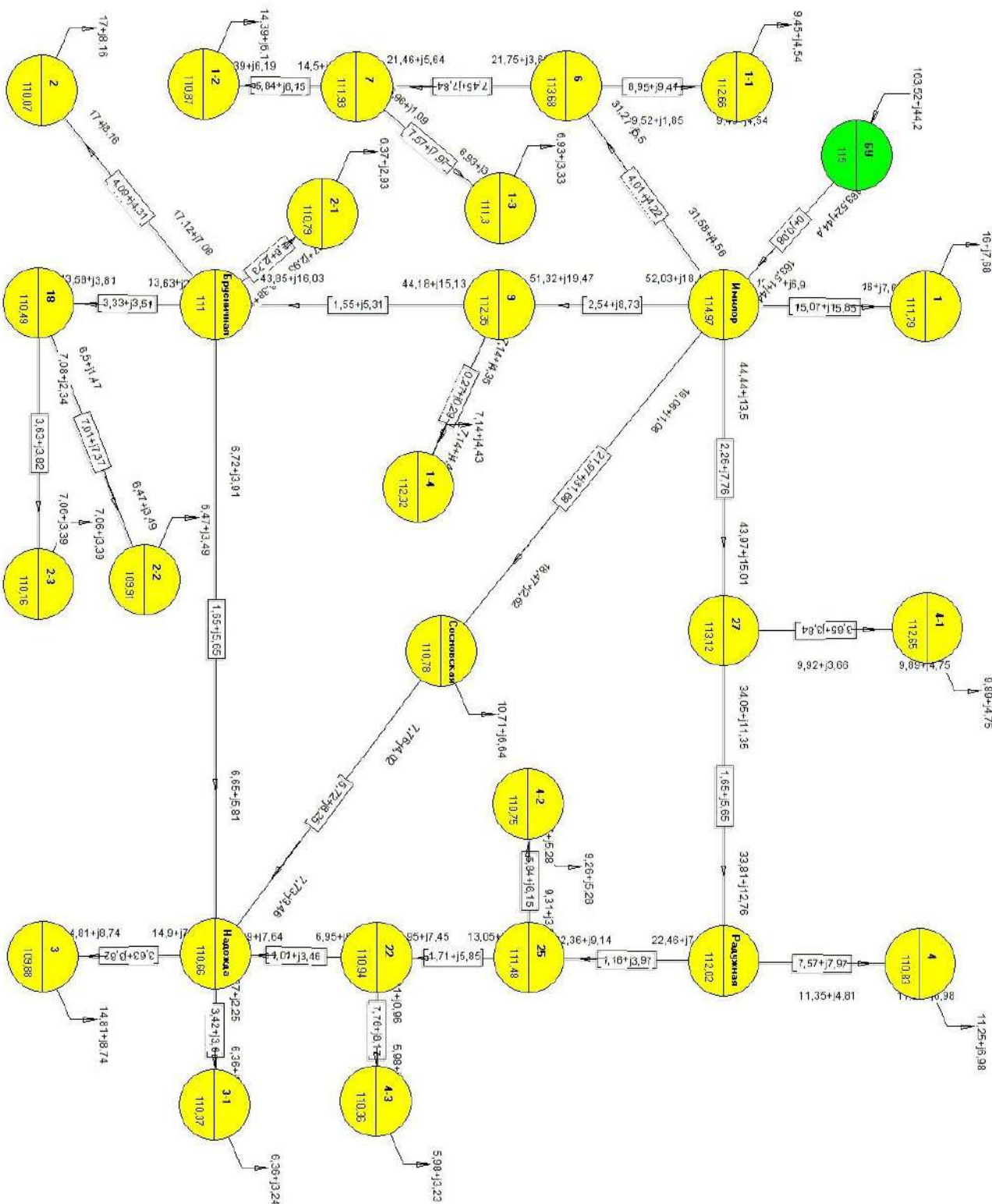


Рисунок В.2 – Режим минимальных нагрузок.

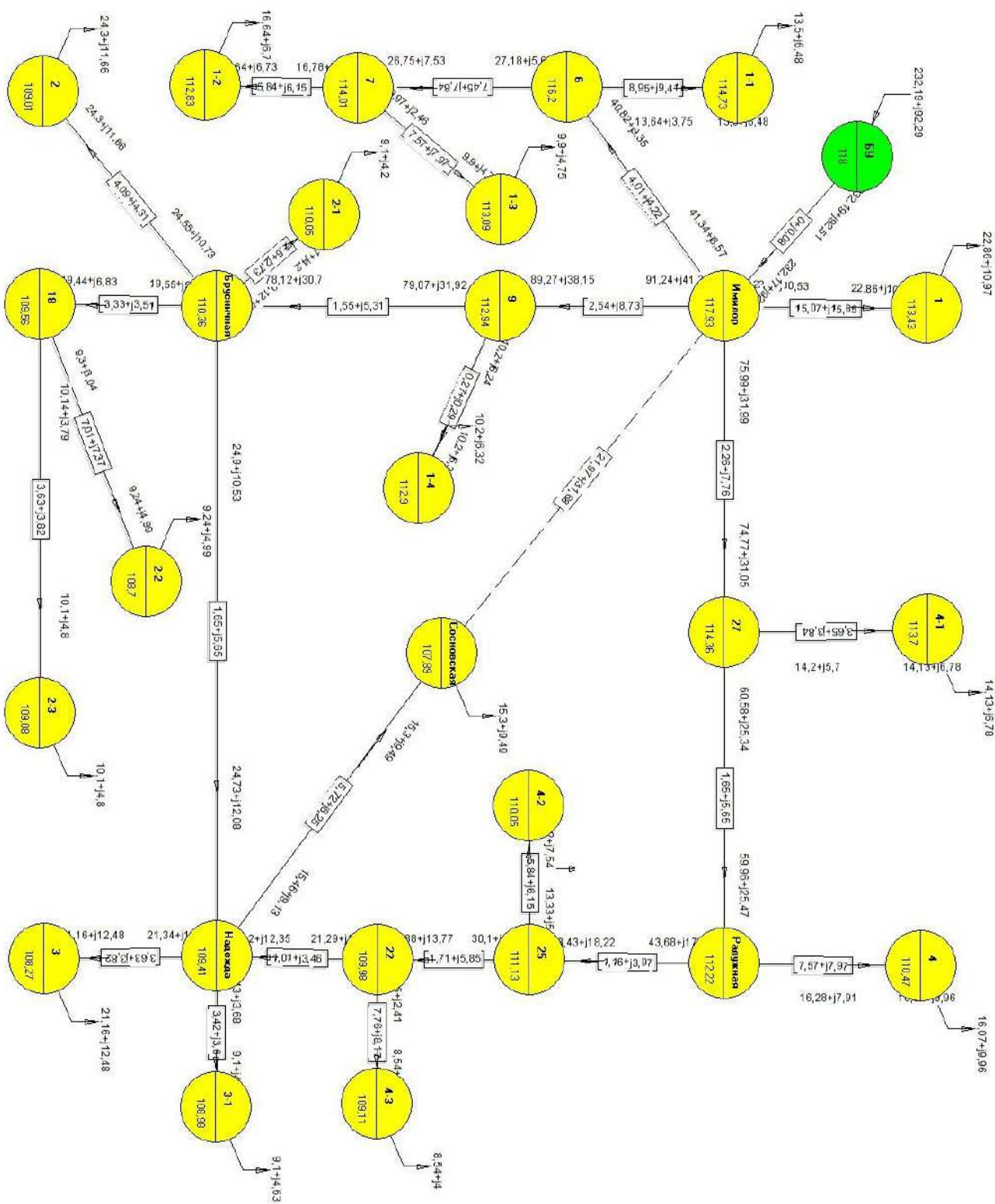


Рисунок В.3 – Послеаварийный режим работы сети.

Таблица В.1 – Техничко-экономические показатели

Вид капитальных вложений	Стоимость (тыс. руб./ед.)
Ячейка трансформатора	5849
Подстанция	73320
1 км ЛЭП 110кВ (для одноцепной ЛЭП)	662,3
Сумма кап. затрат	187674
Годовые эксплуатационные издержки	4195
Приведенные затраты	38083

Таблица В.2 – выбранные отпайки трансформатора ТДН 16000/110

Сторона высокого напряжения		
Напряжение	Добавка	Степень
$U_{\text{внднб}}$	+1,78	+1
$U_{\text{внднм}}$	+5,34	+4
$U_{\text{вндпа}}$	-1,78	-1

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

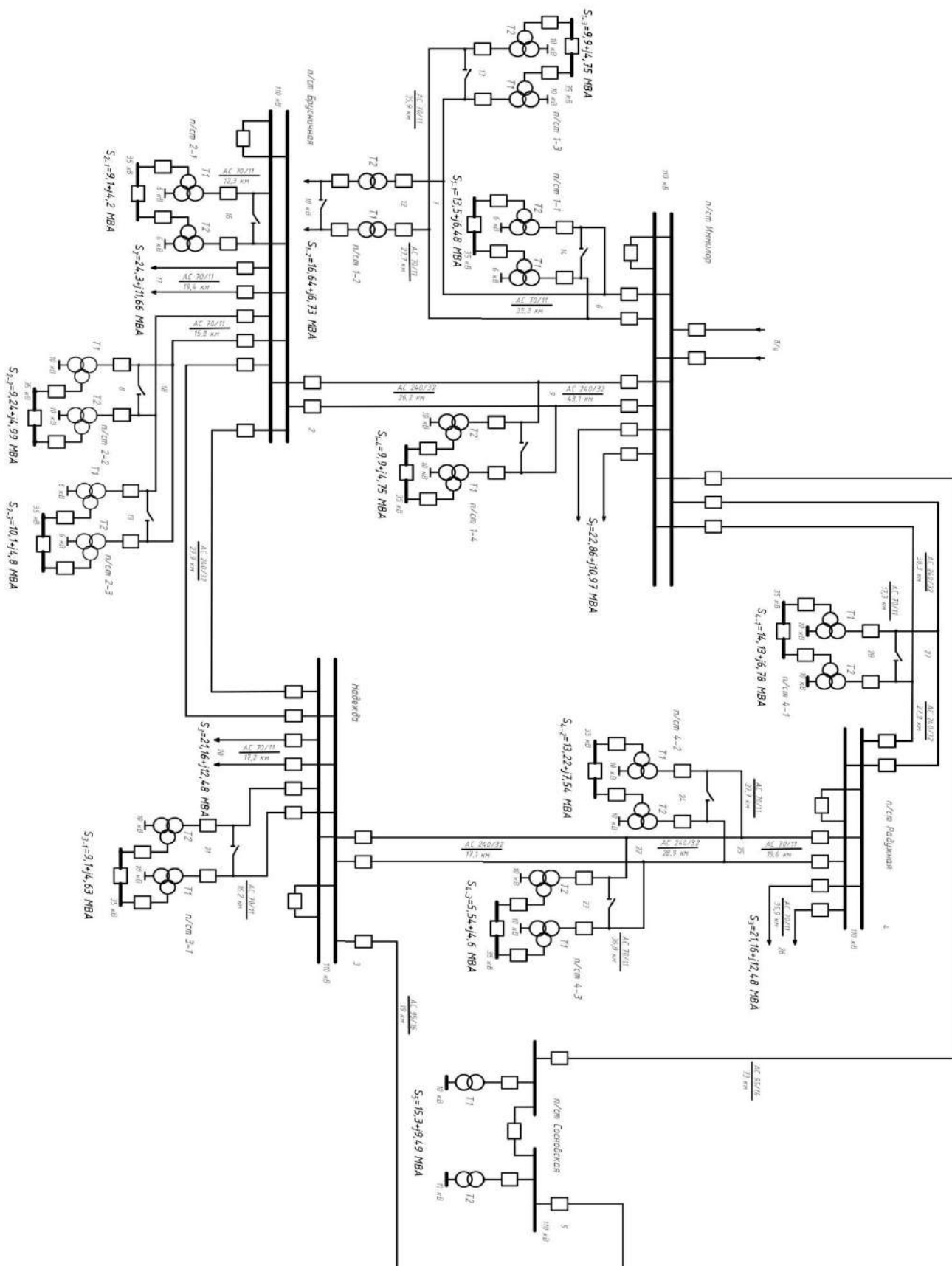


Рисунок Г.1 – Выбранный перспективный вариант развития исходной сети.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

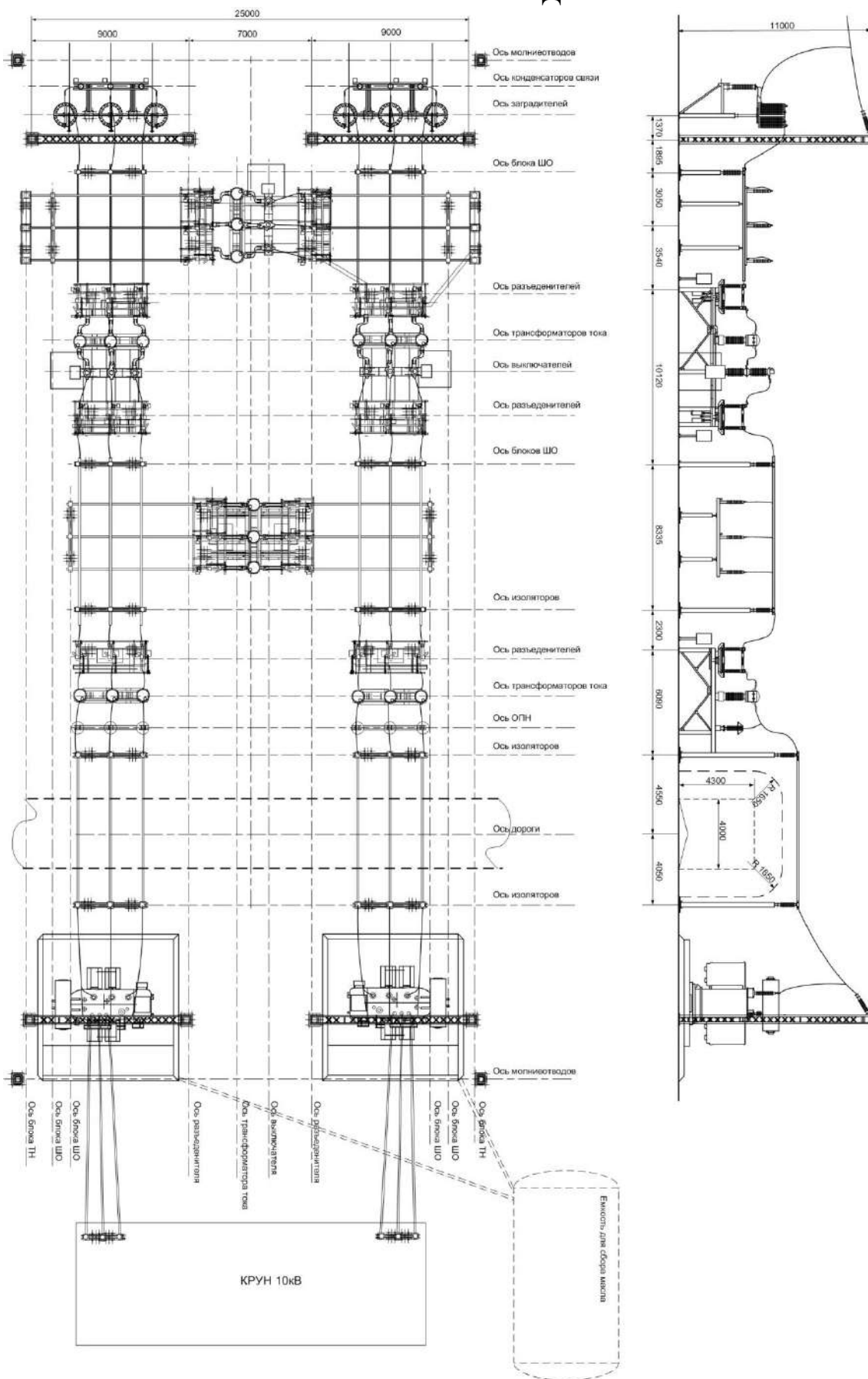


Рисунок Д.1 – Схема главная подстанции района

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.914.00 ПЗ

Лист

123

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

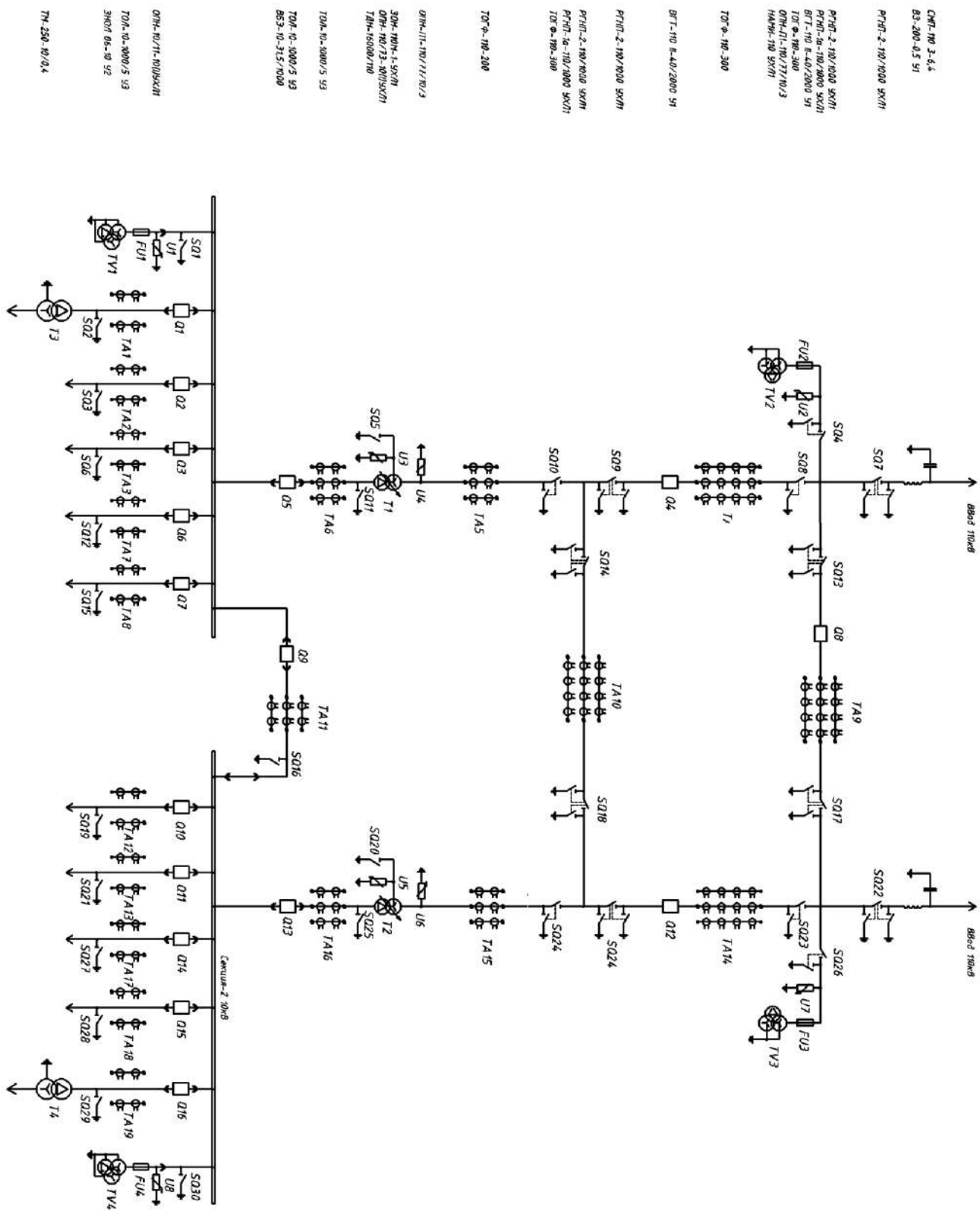


Рисунок Е.1 – Схема электрическая

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.914.00 ПЗ				Лист 124