

**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, начальник подстанции Ю.Копи

\_\_\_\_\_/ А.В.Лукашев/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

---

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 117.1320. ВКР**

(код направления, год, номер студенческого)

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018г.

**Руководитель, доцент**

\_\_\_\_\_/ В.В. Тарасенко /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018г.

**Автор**

**Студент группы П-471**

\_\_\_\_\_/ А.С. Шипилов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018г.

**Нормоконтролер, доцент**

\_\_\_\_\_/ В.В. Тарасенко /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Челябинск 2018**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное о  
бразовательное 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

\_\_\_\_\_  
(Ф. И.О. полностью)

Группа \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_



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

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Всего \_\_\_ листов

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

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

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Шипилов А. С. Развитие городской электрической сети с разработкой подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ (НИУ), П–471; 2018, 106 с., 33 табл., 25 ил., библиогр. список 11 наим., 6 прил.

Разработать перспективный вариант развития исходной городской электрической сети стало целью данной выпускной квалификационной работы.

Для достижения цели был решен ряд поставленных задач, таких как:

- проверить исходную электрическую сеть на соответствие требованиям электроснабжения;
- разработать четыре варианта подключения новых потребителей к исходной сети и выбрать самый рациональный из них;
- настроить режим сети, повысить качество электроснабжения потребителей;
- разработать понизительную подстанцию 110/10 кВ, питающую населенные пункты, а также осуществляющую транзит мощности;

Опираясь на результаты расчета режимов в программе RASTRwin, а также сравнение приведенных затрат по укрупненным показателям, был определен наиболее перспективный вариант развития исходной городской электрической сети.

					<i>13.03.02.2018.117.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шипилов А. С.			<b>Развитие городской электрической сети с разработкой подстанции 110/10 кВ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Тарасенко В.					6	47
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Н. Контр.</i>		Тарасенко В.						
<i>Утверд.</i>								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	
1.1 Исходные данные .....	10
1.2 Баланс активных и реактивных мощностей	
1.2.1 Баланс активных мощностей .....	10
1.2.2 Баланс реактивных мощностей.....	13
1.3 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе.....	14
1.4 Параметры схемы замещения линий сети и расчет режима сети .....	16
2 РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	
2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети .....	19
2.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новых п/ст и ЭС – 1 .....	21
2.3 Разработка вариантов развития и их сравнение.....	23
2.4 Сравнение двух выбранных вариантов развития сети и выбор наилучшего из них .....	36
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	38
3.1 Расчет режима максимальных нагрузок .....	38
3.2 Расчет режима минимальных нагрузок.....	41
3.3 Расчет послеаварийного режима .....	43
4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «ВАВИЛОВЕЦ» 110/10 КВ .....	49
4.1 Разработка структурной схемы подстанции .....	49
4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей .....	49
4.1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов .....	49
4.2 Разработка главной схемы подстанции .....	51
4.2.1 Расчет токов в нормальном, утяжеленном режимах и токов короткого замыкания .....	51
4.2.1.1 Расчетные токи на стороне высшего напряжения .....	51
4.2.1.2 Расчетные токи на стороне нижнего напряжения .....	52

					13.03.02.2018.117.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

4.2.2	Расчет токов короткого замыкания .....	52
4.2.2.1	Заземление трансформатора .....	52
4.2.2.2	Выбор расчетной точки короткого замыкания .....	53
4.2.3	Выбор схемы распределительного устройства ВН .....	55
4.2.4	Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерения .....	56
4.2.4.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	56
4.2.4.2	Выбор трансформаторов тока .....	59
4.2.4.3	Выбор трансформаторов напряжения .....	63
4.2.4.4	Выбор токоведущих частей для РУ ВН .....	64
4.2.5	Выбор схемы соединения распределительного устройства НН.. .....	66
4.2.5.1	Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ НН .....	69
4.2.5.2	Токоведущие части .....	73
4.3	Разработка схем питания собственных нужд подстанции .....	74
4.3.1	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	75
4.3.2	Схема питания собственных нужд подстанции .....	75
4.4	Выбор аккумуляторной батареи .....	76
4.5	Управление и сигнализация .....	80
4.6	Конструктивное исполнение .....	81
4.7	Защита подстанции от прямых попаданий молний .....	81
5	ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПОМЕХИ В ЦЕПЯХ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА.....	83
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
	БИБЛИГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	93
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	95



## ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является состояние электрических сетей.

В связи с постоянным увеличением 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.

Таким образом, 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:

- Проанализировать исходную схему городской электрической сети, проверить режимы ее работы, выявить возможные проблемы, найти решение для устранения выявленных проблем;
- Разработать перспективный вариант развития исходной сети с подключением новых потребителей и генерируемых мощностей;
- Разработать подстанцию 110/10 кВ для нового потребителя;

					<i>13.03.02.2018.117.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

# 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

## 1.1 Исходные данные

Исходные данные включают в себя: первоначальную схему городской электрической сети, марки проводов ЛЭП, длины ЛЭП, информацию об используемых трансформаторах, информацию о генерируемых и потребляемых мощностях. Эти данные представлены в таблицах.

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок  $P_{\max} + jQ_{\max}$  представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о нагрузках сети

Название	Нагрузка	Название	Нагрузка	Название	Нагрузка
Массивная	14,8+j7.9	Полетаево	1.7+j0.9	Шагол	125+j126
Спортивная	19.9+j6.4	Ильменская	3,8+j2,6	Бутаки	0.9+j0.4
Новоградская	20.0+j6.7	Биргильда	4.7+j2.1	Бишкиль	5.7+j2.8
Синеглазово	7.9+j4.1	Яраткулова	2.2+j0.8	Кулuevo	2.2+j0.7
Шершнеvская	17.2+j5.7	Челябинская	0.3+j0.1	Акбашево	1.2+j0.2
Сосновская	31.2+j13	Непряхино	0.8+j0.4	Харлуши	2.2+j0.4
Исаково	101.9+j68.8	Чебаркуль	57.2+j17	Мисяш	0

Первоначальная схема городской электрической сети представлена на рисунке 1, а также в приложении А.

## 1.2 Баланс активных и реактивных мощностей

### 1.2.1 Баланс активных мощностей

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

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{тр}}, \quad (1.1)$$

где  $\sum P_{\text{тр}}$  – суммарная транзитная активная мощность узловых подстанций;

$\sum P_{\Pi}$  – суммарное потребление активной мощности.

Баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе, согласно исходным данным, обеспечивается за счет обменной мощности соседних

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

энергосистем (ПС Шагол, ПС Чебаркуль, ПС Исхаково). Суммарное потребление активной мощности в системе

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

где  $\Sigma P_{\text{H}}$  – суммарная нагрузка потребителей;

$\Sigma \Delta P_{\text{Л}} = (0,02 \div 0,03) \Sigma P_{\text{H}}$  – потери мощности в линиях электропередачи;

$\Sigma \Delta P_{\text{Т}} = (0,012 \div 0,015) \Sigma P_{\text{H}}$  – потери мощности в трансформаторах.

Потери мощности в линиях электропередачи

$$\Sigma \Delta P_{\text{Л}} = 0,025 \cdot \Sigma P_{\text{H}}. \quad (1.3)$$

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

$$\Sigma \Delta P_{\text{Т}} = 0,014 \cdot (P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7). \quad (1.4)$$

Подставляя числовые значения в формулы, получим:

$$\begin{aligned} \Sigma P_{\text{H}} = & 125,1 + 0,9 + 19,9 + 2 + 11,9 + 20 + 17,2 + 0,7 + 5,4 + 0,9 + 92,91 + \\ & + 24,2 + 9 + 7,9 + 1,7 + 0,9 + 4,7 + 5,7 + 0,3 + 7,5 + 3,1 + 3,7 + 2,9 + 2,5 + \\ & + 45 + 0,8 + 3,8 + 10,8 + 2,2 + 2,2 + 1,2 + 1 + 1,2 = 439,21 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

$$\Sigma P_{\text{Л}} = 0,02 \cdot \Sigma P_{\text{H}} = 0,02 \cdot 439,21 = 8,784 \text{ МВт.}$$

$$\Sigma P_{\text{Т}} = 0,012 \cdot \Sigma P_{\text{H}} = 0,012 \cdot 439,21 = 5,27 \text{ МВт.}$$

Тогда суммарное потребление активной мощности по формуле:

$$\Sigma P_{\Pi} = 439,21 + 8,784 + 5,27 = 453,264 \text{ МВт.}$$

Суммарная транзитная активная мощность узловых подстанций:

$$\begin{aligned} \Sigma P_{\text{тр}} = & \Sigma P_{\text{тр}}^{\text{ПС Шагол}} + \Sigma P_{\text{тр}}^{\text{ПС Исхаково}} + \Sigma P_{\text{тр}}^{\text{ПС Чебаркуль}} = 148 + 17 + 122,2 + \\ & + 37,4 + 91 = 415,6 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

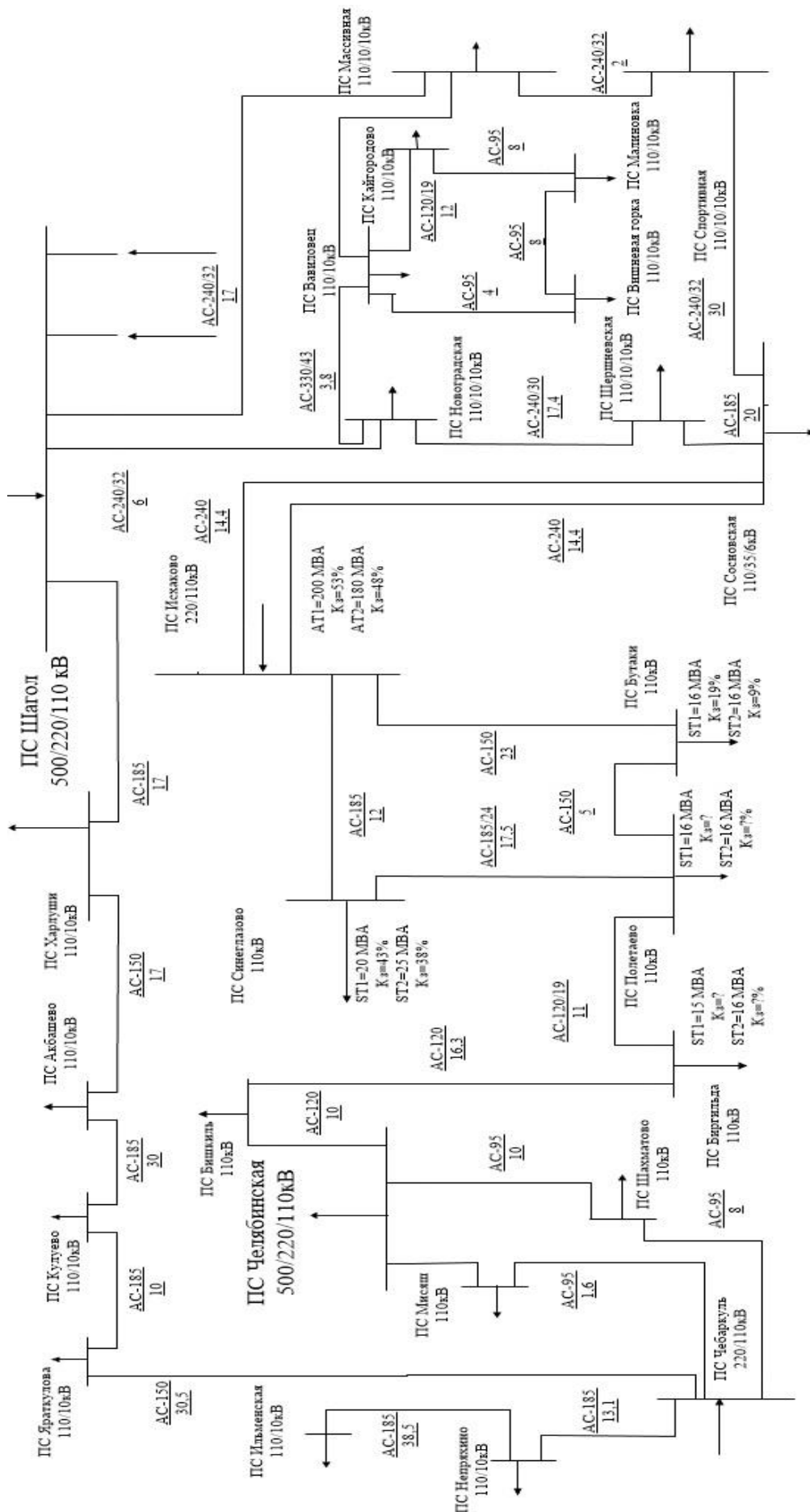


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Определим необходимую обменную мощность:

$$\sum P_c = \sum P_{тр} - \sum P_{п} = 415,6 - 453,264 = -37,664 \text{ МВт.}$$

Обменная мощность отрицательная – необходима генерация этой мощности балансирующим узлом.

### 1.2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_3 \pm \sum Q_{ку} + \sum Q_c = \sum Q_{п}, \quad (1.5)$$

где

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

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

$Q_c$  – величина обменной реактивной мощности;

$\sum Q_{п}$  – суммарное потребление реактивной мощности.

Зарядную мощность приближенно примем равной 30 кВАр/км для одноцепных линий 110 кВ и умножим это значение на суммарную протяженность линий:

$$\begin{aligned} \sum Q_3 = & (10 + 14,85 + 1,6 + 8 + 13,1 + 38,5 + 30,5 + 10 + 30 + 17 + 17 + \\ & + 6 + 17 + 2 + 30 + 20 + 17,4 + 14,4 + 12 + 23 + 5 + 17,5 + 11 + 16,3 + \\ & + 10) \cdot 0,03 = 11,764 \text{ МВАр.} \end{aligned}$$

$$\sum Q_c = 153,3 - 46,1 + 119,7 - 7,7 + 11,7 + 2,4 = 233,3 \text{ МВАр.}$$

Суммарное потребление активной мощности по формуле:

$$\begin{aligned} \sum Q_{п} = & 126,5 + 6,7 + 7,5 + 5,7 + 1,7 + 0,1 + 0,3 + 6,4 + 11,3 + 68,5 + 0,3 + \\ & + 3,1 + 0,4 + 4,1 + 0,9 + 2,1 + 2,8 + 0,1 + 2,4 + 4,7 + 1,3 + 1,2 + 8,1 + 0,4 + \\ & + 2,6 - 1,4 + 0,8 + 0,7 + 0,2 + 0,5 + 0,4 = 270,4 \text{ МВАр.} \end{aligned}$$

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

Проверим выполнение условий баланса реактивной мощности:

$$\Sigma Q_3 \pm \Sigma Q_c \pm \Sigma Q_{ку} - \Sigma Q_{п} = 0. \quad (1.6)$$

$$11,764 + 233,3 + 45,7 - 270,4 = 20,364 \text{ МВАр.}$$

### 1.3 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки в аварийной перегрузке трансформатора превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85.

Анализ работы трансформаторов, установленных на п/ст «Шершневская». В системе на п/ст «Шершневская» параллельно установлены два трансформатора типа ТРДН-25000/110.

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав.}} \quad (1.7)$$

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки автотрансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая перегрузка допустима не более, чем в течение пяти суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,93, а длительность максимума нагрузки не превышает шесть часов в сутки.

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{max}} (0,65 \div 0,7). \quad (1.8)$$

$$S_{\text{max}} = \sqrt{17,2^2 + 5,7^2} = 18,12 \text{ МВА.}$$

Полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Шершневская» не требуется.

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

ПС – Новоградская (2 трансформатора мощностью 40 МВА):

$S_{max} = \sqrt{20^2 + 6,7^2} = 21,092$  МВА - полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Новоградская» не требуется.

ПС – Сосновская (2 трансформатора мощностью 16 МВА):

$S_{max} = \sqrt{5,4^2 + 1,7^2} = 5,572$  МВА - полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Сосновская» не требуется.

ПС – Западная (2 трансформатора мощностью 31,5 МВА):

$S_{max} = \sqrt{11,9^2 + 7,5^2} = 14,067$  МВА - полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Западная» не требуется.

ПС – Паклинская (2 трансформатора мощностью 25 МВА):

$S_{max} = \sqrt{2^2 + 0,1^2} = 2$  МВА - полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Паклинская» не требуется.

ПС – Массивная (2 трансформатора мощностью 40 МВА):

$S_{max} = \sqrt{0,9^2 + 0,3^2} = 0,94$  МВА - полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Массивная» не требуется.

ПС – Спортивная (2 трансформатора мощностью 40 МВА):

$S_{max} = \sqrt{19,9^2 + 6,4^2} = 20,906$  МВА- полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Спортивная» не требуется.

ПС – Исаково (2 трансформатора мощностью 200 и 180 МВА):

$S_{max} = \sqrt{122,2^2 + 119,7^2} = 171,058$  МВА - полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на п/ст «Исаково» не требуется.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

#### 1.4 Параметры схемы замещения линий сети и расчет режима сети

Для расчета режима сети необходимо найти все параметры схемы замещения. Параметры ЛЭП определяются по формулам:

- Активное сопротивление ЛЭП –  $r_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n}$ . (1.9)

- Индуктивное сопротивление –  $x_{л} = \frac{x_0 \cdot l}{n}$ . (1.10)

- Емкостная проводимость ЛЭП –  $b_{л} = b \cdot l \cdot n$ . (1.11)

Таблица 2 – Параметры ЛЭП

№	Узел	Узел	Тип	L,	n	R <sub>0</sub> ,	X <sub>0</sub> ,	B <sub>0</sub> ,	R <sub>л</sub> ,	X <sub>л</sub> ,	B <sub>л</sub> ·
1	1	2	240/32	6	1	0,118	0,405	2,808	0,71	2,43	16,85
2	1	3	240/32	17	1	0,118	0,405	2,808	2,01	6,89	47,74
3	2	4	240/32	17,4	1	0,118	0,405	2,808	2,05	7,05	48,86
4	3	5	240/32	2	1	0,118	0,405	2,808	0,24	0,81	5,616
5	4	6	185/29	20	1	0,159	0,413	2,707	3,18	8,26	54,14
6	5	6	240/32	30	1	0,118	0,405	2,808	3,54	12,2	84,24
7	6	7	240/32	14,4	1	0,118	0,405	2,808	1,70	5,83	40,44
8	7	8	185/29	12	1	0,159	0,413	2,707	1,91	4,96	32,48
9	7	9	150/24	23	1	0,204	0,420	2,707	4,69	9,66	62,26
10	8	10	185/29	17,5	1	0,159	0,413	2,707	2,78	7,23	47,37
11	9	10	150/24	5	1	0,204	0,420	2,707	1,02	2,1	13,54
12	10	11	120/19	11	1	0,244	0,427	2,658	2,68	4,70	29,24
13	11	12	120/19	16,3	1	0,244	0,427	2,658	3,98	6,96	43,33
14	12	13	120/19	10	1	0,244	0,427	2,658	2,44	4,27	26,58
15	13	14	95/16	10	1	0,301	0,434	2,611	3,01	4,34	26,11
16	13	15	95/16	14,9	1	0,301	0,434	2,611	4,48	6,47	38,90
17	14	16	95/16	8	1	0,301	0,434	2,611	2,41	3,47	20,89
18	15	16	95/16	1,6	1	0,301	0,434	2,611	0,48	0,69	4,17
19	16	17	185/29	13,1	1	0,159	0,413	2,707	2,08	5,41	35,46
20	17	18	185/29	38,5	1	0,159	0,413	2,707	6,12	15,9	104,21
21	16	19	150/24	30,5	1	0,204	0,420	2,707	6,22	12,8	82,56
22	19	20	185/29	10	1	0,159	0,413	2,707	1,59	4,13	27,07
23	20	21	185/29	30	1	0,159	0,413	2,707	4,77	12,4	81,21
24	21	22	150/24	17	1	0,204	0,420	2,707	3,47	7,14	46,02
25	22	1	185/29	17	1	0,159	0,413	2,707	2,70	7,02	46,02



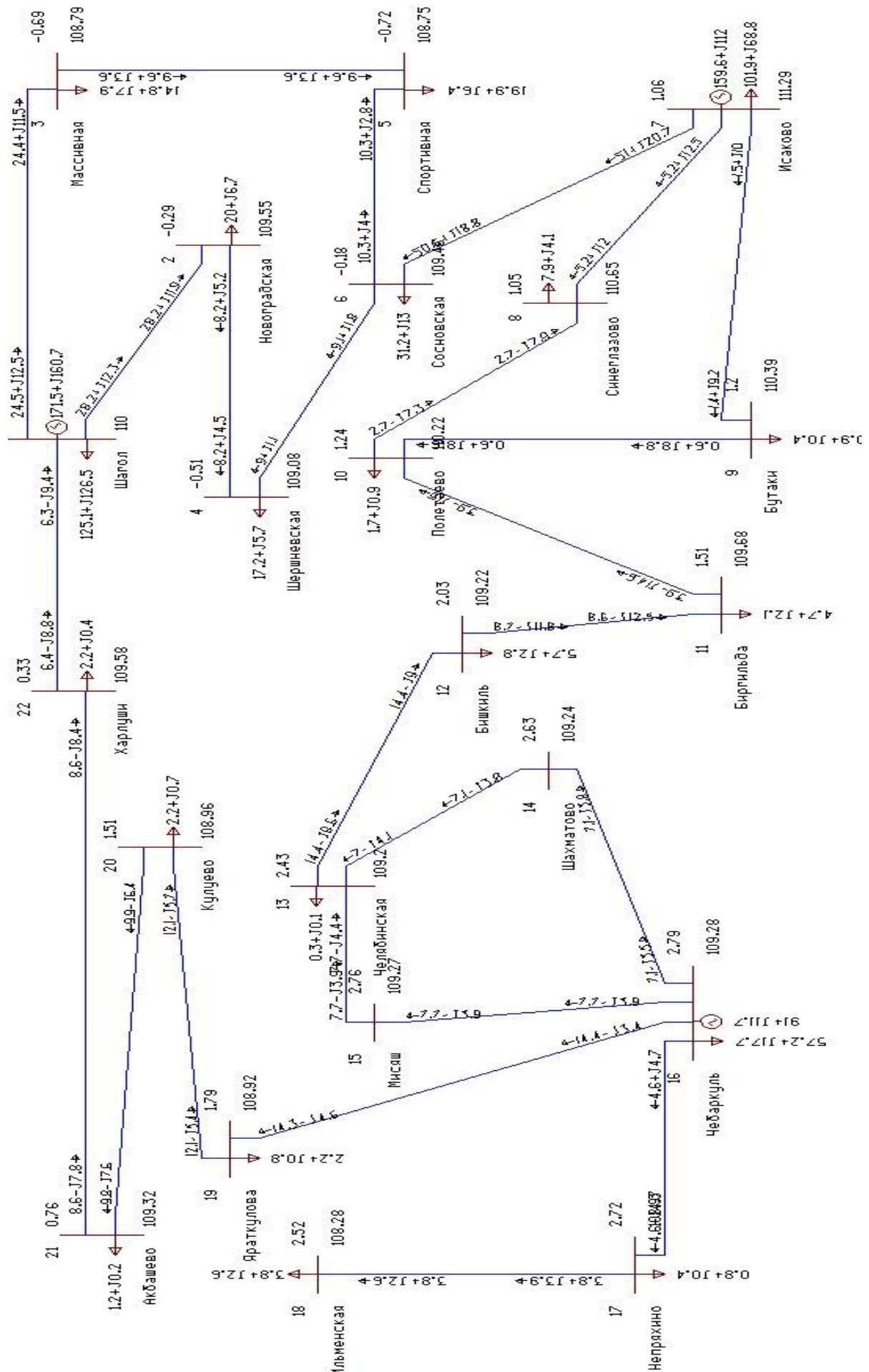


Рисунок 2 – Режим исследуемой сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

17

С помощью расчета на ЭВМ в программе RASTRwin3 были получены токи в ветвях. Необходимо провести анализ нагрузки ветвей, выявить перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Токи в ветвях

$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	$I_{нач}, А$	$I_{кон}, А$	$I_{доп}, А$
1	2	Шагол - Новоградская	162	161	610
1	3	Шагол - Массивная	144	143	610
2	4	Новоградская - Шершневская	51	49	610
3	5	Массивная - Спортивная	55	54	610
4	6	Шершневская - Сосновская	48	49	510
5	6	Спортивная - Сосновская	57	58	610
6	7	Сосновская - Исаково	285	286	610
7	8	Исаково - Синеглазово	70	68	510
7	9	Исаково - Бутаки	53	49	450
8	10	Синеглазово - Полетаево	44	41	510
9	10	Бутаки - Полетаево	46	45	450
10	11	Полетаево - Биргильда	81	79	390
11	12	Биргильда - Бишкиль	80	78	390
12	13	Бишкиль - Челябинская	90	89	390
13	14	Челябинская - Шахматово	43	42	330
13	15	Челябинская - Мисяш	47	46	330
14	16	Шахматово - Чебаркуль	42	42	330
15	16	Мисяш - Чебаркуль	46	46	330
16	17	Чебаркуль - Непряхино	35	33	510
17	18	Непряхино - Ильменская	29	25	510
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	78	80	450
19	20	Яраткулова - Кулуево	70	71	510
20	21	Кулуево - Акбашево	63	65	510
21	22	Акбашево - Харлуши	61	63	450
22	1	Харлуши - Шагол	57	60	510

По данным таблицы 3 видно, что токи в цепях не превышают длительно допустимых значений, поэтому реконструкция линий не требуется.

## 2 РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

В новом варианте схемы необходимо решить следующую задачу: подключить четыре новые подстанции с разработкой одной из них (через которую будет осуществляться транзит мощности к трем оставшимся подстанциям), а также подключить в исходную сеть одну электростанцию ЭС - 1.

Таблица 4 – Потребляемые мощности

Название п/ст	$P_{н\tau}$ , МВт	$Q_{н\tau}$ , МВАр
Вавиловец	40,8	12,1
Вишневая Горка	15,6	4,4
Малиновка	14,3	4,2
Кайгородово	18,5	5,9

Определим расстояния до вводимых в эксплуатацию объектов.

ЭС-1 находится на расстоянии 6 км от п/ст «Шагол» и 7 км от п/ст «Новоградская».

Подстанция «Вавиловец», которую предстоит разработать, находится на расстояниях 3,8 км от п/ст «Новоградская», 10 км от п/ст «Сосновская» и 7,5 км от п/ст «Массивная».

Через п/ст «Вавиловец» будет проходить транзитная мощность 51 МВА к подстанциям «Вишневая Горка», «Малиновка» и «Кайгородово».

Расстояние от п/ст «Вишневая Горка», «Малиновка» и «Кайгородово» до п/ст «Вавиловец» составляет 4 км, 8 км и 12 км соответственно.

Рассмотрим варианты подключения указанных выше объектов. Необходимо определить номинальные напряжения для ЛЭП, соединяющих подстанции.

											Лист
											19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ						

Номинальные напряжения зависят от мощности, передаваемой по линии, и от длины линии. Предварительный выбор напряжения можно провести по формуле Илларионова:

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

Подстанция «Вавиловец»:

$L^I = 3.8$  км;  $L^{II} = 10$  км;  $L^{III} = 7.5$  км;  $P = 59,2$  МВт,  $Q = 17,6$  МВАр.

$$U_{\text{ЭК} L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3.8} + \frac{2500}{59,2}}} = 75,76 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ЭК} L2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{59,2}}} = 104,17 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ЭК} L3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7.5} + \frac{2500}{59,2}}} = 95,68 \text{ кВ}.$$

Для подстанции «Вавиловец» выбираем  $U_{\text{НОМ}} = 110$  кВ.

Подстанция «Вишневая Горка»:

$L = 4$  км;  $P = 15,6$  МВт,  $Q = 4,4$  МВАр.

$$U_{\text{ЭК} L} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4} + \frac{2500}{15,6}}} = 59,241 \text{ кВ}.$$

Для подстанции «Вишневая Горка» выбираем  $U_{\text{НОМ}} = 110$  кВ.

Подстанция «Малиновка»:

$L = 8$  км;  $P = 14,3$  МВт,  $Q = 4,2$  МВАр.

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

$$U_{\text{эк}L} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8} + \frac{2500}{14,3}}} = 64,913 \text{ кВ.}$$

Для подстанции «Малиновка» выбираем  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$

Подстанция «Кайгородово»:

$L = 12 \text{ км; } P = 18,5 \text{ МВт, } Q = 5,9 \text{ МВАр.}$

$$U_{\text{эк}L} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12} + \frac{2500}{18,5}}} = 75,187 \text{ кВ.}$$

Для подстанции «Кайгородово» выбираем  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$

ЭС - 1:

$L^I = 6 \text{ км; } L^{II} = 7 \text{ км; } P = 100 \text{ МВт, } Q = 75 \text{ МВАр.}$

$$U_{\text{эк}L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{6} + \frac{2500}{100}}} = 96,061 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{эк}L2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7} + \frac{2500}{100}}} = 101,843 \text{ кВ.}$$

Для ЭС - 1 выбираем  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$

## 2.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новых п/ст и ЭС – 1

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст «Вавиловец».

$$S_{\text{Вавиловец}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{59,2^2 + 17,6^2} = 61,76 \text{ МВА.}$$

В случае отказа одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Вавиловец}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Вавиловец}}} = \frac{61,76}{\sqrt{3} \cdot 110} = 324,51 \text{ А.}$$

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = 324,51 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС 330/43.

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст «Вавиловец – Вишневая Горка».

$$S_{\text{Виш}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{15,6^2 + 4,4^2} = 16,208 \text{ МВА.}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Виш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Виш}}} = \frac{16,208}{\sqrt{3} \cdot 110} = 85,171 \text{ А.}$$

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = 85,171 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС 95/16.

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст «Вавиловец – Малиновка».

$$S_{\text{Малиновка}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{14,3^2 + 4,2^2} = 14,904 \text{ МВА.}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Малиновка}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Малиновка}}} = \frac{14,904}{\sqrt{3} \cdot 110} = 78,318 \text{ А.}$$

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = 78,318 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС 95/16.

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст «Вавиловец – Кайгородово».

$$S_{\text{Кайгородово}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{18,5^2 + 5,9^2} = 19,418 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2018.117.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$I_{max} = \frac{S_{\text{Кайгородово}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Кайгородово}}} = \frac{19,418}{\sqrt{3} \cdot 110} = 102,039 \text{ А.}$$

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{max}}{1} = 102,039 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС 120/19.

Определим расчетные токи для ЛЭП ЭС – 1.

$$S_{\text{ЭС-1}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{100^2 + 75^2} = 125 \text{ МВА.}$$

В случае отказа одной линии:

$$I_{max} = \frac{S_{\text{ЭС-1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ЭС-1}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656,86 \text{ А.}$$

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{max}}{1} = 656,86 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АС 3 х 300/66.

### 2.3 Разработка вариантов развития и их сравнение

Рассмотрим четыре варианта подключения новых потребителей и электростанции к исходной городской электрической сети. Вводимые объекты необходимо соединить с исходной электрической сетью наикротчайшим путем (так получится сэкономить на возведении линий электропередачи). Полученные в результате расчета данные сведем в таблицы. Проведем анализ токов в ветвях и напряжений в узлах сети. Отметим достоинства и недостатки каждого варианта развития сети. На основании анализа выберем два наилучших варианта для дальнейшего сравнения.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

Таблица 5 – Токи в ветвях первого варианта сети

N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	I <sub>нач</sub> , А	I <sub>кон</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А
1	2	Шагол - Новоградская	210	211	610
1	3	Шагол - Массивная	126	125	610
2	4	Новоградская - Шершневская	75	73	610
3	5	Массивная - Спортивная	39	39	610
4	6	Шершневская - Сосновская	35	33	510
5	6	Спортивная - Сосновская	74	76	610
6	7	Сосновская - Исаково	278	279	610
7	8	Исаково - Синеглазово	73	71	510
7	9	Исаково - Бутаки	54	51	450
8	10	Синеглазово - Полетаево	45	42	510
9	10	Бутаки - Полетаево	48	47	450
10	11	Полетаево - Биргильда	84	82	390
11	12	Биргильда - Бишкиль	81	78	390
12	13	Бишкиль - Челябинская	89	88	390
13	14	Челябинская - Шахматово	42	42	330
13	15	Челябинская - Мисяш	46	45	330
14	16	Шахматово - Чебаркуль	42	41	330
15	16	Мисяш - Чебаркуль	45	45	330
16	17	Чебаркуль - Непряхино	35	33	510
17	18	Непряхино - Ильменская	29	24	510
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	80	82	450
19	20	Яраткулова - Кулуево	72	72	510
20	21	Кулуево - Акбашево	63	66	510
21	22	Акбашево - Харлуши	61	63	450
22	1	Харлуши - Шагол	57	59	510
23	2	ЭС - 1 - Новоградская	648	648	2190
2	24	Новоградская - Вавиловец	326	325	730
24	25	Вавиловец - Вишневая Горка	85	85	330
24	26	Вавиловец - Малиновка	79	78	330
24	27	Вавиловец - Кайгородово	103	102	390



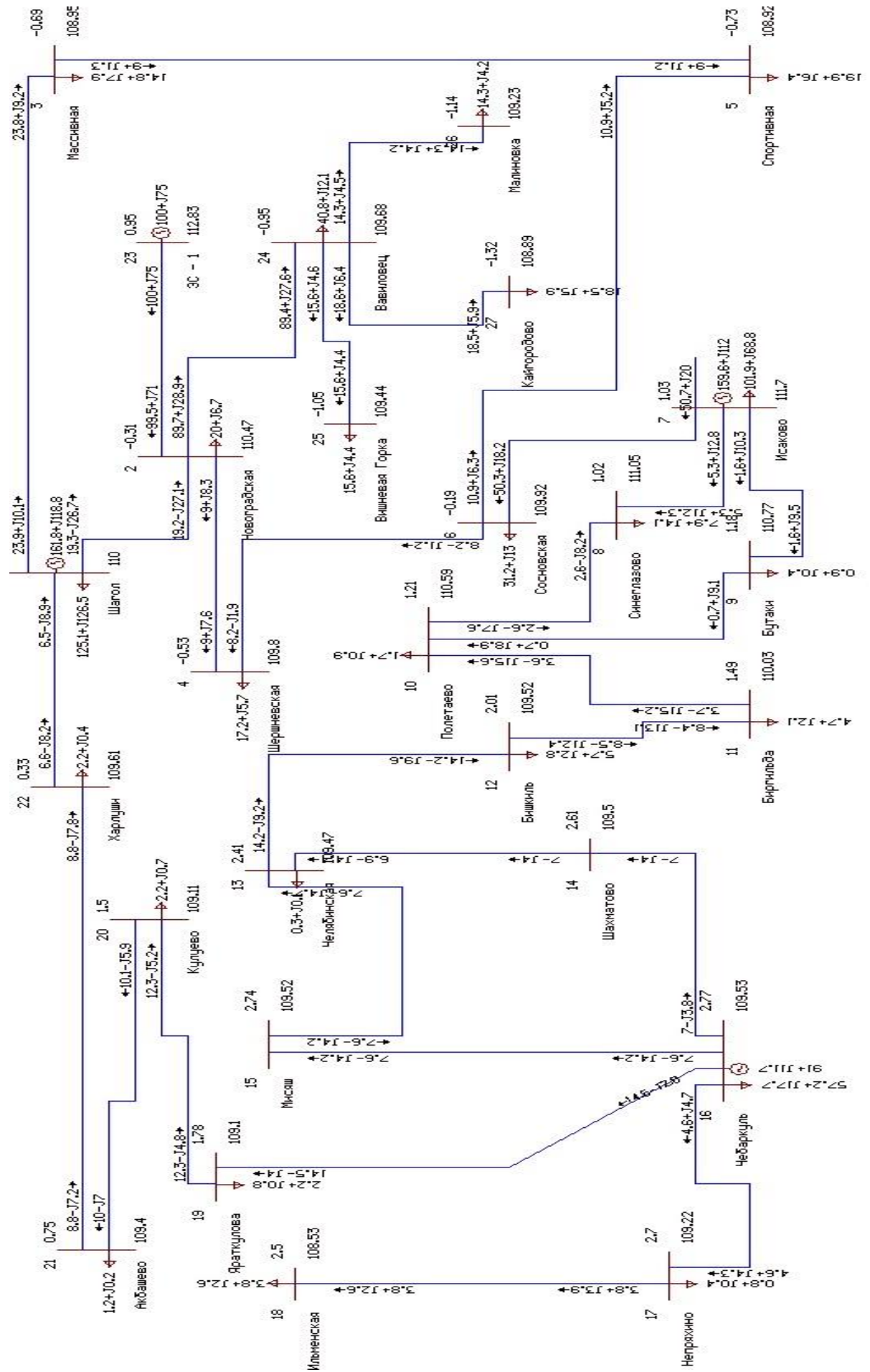


Рисунок 3 – Первый вариант развития сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

25

Таблица 6 – Напряжения в узлах первого варианта сети

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	109,64
2	Новоградская	110,92	16	Чебаркуль	109,65
3	Массивная	109,03	17	Непряхино	109,34
4	Шершневецкая	110,15	18	Ильменская	108,65
5	Спортивная	109,01	19	Яраткулова	109,18
6	Сосновская	110,14	20	Кулуево	109,18
7	Исаково	111,91	21	Акбашево	109,44
8	Синеглазово	111,25	22	Харлуши	109,63
9	Бутаки	110,97	23	ЭС - 1	111,42
10	Полетаево	110,79	24	Вавиловец	110,40
11	Биргильда	110,20	25	Вишневая Горка	110,16
12	Бишкиль	109,68	26	Малиновка	109,95
13	Челябинская	109,61	27	Кайгородово	109,62
14	Шахматово	109,63	-	-	-

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

- Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 2,57%.
- Для подключения ЭС-1 и п/ст «Вавиловец» к первоначальной сети потребуются провести лишь по одной ЛЭП, что позволит значительно снизить капиталовложения.
- Низкая надежность электроснабжения п/ст «Вавиловец», так как она соединена с первоначальной сетью только одной ЛЭП. В случае аварии на линии, либо на п/ст «Новоградская», электроснабжение п/ст «Вавиловец» прекратится, что приведет к ущербу от недоотпуска электроэнергии.
- Из-за соединения ЭС-1 с системой посредством единственной ЛЭП, также снижена надежность электроснабжения. Авария на линии «Новоградская»–ЭС-1 или на п/ст «Новоградская» приведет к останову энергоблока на ЭС-1, что также приведет к большому материальному ущербу.

Для реализации данного варианта потребуется наименьшее количество капиталовложений. Причиной этому послужило то, что соединение вводимых объектов энергетики с исходной сетью производится наименьшим количеством ЛЭП и по кратчайшему пути.

Второй вариант развития сети.

Таблица 7 – Токи в ветвях второго варианта сети

N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	I <sub>нач</sub> , А	I <sub>кон</sub> , А	I <sub>лоп</sub> , А
1	2	Шагол - Новоградская	47	47	610
1	3	Шагол - Массивная	227	226	610
2	4	Новоградская - Шершневецкая	79	78	610
3	5	Массивная - Спортивная	24	24	610
4	6	Шершневецкая - Сосновская	21	20	510
5	6	Спортивная - Сосновская	88	89	610
6	7	Сосновская - Исаково	287	288	610
7	8	Исаково - Синеглазово	70	68	510
7	9	Исаково - Бутки	52	48	450
8	10	Синеглазово - Полетаево	44	41	510
9	10	Бутки - Полетаево	46	45	450
10	11	Полетаево - Биргильда	81	80	390
11	12	Биргильда - Бишкиль	81	78	390
12	13	Бишкиль - Челябинская	91	90	390
13	14	Челябинская - Шахматово	44	43	330
13	15	Челябинская - Мисяш	48	47	330
14	16	Шахматово - Чебаркуль	43	42	330
15	16	Мисяш - Чебаркуль	47	46	330
16	17	Чебаркуль - Непряхино	35	33	510
17	18	Непряхино - Ильменская	29	25	510
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	76	78	450
19	20	Яраткулова - Кулуево	69	69	510
20	21	Кулуево - Акбашево	61	64	510
21	22	Акбашево - Харлуши	60	62	450
22	1	Харлуши - Шагол	56	59	510
23	2	ЭС - 1 - Новоградская	369	368	2190
2	24	Новоградская - Вавиловец	225	223	730
24	25	Вавиловец - Вишневая Горка	123	123	330
24	26	Вавиловец - Малиновка	80	80	330
24	27	Вавиловец - Кайгородово	73	72	390
1	23	Шагол - ЭС - 1	306	307	2190
3	24	Массивная - Вавиловец	113	113	730
25	26	Вишневая Горка - Малиновка	35	35	330
26	27	Малиновка - Кайгородово	34	34	330

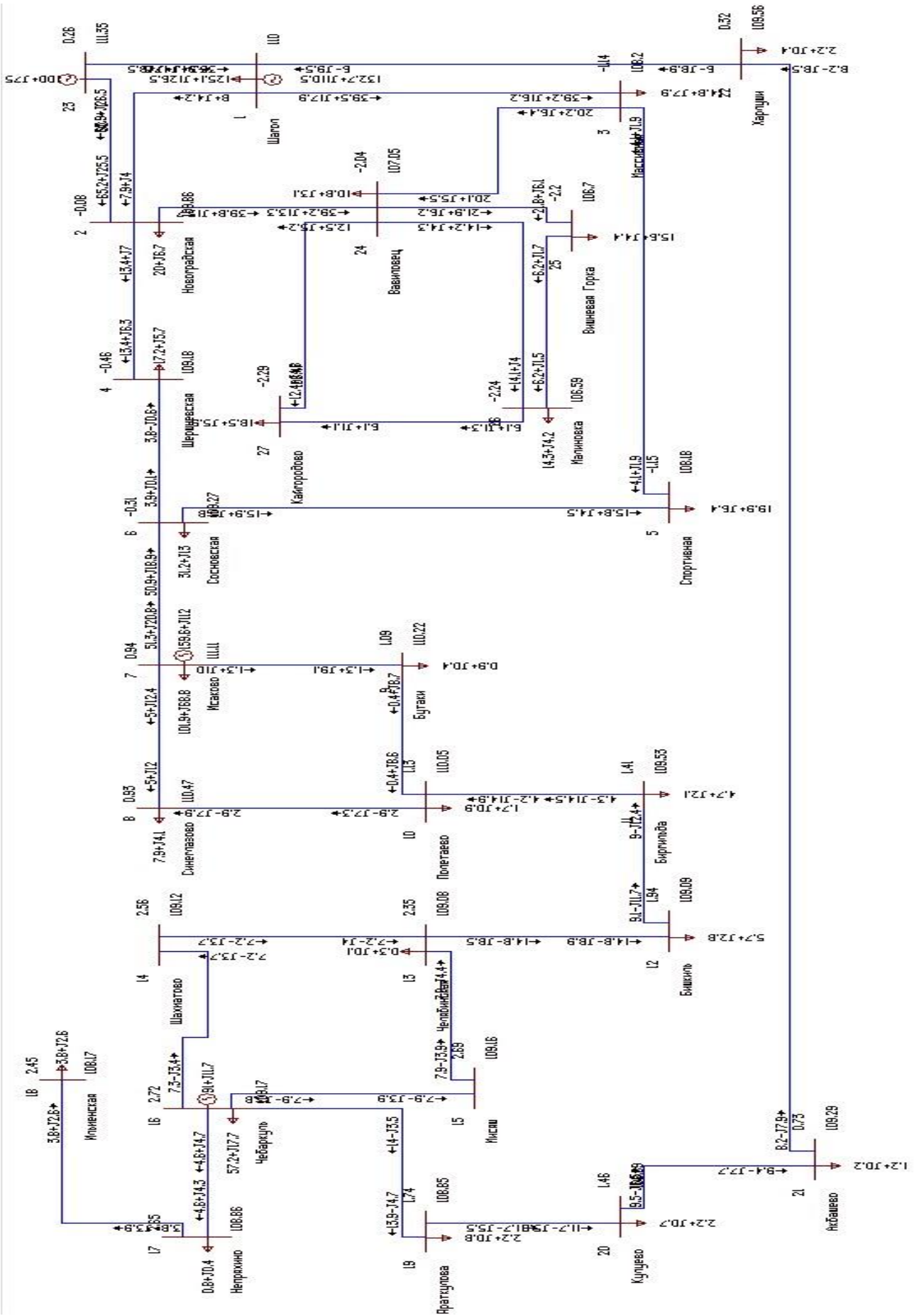


Рисунок 4 – Второй вариант развития сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Таблица 8 – Напряжения в узлах второго варианта сети

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	109,16
2	Новоградская	109,86	16	Чебаркуль	109,17
3	Массивная	108,20	17	Непряхино	108,86
4	Шершневская	109,18	18	Ильменская	108,17
5	Спортивная	108,18	19	Яраткулова	108,85
6	Сосновская	109,27	20	Кулуево	108,89
7	Исаково	111,11	21	Акбашево	109,29
8	Синеглазово	110,47	22	Харлуши	109,56
9	Бутаки	110,22	23	ЭС - 1	111,35
10	Полетаево	110,05	24	Вавиловец	107,05
11	Биргильда	109,53	25	Вишневая Горка	106,70
12	Бишкиль	109,09	26	Малиновка	106,59
13	Челябинская	109,08	27	Кайгородово	106,47
14	Шахматово	109,12	-	-	-

Проведем анализ рассмотренного варианта.

- Напряжения в узлах всей сети, также как и в первом варианте, удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 3,21%.
- Увеличена надежность электроснабжения п/ст «Вавиловец». В данном варианте развития сети она соединяется с п/ст «Массивная» и п/ст «Новоградская».
- ЭС-1 соединяется с п/ст «Шагол» и п/ст «Новоградская», что также повысило надежность электроснабжения. П/ст Малиновка, Кайгородово и Вишневая Горка соединены в кольцо.

Вывод: Для реализации данного варианта развития городской электрической сети потребуется большее количество капиталовложений. Несмотря на удорожание реализации данного, его стоит принять к дальнейшему рассмотрению, так как надежность электроснабжения новых потребителей находится на высоком уровне.

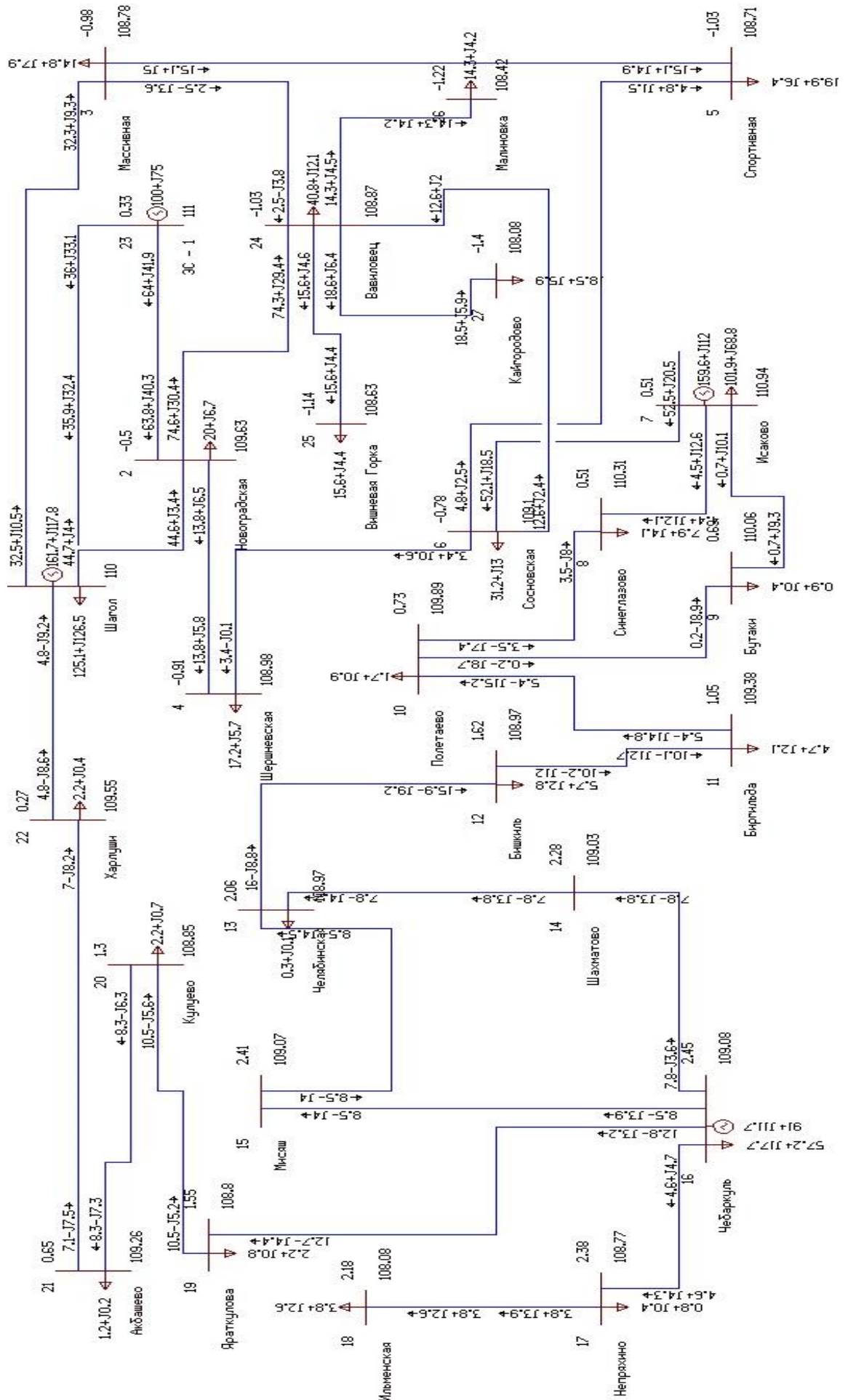


Рисунок 5 – Третий вариант развития сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

30

Таблица 9 – Токи в ветвях третьего варианта сети

N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	I <sub>нач</sub> , А	I <sub>кон</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А
1	2	Шагол - Новоградская	236	236	610
1	3	Шагол - Массивная	179	179	610
2	4	Новоградская - Шершневская	80	79	610
3	5	Массивная - Спортивная	84	84	610
4	6	Шершневская - Сосновская	18	18	510
5	6	Спортивная - Сосновская	27	29	610
6	7	Сосновская - Исаково	292	293	610
7	8	Исаково - Синеглазово	69	67	510
7	9	Исаково - Бутки	53	49	450
8	10	Синеглазово - Полетаево	46	43	510
9	10	Бутки - Полетаево	47	46	450
10	11	Полетаево - Биргильда	85	83	390
11	12	Биргильда - Бишкиль	86	83	390
12	13	Бишкиль - Челябинская	97	97	390
13	14	Челябинская - Шахматово	47	46	330
13	15	Челябинская - Мисяш	51	50	330
14	16	Шахматово - Чебаркуль	46	45	330
15	16	Мисяш - Чебаркуль	50	50	330
16	17	Чебаркуль - Непряхино	35	33	510
17	18	Непряхино - Ильменская	29	25	510
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	70	71	450
19	20	Яраткулова - Кулуево	62	63	510
20	21	Кулуево - Акбашево	55	58	510
21	22	Акбашево - Харлуши	55	57	450
22	1	Харлуши - Шагол	52	54	510
23	2	ЭС - 1 - Новоградская	398	397	2190
2	24	Новоградская - Вавиловец	424	424	730
24	25	Вавиловец - Вишневая Горка	86	86	330
24	26	Вавиловец - Малиновка	80	79	330
24	27	Вавиловец - Кайгородово	104	104	390
3	24	Массивная - Вавиловец	23	24	730
1	23	Шагол - ЭС - 1	254	254	2190
6	24	Сосновская - Вавиловец	68	68	330

Таблица 10 – Напряжения в узлах третьего варианта сети

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	109,07
2	Новоградская	109,63	16	Чебаркуль	109,08
3	Массивная	108,78	17	Непряхино	108,77
4	Шершневская	108,98	18	Ильменская	108,08
5	Спортивная	108,71	19	Яраткулова	108,80
6	Сосновская	109,10	20	Кулуево	108,85
7	Исаково	110,94	21	Акбашево	109,26
8	Синеглазово	110,31	22	Харлуши	109,55
9	Бутаки	110,06	23	ЭС - 1	111,00
10	Полетаево	109,89	24	Вавиловец	108,87
11	Биргильда	109,38	25	Вишневая Горка	108,63
12	Бишкиль	108,97	26	Малиновка	108,42
13	Челябинская	108,97	27	Кайгородово	108,08
14	Шахматово	109,03	-	-	-

Проведем анализ рассмотренного варианта.

- Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 1,75%.
- Высокая надежность электроснабжения п/ст «Вавиловец». В данном варианте развития сети она соединяется с тремя подстанциями: п/ст «Новоградская», п/ст «Массивная» и п/ст «Сосновская».
- Необходимы большие капиталовложения на постройку такого количества ЛЭП (три для п/ст «Вавиловец» и две для ЭС-4).
- Линии, соединяющие п/ст «Вавиловец» с первоначальной сетью не эффективно нагружены.

Вывод: 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 первыми двумя вариантами, потребуются очень большие капиталовложения из-за необходимости возведения большего количества линий электропередачи. К тому же часть ЛЭП не нагружены эффективно.



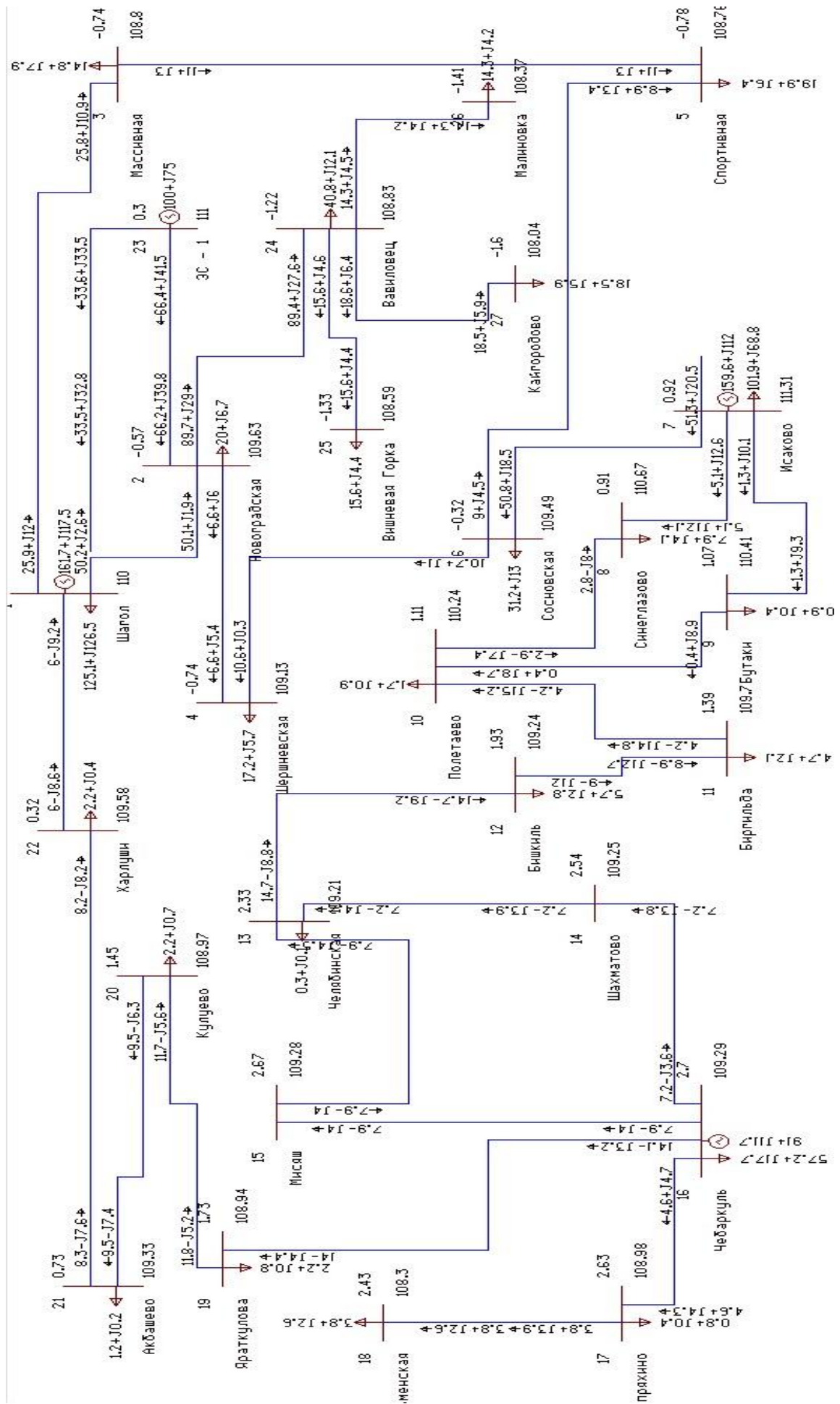


Рисунок 6 – Четвертый вариант развития сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Таблица 11 – Токи в ветвях четвертого варианта сети

$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	$I_{нач}, А$	$I_{кон}, А$	$I_{доп}, А$
1	2	Шагол - Новоградская	264	264	610
1	3	Шагол - Массивная	150	149	610
2	4	Новоградская - Шершневская	47	45	610
3	5	Массивная - Спортивная	60	60	610
4	6	Шершневская - Сосновская	56	57	510
5	6	Спортивная - Сосновская	51	53	610
6	7	Сосновская - Исаково	285	286	610
7	8	Исаково - Синеглазово	70	69	510
7	9	Исаково - Бутки	53	49	450
8	10	Синеглазово - Полетаево	44	42	510
9	10	Бутки - Полетаево	47	46	450
10	11	Полетаево - Биргильда	83	81	390
11	12	Биргильда - Бишкиль	82	79	390
12	13	Бишкиль - Челябинская	92	91	390
13	14	Челябинская - Шахматово	44	43	330
13	15	Челябинская - Мисяш	48	47	330
14	16	Шахматово - Чебаркуль	43	43	330
15	16	Мисяш - Чебаркуль	47	47	330
16	17	Чебаркуль - Непряхино	35	33	510
17	18	Непряхино - Ильменская	29	25	510
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	76	78	450
19	20	Яраткулова - Кулуево	68	69	510
20	21	Кулуево - Акбашево	60	63	510
21	22	Акбашево - Харлуши	59	61	450
22	1	Харлуши - Шагол	55	58	510
23	2	ЭС - 1 - Новоградская	407	407	2190
2	24	Новоградская - Вавиловец	496	496	730
24	25	Вавиловец - Вишневая Горка	86	86	330
24	26	Вавиловец - Малиновка	80	79	330
24	27	Вавиловец - Кайгородово	104	104	390
1	23	Шагол - ЭС - 1	246	247	2190

Таблица 12 – Напряжения в узлах четвертого варианта сети

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	109,28
2	Новоградская	109,63	16	Чебаркуль	109,29
3	Массивная	108,80	17	Непряхино	108,98
4	Шершневецкая	109,13	18	Ильменская	108,30
5	Спортивная	108,76	19	Яраткулова	108,94
6	Сосновская	109,49	20	Кулуево	108,97
7	Исаково	111,31	21	Акбашево	109,33
8	Синеглазово	110,67	22	Харлуши	109,58
9	Бутаки	110,41	23	ЭС - 1	111,00
10	Полетаево	110,24	24	Вавиловец	108,83
11	Биргильда	109,70	25	Вишневая Горка	108,59
12	Бишкиль	109,24	26	Малиновка	108,37
13	Челябинская	109,21	27	Кайгородово	108,04
14	Шахматово	109,25	-	-	-

Проведем анализ рассмотренного варианта.

- Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 1,78%.
- Для подключения п/ст «Вавиловец» к первоначальной сети потребуется провести лишь по одной ЛЭП, что позволит значительно снизить капиталовложения.
- Низкая надежность электроснабжения п/ст «Вавиловец», так как она соединена с первоначальной сетью только одной ЛЭП. В случае аварии на линии, либо на п/ст «Новоградская», электроснабжение п/ст «Вавиловец» прекратится, что приведет к ущербу от недоотпуска электроэнергии.

Вывод по четвертому варианту развития электрической сети:

В данном варианте развития электрической сети достигнут оптимальный уровень надежности электроснабжения, так как ЭС – 1 подключена к общей сети посредством двух независимых ЛЭП. Однако п/ст «Вавиловец» в данном варианте развития сети, сообщается с основной сетью лишь одной линией,

что снижает надежность электроснабжения потребителей. Таким образом, были намечены четыре варианта развития первоначальной сети. Проанализировав все рассмотренные варианты, для дальнейшего сравнения выберем второй и четвертый, так как они оптимально совмещают в себе высокие показатели надежности и экономической эффективности.

2.4 Сравнение двух выбранных вариантов развития сети и выбор наилучшего из них.

Оптимальное решение при разработке, эксплуатации объектов энергетики означает, что заданный производственный эффект получается при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Для выбора оптимального варианта необходимо определить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического оборудования по каждому из намеченных вариантов. Расчет капитальных вложений производится методом укрупненных показателей. При сравнении вариантов не будем учитывать одинаковые для всех вариантов элементы. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством п/ст и длин ЛЭП (опоры для линий 110кВ выберем стальные):

$$K = n_{ил110} \cdot k_{л110} + n_{ип} \cdot k_{п} \quad (2.2)$$

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

$k_{п}$  – капитальные вложения в одну п/ст:  $k_{п} = 67,9$  млн. руб.;

$n_{ил110}$  – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{л110}$  – капитальные вложения в 1км линии 110кВ, млн. руб.:

Опоры, провода	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240
Металл. 1-цеп.	1,52	1,71	1,83	1,94	2,01	2,14

$$K_{2вар} = (67,9 \cdot 27 + 86,8 \cdot 2,14 + 158,1 \cdot 1,94 + 75,5 \cdot 1,94 + 37,3 \cdot 1,83 + 34,45 \cdot 1,71 + 12 \cdot 1,83 + 12 \cdot 1,71) + 11,3 \cdot 2,14 = 2732,264 \text{ млн. руб.}$$

$$K_{4\text{вар}} = 2710,144 + 8,132 = 2718,276 \text{ млн. руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

$$И = И_{\text{Ап}} + И_{\text{Ал}} + И_{\text{оп}} + И_{\text{ол}} + И_{\text{п}}, \quad (2.3)$$

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

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

$И_{\text{П}}$  – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в разрабатываемом варианте.

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{п}} = 5\% = 0,05; \quad \beta_{\text{п}} = 5,9\% = 0,059; \quad \beta_{\text{л}} = 0,8\% = 0,008.$$

$$И_2 = 2732,264 \cdot 0,05 + 1833,3 \cdot 0,059 + 898,964 \cdot 0,008 = 251,969 \text{ млн. руб.}$$

$$И_4 = 2732,264 \cdot 0,05 + 1833,3 \cdot 0,059 + 884,976 \cdot 0,008 = 251,858 \text{ млн. руб.}$$

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$З_i = И + E_{\text{н}} \cdot K_i + M[Y], \quad (2.4)$$

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

$E_{\text{н}} = 0,1$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

$$З_2 = 251,969 + 0,1 \cdot 2732,264 = 525,195 \text{ млн. руб.}$$

$$З_4 = 251,858 + 0,1 \cdot 2718,276 = 523,686 \text{ млн. руб.}$$

$$\frac{|З_2 - З_4|}{(З_2 + З_4)/2} \cdot 100\% < 10\%; \quad (2.5)$$

$$\frac{|525,195 - 523,686|}{(525,195 + 523,686)/2} \cdot 100\% = 0,287\%.$$

Варианты равноэкономичны. Так вариант 2 обеспечивает наибольшую надежность электроснабжения, то для дальнейшего развития выберем его.

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

### 3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов, протекающих по участкам сети; углами расхождения векторов ЭДС и напряжений; потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители.

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных п/ст, режима работы генерирующих источников, условиями обмена мощностями рассматриваемой энергосистемы с соседствующими системами. Ограничимся рассмотрением следующих характерных нормальных режимов:

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

#### 3.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Режим максимальных нагрузок характеризуется повышенным напряжением в узлах сети, а также возникновением потоков мощностей, связанных с наибольшим потреблением электроэнергии. Для расчета режима максимальных нагрузок воспользуемся программой RASTRwin3. Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 6. Сравним значения полученных токов с допустимыми параметрами исходя их экономической плотности тока  $I_{\text{доп}} = 1 \text{ А/мм}^2$ .

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

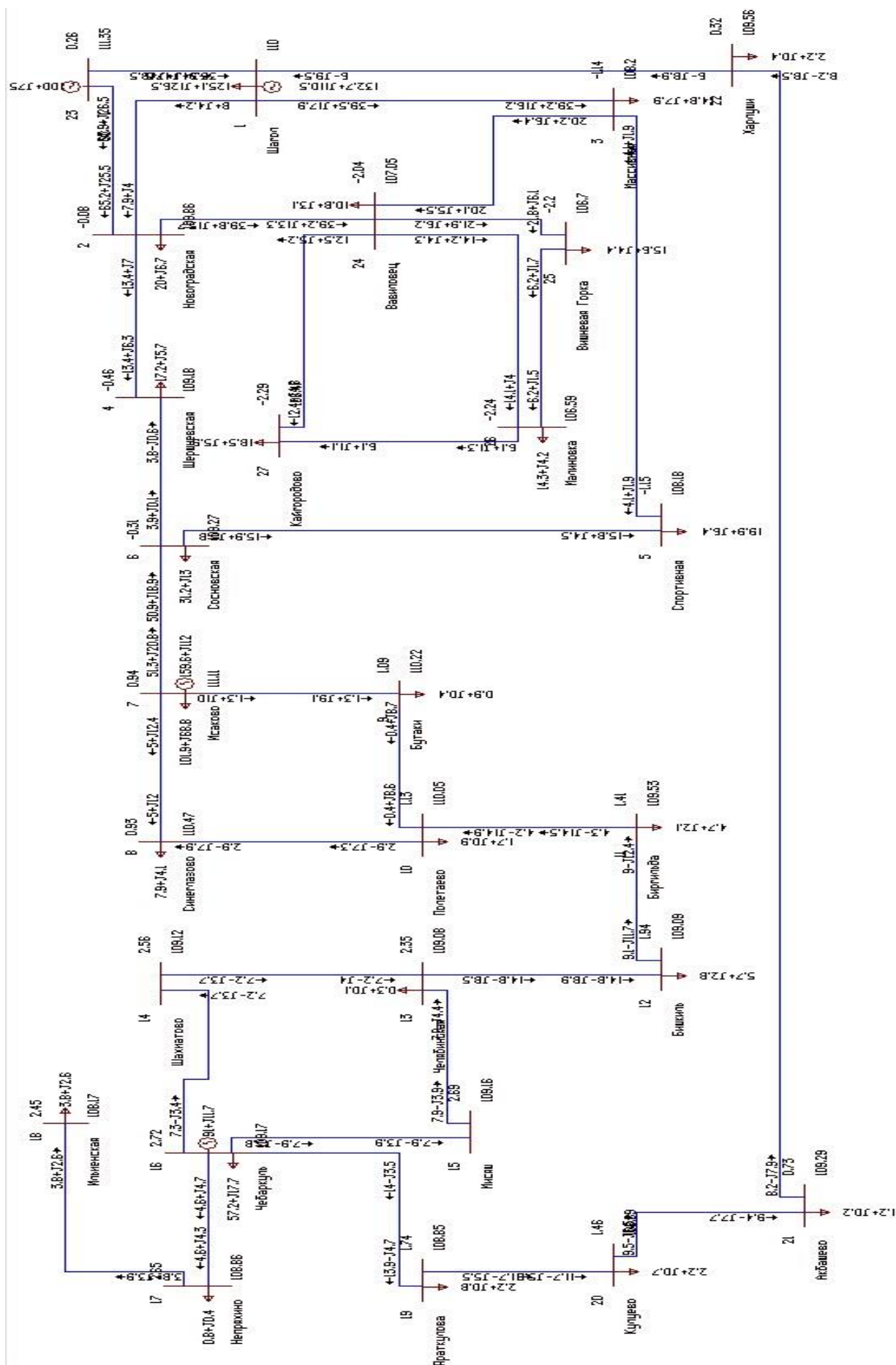


Рисунок 7 – Режим максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

39

Таблица 13 – Токи в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Название	$i_{\text{ЭК}}$	$I_{\text{нач}}$	$I_{\text{кон}}$	$I_{\text{расч}}/i_{\text{Э}}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
1	2	Шагол - Новоградская	240	47	47	0,19	610
1	3	Шагол - Массивная	240	227	226	0,94	610
2	4	Новоградская - Шершневецкая	240	79	78	0,33	610
3	5	Массивная - Спортивная	240	24	24	0,10	610
4	6	Шершневецкая - Сосновская	185	21	20	0,11	510
5	6	Спортивная - Сосновская	240	88	89	0,37	610
6	7	Сосновская - Исаково	480	287	288	0,59	610
7	8	Исаково - Синеглазово	185	70	68	0,38	510
7	9	Исаково - Бутаки	150	52	48	0,35	450
8	10	Синеглазово - Полетаево	185	44	41	0,24	510
9	10	Бутаки - Полетаево	150	46	45	0,31	450
10	11	Полетаево - Биргильда	120	81	80	0,67	390
11	12	Биргильда - Бишкиль	120	81	78	0,68	390
12	13	Бишкиль - Челябинская	120	91	90	0,75	390
13	14	Челябинская - Шахматово	95	44	43	0,46	330
13	15	Челябинская - Мисяш	95	48	47	0,51	330
14	16	Шахматово - Чебаркуль	95	43	42	0,45	330
15	16	Мисяш - Чебаркуль	95	47	46	0,49	330
16	17	Чебаркуль - Непряхино	185	35	33	0,19	510
17	18	Непряхино - Ильменская	185	29	25	0,16	510
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	150	76	78	0,52	450
19	20	Яраткулова - Кулуево	185	69	69	0,37	510
20	21	Кулуево - Акбашево	185	61	64	0,35	510
21	22	Акбашево - Харлуши	150	60	62	0,41	450
22	1	Харлуши - Шагол	185	56	59	0,32	510
23	2	ЭС - 1 - Новоградская	900	369	368	0,41	2190
2	24	Новоградская - Вавиловец	330	225	223	0,68	730
24	25	Вавиловец - Вишневая Горка	95	95	95	1,00	330
24	26	Вавиловец - Малиновка	95	97	96	1,01	330
24	27	Вавиловец - Кайгородово	120	81	81	0,68	390
1	23	Шагол - ЭС - 1	900	307	308	0,34	2190
3	24	Массивная - Вавиловец	330	113	112	0,34	730
25	26	Вишневая Горка - Малиновка	95	15	16	0,17	330
26	27	Малиновка - Кайгородово	95	26	26	0,27	330

По данным таблиц 13-14 сделаем следующий вывод: Токи в ветвях не превышают допустимых. Отклонение напряжения в узлах сети в режиме максимальных нагрузок не превышает 5%;



Таблица 14 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	109,16
2	Новоградская	109,86	16	Чебаркуль	109,17
3	Массивная	108,20	17	Непряхино	108,86
4	Шершневская	109,18	18	Ильменская	108,17
5	Спортивная	108,18	19	Яраткулова	108,85
6	Сосновская	109,27	20	Кулуево	108,89
7	Исаково	111,11	21	Акбашево	109,29
8	Синеглазово	110,47	22	Харлуши	109,56
9	Бутаки	110,22	23	ЭС - 1	111,35
10	Полетаево	110,05	24	Вавиловец	107,05
11	Биргильда	109,53	25	Вишневая Горка	106,70
12	Бишкиль	109,09	26	Малиновка	106,59
13	Челябинская	109,08	27	Кайгородово	106,47
14	Шахматово	109,12	-	-	-

### 3.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Режим минимальных нагрузок характеризуется невысоким энергопотреблением. Для расчета режима нагрузки принимаются 0,6..0,7 от максимальных. Напряжения не выходят за допустимые пределы (10%).

Таблица 15 – Напряжения в узлах в режиме минимальных нагрузок

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	114,73
2	Новоградская	110,81	16	Чебаркуль	114,74
3	Массивная	110,07	17	Непряхино	114,49
4	Шершневская	111,48	18	Ильменская	114,00
5	Спортивная	110,20	19	Яраткулова	112,67
6	Сосновская	113,10	20	Кулуево	112,22
7	Исаково	116,45	21	Акбашево	111,09
8	Синеглазово	115,95	22	Харлуши	110,39
9	Бутаки	115,71	23	ЭС - 1	111,10
10	Полетаево	115,57	24	Вавиловец	109,69
11	Биргильда	115,14	25	Вишневая Горка	109,47
12	Бишкиль	114,75	26	Малиновка	109,36
13	Челябинская	114,69	27	Кайгородово	109,27
14	Шахматово	114,71	-	-	-

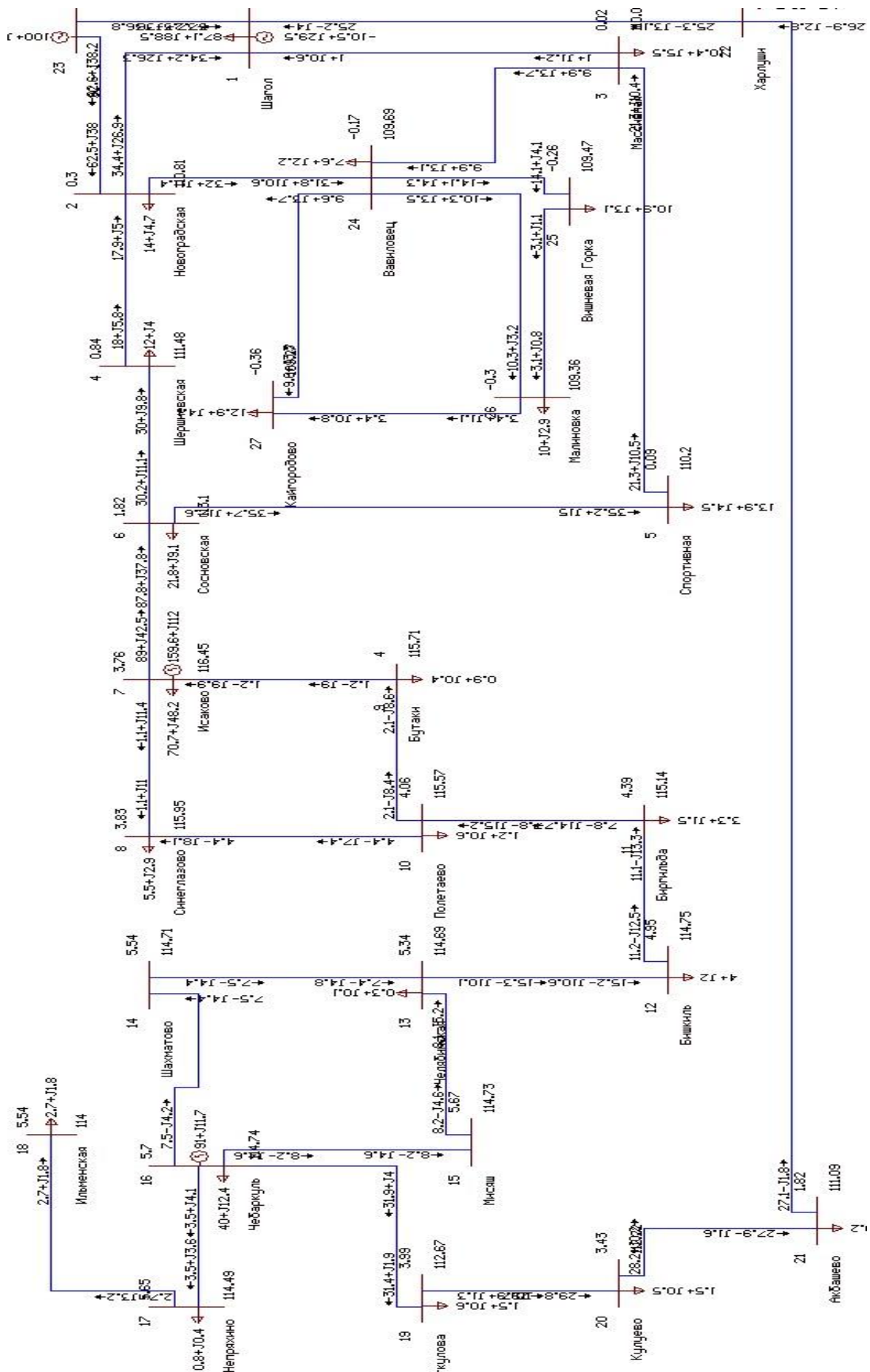


Рисунок 8 – Режим минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

42

### 3.3 Расчет послеаварийного режима

Для выявления максимальных значений потоков мощности необходимо рассмотреть особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении либо одной из наиболее нагруженных линий, либо значительной генерирующей мощности. При этом нагрузки подстанций должны соответствовать максимальному режиму.

Так как аварий в сети может быть большое множество, необходимо выбрать одну самую тяжелую по последствиям. Авария при обрыве ЛЭП «ЭС - 1 - Новоградская» является одной из самых существенных. Проведем расчет режима сети при возникновении этой аварии. Режим сети при данной аварии представлен на рисунке 8.

Таблица 16 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Шагол	110,00	15	Мисяш	109,04
2	Новоградская	108,77	16	Чебаркуль	109,06
3	Массивная	108,65	17	Непряхино	108,75
4	Шершневецкая	108,46	18	Ильменская	108,06
5	Спортивная	108,59	19	Яраткулова	108,77
6	Сосновская	109,06	20	Кулуево	108,83
7	Исаково	110,92	21	Акбашево	109,25
8	Синеглазово	110,29	22	Харлуши	109,54
9	Бутаки	110,04	23	ЭС - 1	112,35
10	Полетаево	109,87	24	Вавиловец	108,24
11	Биргильда	109,36	25	Вишневая Горка	107,99
12	Бишкиль	108,95	26	Малиновка	107,78
13	Челябинская	108,95	27	Кайгородово	107,44
14	Шахматово	109,00	-	-	-

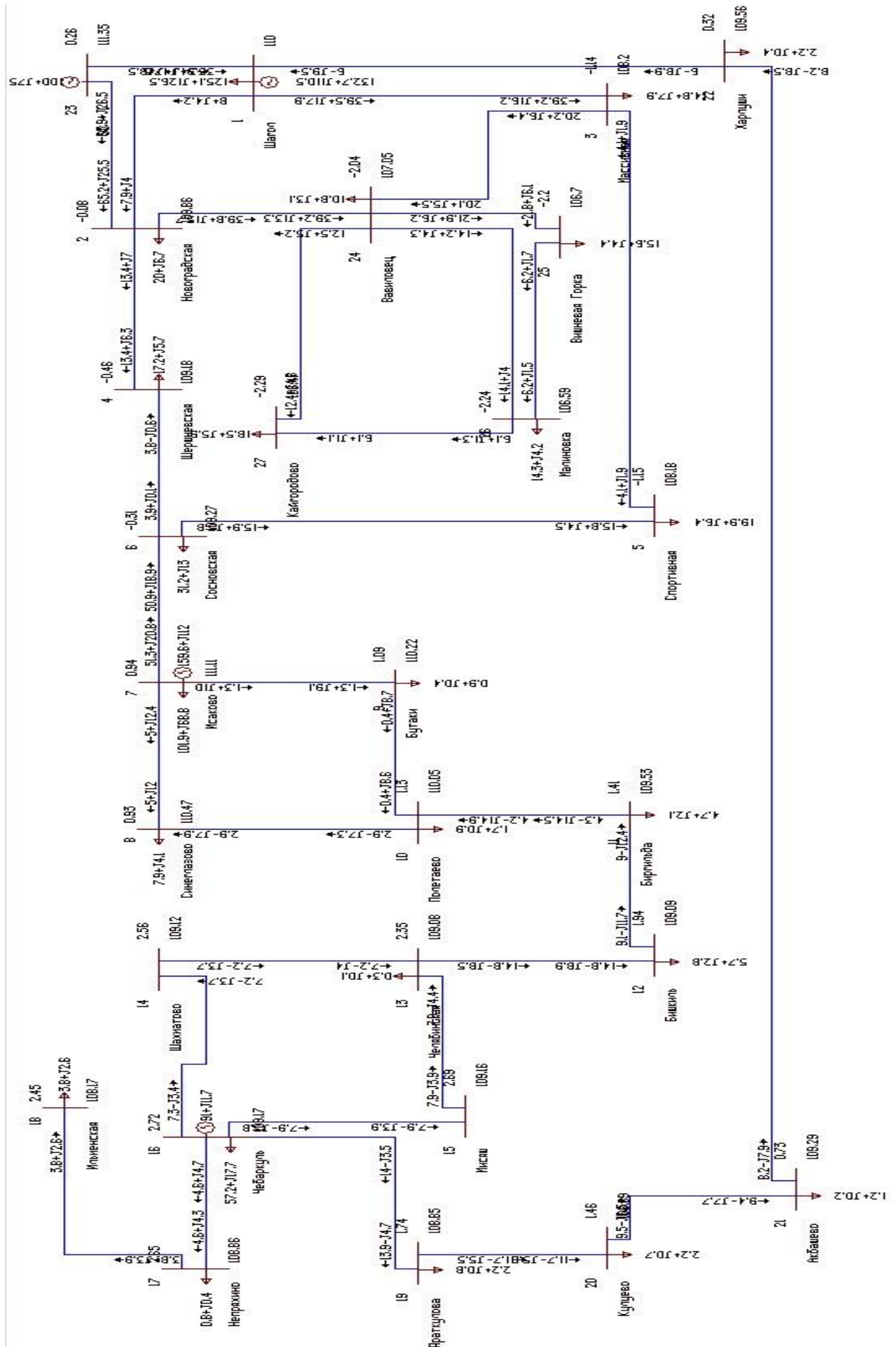


Рисунок 9 – Послеаварийный режим сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

44

Таблица 17 – Токи в ветвях сети в послеаварийном режиме

N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>нач</sub> , А	I <sub>кон</sub> , А
1	2	Шагол - Новоградская	610	362	362
1	3	Шагол - Массивная	610	278	276
2	4	Новоградская - Шершневская	610	62	61
3	5	Массивная - Спортивная	610	36	36
4	6	Шершневская - Сосновская	510	37	37
5	6	Спортивная - Сосновская	610	76	78
6	7	Сосновская - Исаково	610	294	295
7	8	Исаково - Синеглазово	510	68	66
7	9	Исаково - Бутки	450	52	48
8	10	Синеглазово - Полетаево	510	44	42
9	10	Бутки - Полетаево	450	45	45
10	11	Полетаево - Биргильда	390	82	80
11	12	Биргильда - Бишкиль	390	83	81
12	13	Бишкиль - Челябинская	390	96	95
13	14	Челябинская - Шахматово	330	46	45
13	15	Челябинская - Мисяш	330	50	49
14	16	Шахматово - Чебаркуль	330	45	45
15	16	Мисяш - Чебаркуль	330	49	49
16	17	Чебаркуль - Непряхино	510	35	33
17	18	Непряхино - Ильменская	510	29	25
16	19	Чебаркуль - Яраткулова	450	71	73
19	20	Яраткулова - Кулуево	510	64	65
20	21	Кулуево - Акбашево	510	57	61
21	22	Акбашево - Харлуши	450	57	59
22	1	Харлуши - Шагол	510	54	57
23	2	ЭС - 1 - Новоградская	2190	-	-
2	24	Новоградская - Вавиловец	730	188	187
24	25	Вавиловец - Вишневая Горка	330	123	123
24	26	Вавиловец - Малиновка	330	80	80
24	27	Вавиловец - Кайгородово	390	73	72
1	23	Шагол - ЭС - 1	2190	642	642
25	26	Вишневая Горка - Малиновка	330	35	35
26	27	Малиновка - Кайгородово	330	34	34
3	24	Массивная - Вавиловец	730	152	151

Из таблицы 17 видно, что при аварии на линии «ЭС – 1 – Новоградская» токи в ветвях не превышают допустимых значений по допустимому длительному току. Напряжения в узлах находятся в пределах нормы (максимальное отклонение – 4,864%).

Рассмотрим аналогичные аварии на других линиях.

Таблица 18 – Токи ветвей в послеаварийных режимах

9-10	8-10	7-9	7-8	6-7	5-6	4-6	3-5	2-4	1-3	1-2	авария
74	74	72	74	86	91	75	60	98	67	-	1-2
130	132	133	129	265	201	107	90	185	-	130	1-3
63	65	66	62	221	13	97	111	-	178	70	2-4
40	43	43	41	175	112	17	-	95	94	42	3-5
37	34	35	37	123	90	-	22	97	83	37	4-6
71	68	68	71	63	-	96	112	21	203	70	5-6
286	281	281	287	-	226	274	283	297	309	279	6-7
109	47	118	-	169	75	72	72	67	64	72	7-8
8	87	-	114	147	56	53	55	50	49	54	7-9
82	-	88	47	129	45	43	45	43	44	45	8-10
-	82	5	107	140	49	47	46	44	44	47	9-10
76	77	78	75	258	84	80	83	81	82	83	10-11
76	75	76	75	234	78	75	82	82	88	81	11-12
88	85	87	88	203	82	82	93	96	104	89	12-13
42	41	42	42	96	39	39	45	46	50	43	13-14
46	44	46	46	105	42	43	49	50	55	46	13-15
41	40	41	41	95	38	38	44	46	50	42	14-16
45	43	45	45	103	41	41	48	49	54	45	15-16
35	35	35	35	33	35	35	35	35	35	35	16-17
29	29	29	29	27	29	29	29	29	29	29	17-18
83	83	79	80	309	90	87	71	71	63	80	16-19
75	75	72	73	297	81	79	64	64	58	71	19-20
68	68	66	66	286	72	70	58	58	53	63	20-21
67	67	65	65	279	69	68	58	58	55	61	21-22
62	62	62	62	268	62	63	56	56	55	57	22-1
533	534	534	532	605	508	548	554	504	585	503	23-2
328	327	328	327	328	327	327	326	327	328	326	2-24
86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	85	24-25
79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	24-26
103	103	103	103	104	103	104	104	103	104	103	24-27
153	153	151	154	122	169	149	137	175	122	217	1-23

20-21	19-20	16-19	17-18	16-17	15-16	14-16	13-15	13-14	12-13	11-12	10-11
63	65	68	74	75	73	73	73	73	88	92	95
121	116	110	126	125	132	133	132	132	157	142	130
65	61	55	59	57	66	66	66	66	94	77	64
33	29	24	37	36	43	43	44	43	76	64	56
68	73	78	41	42	35	34	34	35	25	36	47
88	93	99	74	75	68	68	68	68	55	70	81
321	333	345	293	296	280	280	279	281	241	274	300
82	80	75	65	63	71	70	70	69	77	60	46
73	73	71	48	47	52	52	51	51	51	33	20
71	72	72	41	40	42	43	41	41	31	13	3
69	69	67	42	41	46	46	45	44	4	26	13
135	137	137	75	74	79	80	77	77	62	27	-
140	144	147	78	78	76	77	73	74	34	-	29
152	159	164	92	93	84	86	82	82	-	35	65
73	76	79	44	45	82	2	82	-	1	18	32
79	83	86	48	49	3	85	-	81	1	20	35
72	75	78	44	44	81	-	81	0	2	19	33
78	82	85	47	48	-	84	1	79	3	21	37
35	35	35	6	-	35	35	35	35	35	36	36
29	29	29	-	0	29	29	29	29	29	29	30
28	15	-	88	89	86	85	84	83	168	151	136
13	-	12	77	79	77	76	75	74	161	147	136
-	12	25	68	69	68	68	67	66	154	142	133
6	21	33	64	65	66	66	64	64	152	142	136
19	33	45	57	58	60	60	59	59	147	139	136
529	526	522	531	530	534	534	534	534	543	535	528
327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
104	104	104	103	103	103	103	103	103	103	103	103
146	148	151	154	155	152	152	152	152	160	165	169

$I_{расч}/I_{доп}$	$I_{доп}$	1-23	24-27	24-26	24-25	2-24	23-2	22-1	21-22
0,77	610	209	107	95	97	210	470	59	61
0,43	610	126	108	130	130	122	163	130	125
0,36	610	75	71	70	70	79	29	74	69
0,29	610	39	40	40	40	32	73	42	37
0,24	510	35	32	33	32	24	72	61	66
0,33	610	74	71	71	71	79	38	80	85
0,57	610	278	279	280	280	277	290	303	314
0,33	510	73	72	72	72	72	69	89	86
0,33	450	54	54	54	54	54	51	77	76
0,25	510	45	44	44	44	44	44	72	72
0,31	450	48	47	47	47	47	45	71	71
0,69	375	84	82	82	82	82	81	137	137
0,62	375	81	79	79	79	79	81	137	140
0,54	375	89	88	88	88	86	92	145	151
0,24	330	42	42	42	42	41	44	69	72
0,32	330	46	46	46	46	45	48	76	79
0,25	330	42	41	41	41	41	44	68	71
0,32	330	45	45	45	45	44	47	74	77
0,11	510	35	35	35	35	35	35	35	35
0,06	510	29	29	29	29	29	29	29	29
0,37	450	80	81	81	81	82	73	50	37
0,58	510	72	72	72	72	74	66	35	22
0,54	510	63	64	64	64	66	58	22	9
0,62	450	61	62	62	62	64	58	13	-
0,52	510	57	58	58	58	59	54	-	12
0,31	2070	648	490	500	498	395	-	533	531
0,46	730	326	223	248	241	-	332	328	328
0,23	375	85	85	85	-	0	87	86	86
0,24	330	79	79	-	79	0	80	79	79
0,32	330	103	-	103	103	0	105	104	104
0,31	2070	-	182	173	174	258	642	143	145

$I_{доп}$  – допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80.

Токи в послеаварийных режимах не превышают длительно-допустимые, следовательно, замена проводов не требуется.

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

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

48



## 4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «ВАВИЛОВЕЦ» 110/10 КВ

### 4.1 Разработка структурной схемы подстанции

#### 4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей

Для подстанции, питающей дачный кооператив и аграрный комплекс, а также осуществляющей транзит мощности к трем другим подстанциям, имеем, число входящих воздушный – 2, отходящих (транзитных) линий - 3 и отходящих линий на стороне НН – 12. Планируемая мощность нагрузки должна составлять  $S_{нагр} = 42 \text{ МВА}$ , транзитная мощность  $S_{транз} = 51 \text{ МВА}$ , следовательно (без учета коэффициентов мощностей),  $S = S_{транз} + S_{нагр} = 93 \text{ МВА}$ . Общая структурная схема п/ст изображена на рисунке 10.

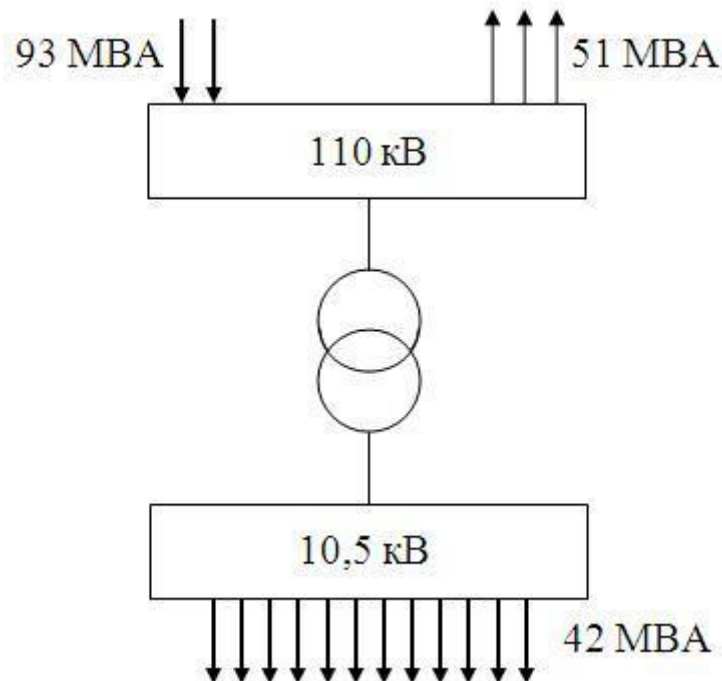


Рисунок 10 – общая структурная схема п/ст

#### 4.1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Для обеспечения надежности и оптимальной стоимости установим пару трансформаторов (при выводе одного из трансформаторов в ремонт второй

можно перегружать на 40% в течении 5-и суток по 6 часов [1]) с расщепленными обмотками НН (для снижения токов короткого замыкания для сетей 6-10 кВ), с устройством РПН.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид:

$$S_{расч} \leq S_{ном} \cdot k_{нав.}, \quad (4.1)$$

где  $S_{расч}$  – расчетная мощность;  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора;  $k_{нав.}$  – допустимый коэффициент перегрузки.

При определении  $S_{расч}$  принимается во внимание нагрузка на пятый год, если считать от конца сооружения электроэнергетического объекта, причем учитывается перспектива дальнейшего его развития на 5–10 лет вперед.

При установке двух трансформаторов мощность каждого выбирается из условия:

$$S_{ном} \geq S_{max} (0,65 \div 0,7). \quad (4.2)$$

$$S_{ном} = 0,7 \cdot 42 = 29,7 \text{ МВА.}$$

Выберем к установке два трансформатора марки ТРДН-40000/110 (трансформатор трехфазный, с расщепленной обмоткой, охлаждение масляное с дутьем, с устройством регулирования напряжения под нагрузкой). Паспортные данные трансформатора ТРДН-40000/110 представлены в таблице 19.

Таблица 19 – паспортные данные трансформатора ТРДН-40000/110

$S_{ном},$ МВА	Пределы регулирования	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_k, \%$	$\Delta P_k$ кВт	$\Delta P_{xx}$ кВт	$I_{xx}, \%$
40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,3-6,3	10,5	172	36	0,65

Структурная схема подстанции «Вавиловец» с выбранными трансформаторами представлена на рисунке 11.

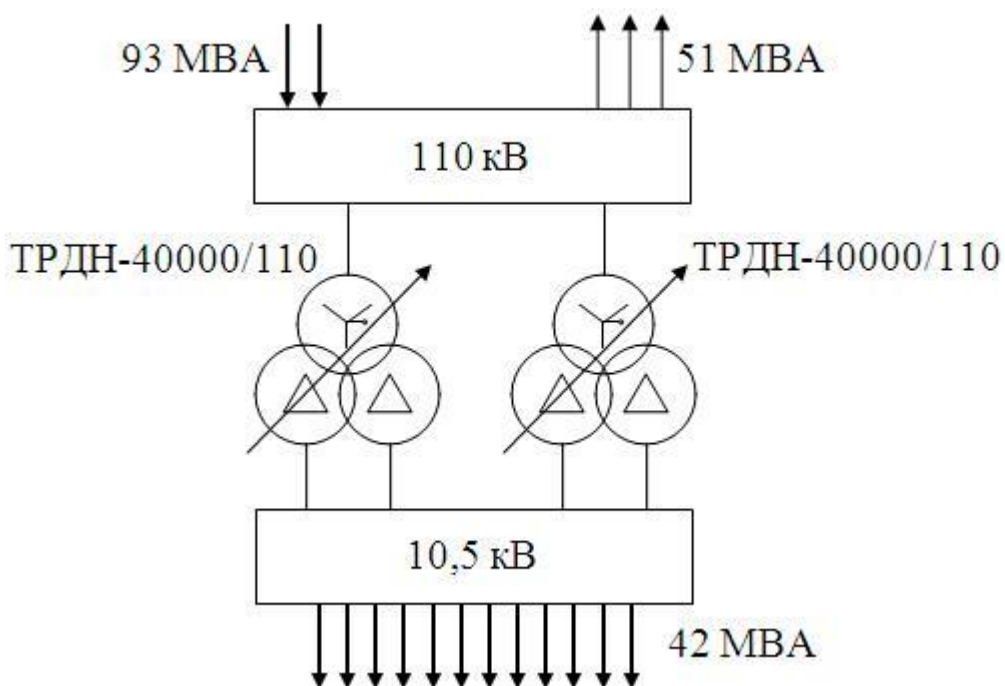


Рисунок 11 – Структурная схема п/ст «Вавиловец»

#### 4.2 Разработка главной схемы подстанции

##### 4.2.1 Расчет токов в нормально, утяжеленном режимах и токов короткого замыкания

###### 4.2.1.1 Расчетные токи на стороне высшего напряжения

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит.линии}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{n_{\text{пит}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{42000 + 51000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 244,351 \text{ А};$$

$$I_{\text{транзит}} = \frac{S_{\text{транз}}}{n_{\text{транзит}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{51000}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 89,333 \text{ А};$$

$$I_{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147,136 \text{ А}.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

51

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{пит.линии max}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{(n_{\text{пит}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{42000 + 51000}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 488,702 \text{ А};$$

$$I_{\text{транзит max}} = \frac{S_{\text{транз}}}{(n_{\text{транзит}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{51000}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 133,999 \text{ А};$$

$$I_{\text{тр max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,272 \text{ А}.$$

#### 4.2.1.2 Расчетные токи на стороне низшего напряжения

Нормальный режим:

$$I_{\text{отх.линии}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{42000}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,678 \text{ А};$$

$$I_{\text{тр.НН}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 770,713 \text{ А}.$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{отх.линии max}} = 2 \cdot I_{\text{отх.линии}} = 385,356 \text{ А};$$

$$I_{\text{тр.НН max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1541,425 \text{ А}.$$

где  $n_{\text{отх}}$  – число отходящих линий;  $I_{\text{тр.НН}}$  – расчетный ток со стороны низкого напряжения;  $I_{\text{отх.лин}}$  – расчетный ток со стороны отходящих линий.

#### 4.2.2 Расчет токов короткого замыкания

##### 4.2.2.1 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 изоляции, так как это не эффективно. Тогда при замыкании фазы на землю ток короткого замыкания резко возрастает.

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

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.

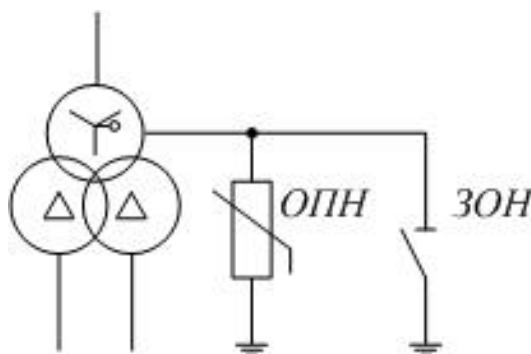


Рисунок 12 – Схема подключения ОПН и ЗОН

#### 4.2.2.2 Выбор расчетной точки короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Для этого составляется расчетная схема замещения, представленная на рисунке 13, намечаются расчетные точки короткого замыкания и определяются токи короткого замыкания.

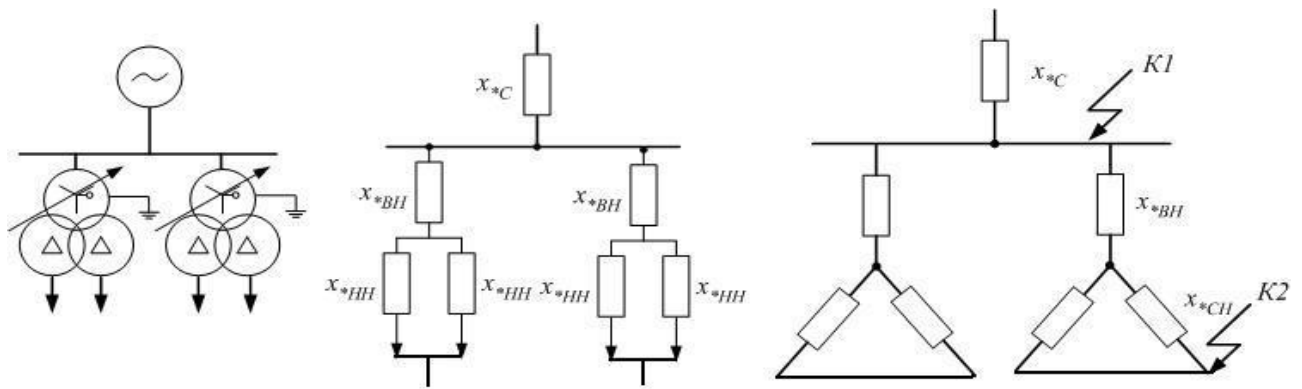


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. За расчетную точку короткого замыкания принимают точку, при повреждении которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток. При расчете токов короткого замыкания сопротивление линии учтено в  $x_{*c}$  (реактанс системы примем равным 0,02), причем все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности  $S_б = 100$  МВА.

Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x_{*ВН} = 0,125 \cdot \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.тр}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,032;$$

$$x_{*НН1} = x_{*НН2} = 1,75 \cdot \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.тр}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,459.$$

Рассмотрим трехфазное КЗ на шинах 110 кВ (точка К-1):

$$\text{Базисный ток: } I_{б 110} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$\text{Ток короткого замыкания: } I_{п,0 КЗ1} = I_{п,\tau} = \frac{I_{б 110}}{x_{*c}} = \frac{0,502}{0,02} = 25,1 \text{ кА}.$$

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

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

54

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_{yкз1} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{y1}; \quad (4.3)$$

$$i_{yкз1} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \cdot 1,608 = 57,079 \text{ кА},$$

где  $k_{y1}$  – ударный коэффициент (выбирается из [1]).

Рассмотрим трехфазное КЗ на шинах 10,5 кВ (точка К-2)

Базисный ток:

$$I_{б\ 10,5} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,505 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0\ кз2} = I_{п,\tau} = \frac{I_{б\ 10,5}}{x_{*с} + x_{*ВН} + x_{*НН}} = \frac{5,505}{0,02 + 0,032 + 0,459} = 10,772 \text{ кА}.$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_{yкз2} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0\ кз} \cdot k_{y2} = \sqrt{2} \cdot 10,772 \cdot 1,82 = 27,725 \text{ кА}.$$

#### 4.2.3 Выбор схемы распределительного устройства ВН

Схемы электрических соединений выбирают: по напряжению, по категории потребителя, по числу присоединений.

Выбор главной схемы подстанции зависит от назначения, роли и местоположения объекта в энергосистеме в целом. Выбранная схема должна обеспечивать требуемую степень надежности питания всех потребителей, перспективу развития и возможность расширения, возможность производства ремонтных работ, простоту и наглядность, экономическую целесообразность. Согласно данным критериям выбираем: на стороне высокого напряжения – схему «две рабочие и одна обходная система шин»; высшее напряжение 110 кВ; подстанция проходная, три транзитные линии,

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

есть переток мощности, могут питаться потребители 1,2 категории. Схема экономична, достаточно надежна. Выбранная схема распределительного устройства высшего напряжения представлена на рисунке 14.

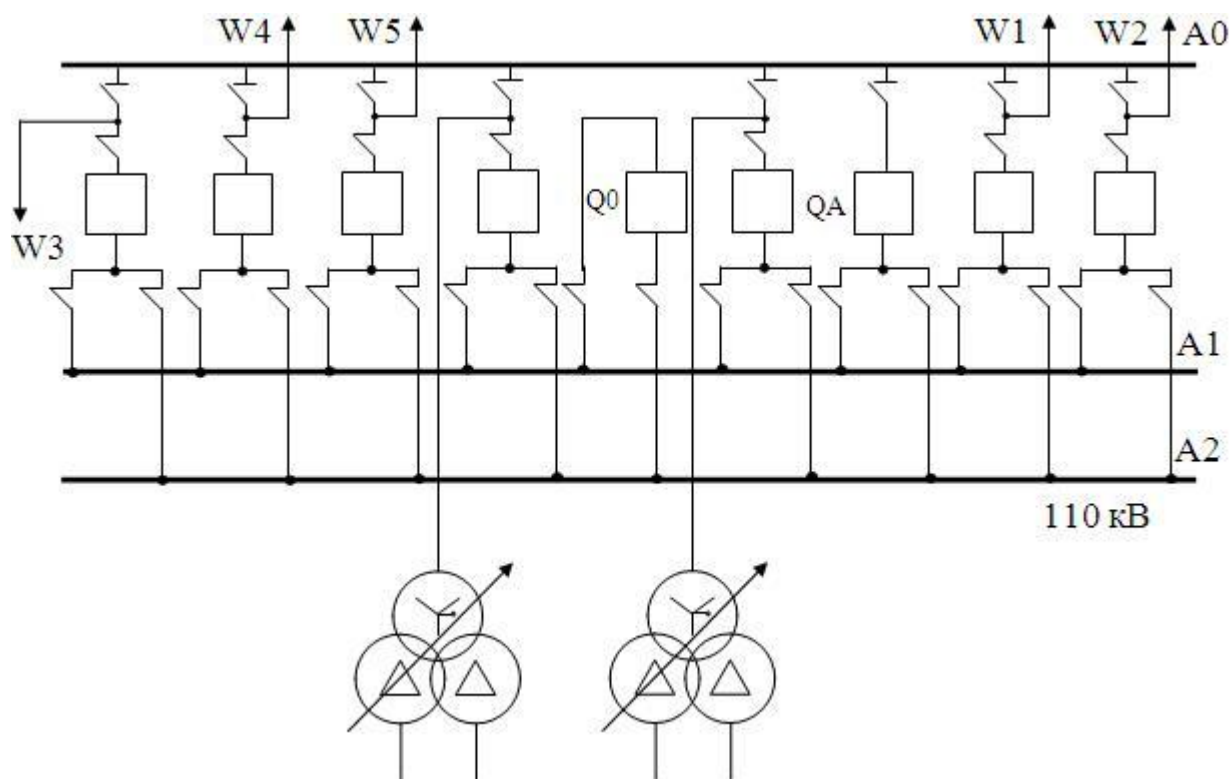


Рисунок 14 – Схема РУ ВН

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

4.2.4.1 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: номинальным током отключения  $I_{откл\ max}$ , допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей тока в токе отключения  $\beta_H$  %.

Номинальный ток отключения  $I_{откл\ ном}$  и  $\beta_H$  определяются в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ . Время  $\tau$  от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяется по выражению:

$$\tau = t_{c,v} + t_{3,min} = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}, \quad (4.4)$$

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

$t_{3,min}$  – минимальное время действия релейной защиты.

Выберем к установке выключатель элегазовый выключатель 100SFMT40SE с номинальным током отключения 31,5 кА (с учётом развития сети на 5-10 лет); производитель: Mitsubishi Electric.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,кз1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (4.5)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \cdot e^{\frac{0,06}{0,02}} = 1,76 \text{ кА},$$

где  $T_a$  – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Номинальная аperiodическая составляющая тока КЗ для выключателя:

$$i_{a\ ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк\ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 31,5 = 11,1 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость: тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K = I_{п,0\ кз1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = (25,1)^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 112,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

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

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

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

$$I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 / \text{с},$$

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

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

Мгновенный динамический ток:

$$I_{дин} = \frac{i_{дин}}{\sqrt{2} \cdot K_y} = \frac{102}{\sqrt{2} \cdot 1,8} = 80,14 \text{ кА}.$$

Проверка включающей способности производится по условиям:

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

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

$$i_{вкл} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{вкл}, \quad (4.6)$$

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

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 20.

Намечаем к установке разъединитель SGF-123, двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению, внесем в таблицу 20 его параметры.

Таблица 20 – Паспортные данные электрооборудования

Расчетные данные	100SFMT40SE	SGF-123
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 488,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,т} = 25,1 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 31,5 \text{ кА}$	–
$i_{а,т} = 1,76 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 17,3 \text{ кА}$	–
$I_{п,0} = 25,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	–
$i_y = 57,08 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 112,5 \text{ кА}^2/\text{с}$	$3000 \text{ кА}^2/\text{с}$	$100^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2/\text{с}$

Из таблицы 20 очевидно, что намеченные к установке выключатель и разъединитель удовлетворяют всем условиям. Устанавливаем их на РУ ВН.

#### 4.2.4.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

- 1) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.6)$$

- 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):

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (4.7)$$

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

Исходя из приведенных выше рассуждений, примем к установке трансформатор тока TG–145-500-0,5/5P/10P/10P, результаты проверки сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Результаты проверки трансформатора тока

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
			Трансформатор TG–145-500
По напряжению установки, кВ	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИНОМ}$	110	110
По длительному току, А	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$	488,7	500
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$i_{УДАРН} \leq i_{ДИНАМИЧ}$	57,07	105
Проверка на термическую стойкость, кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$	112,5	$(21,66)^2 \cdot 3 = 1407$

В таблице 21  $I_{тер}$  - каталожный ток термической стойкости трансформатора тока,  $i_{динам}$  - номинальный ток электродинамической стойкости.

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 счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

3) для технического учёта 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  $Z_{2ном}$ :

На линии 110 кВ устанавливаются амперметры в одной фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания. Схема подключения приборов изображена на рисунке 15.

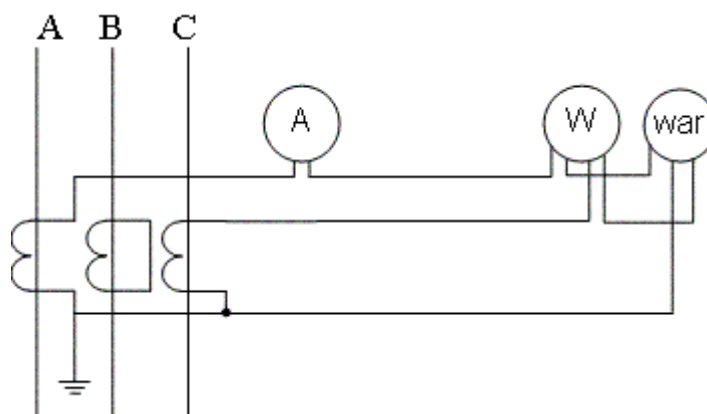


Рисунок 15 – Схема подключения приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 22.

Таблица 22 – 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

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

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

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} = Z_{2\text{ном}}, \quad (4.8)$$

где  $r_{\text{приб}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к Т.Т.,

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

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем  $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ . 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  $r_{\text{пров}}$ :  $r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом}$ .

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее  $4 \text{ мм}^2$  [4]. Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (4.9)$$

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

Примем к установке кабель АКРВГ с сечением жил  $4 \text{ мм}^2$ .

На транзитных линиях устанавливаем трансформатор тока ТГ–145-300-0,5/5Р/10Р/10Р.

Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 23.

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

Таблица 23 – Результаты проверки трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока TG-145-300-0,5/5P/10P/10P
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 134 \text{ А}$	$I_{Iном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 57,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 112,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 13^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$

Дальнейший расчет аналогичен. Принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм<sup>2</sup> и длиной 80 м.

#### 4.2.4.3. Выбора трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения 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. На входе высокого напряжения выбираем 3\*НАМИ-110 УХЛ1. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S <sub>1обм</sub> , ВА	Число обмоток	Cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистр.	Н- 394	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д335	1,5	2	1	0	3	9	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	3	9	-
Счётчик активный	СА3- 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:  $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{57^2 + 29.2^2} = 64.04 \text{ ВА}$ ;

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

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 расчётных счётчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчётов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил. Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм<sup>2</sup>.

#### 4.2.4.4. Выбор токоведущих частей для РУ ВН

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. В общем случае 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. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в максимальном режиме, поскольку сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Также и 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

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				



(минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ - 70 мм<sup>2</sup>).

Следовательно, выбираем провод марки АС-150/19 в качестве гибких шин для питающих линий и АС-70/11 для транзитных линий.

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием 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  $I_{п,0 КЗ1} = 25$  кА, то проверяем гибкие шины на схлестывание.

Усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^{(2)2}}{D}. \quad (4.10)$$

Связь тока двухфазного замыкания и трехфазного.

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по.К1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25 = 21,7 \text{ кА.}$$

Следовательно:

$$f = 2 \cdot 10^{-1} \cdot \frac{21,7^2}{3} = 31,39 \text{ Н/м.}$$

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

Определим силу тяжести 1 метра токопровода с учетом массы колец:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (0,554 + 1,6) = 21,109 \text{ Н/м.}$$

Определим соотношения:

$$\frac{f}{g} = \frac{31,25}{21,109} = 1,48;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_3 + 0,05} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54,$$

где  $t_3$  - действительное время срабатывания защиты.

Из диаграмм определим  $\frac{b}{h} = 0,46$ , тогда:

$$b = h \cdot 0,46 = 2,5 \cdot 0,46 = 1,15 \text{ м.}$$

Допустимое значение отклонения провода:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3-0,17-0,45}{2} = 1,19.$$

Так как  $b_{\text{доп}} > b$ , то схлестывание не произойдет.

#### 4.2.5 Выбор схемы соединения распределительного устройства НН

В качестве РУ НН примем схему с двумя секционированными системами сборных шин, представленной на рисунке 16. Основной причиной, определяющей такой режим работы, является требование снижения токов короткого замыкания, хотя 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. Выбор выключателей и разъединителей на стороне низшего напряжения производится аналогично выбору на стороне высшего напряжения.

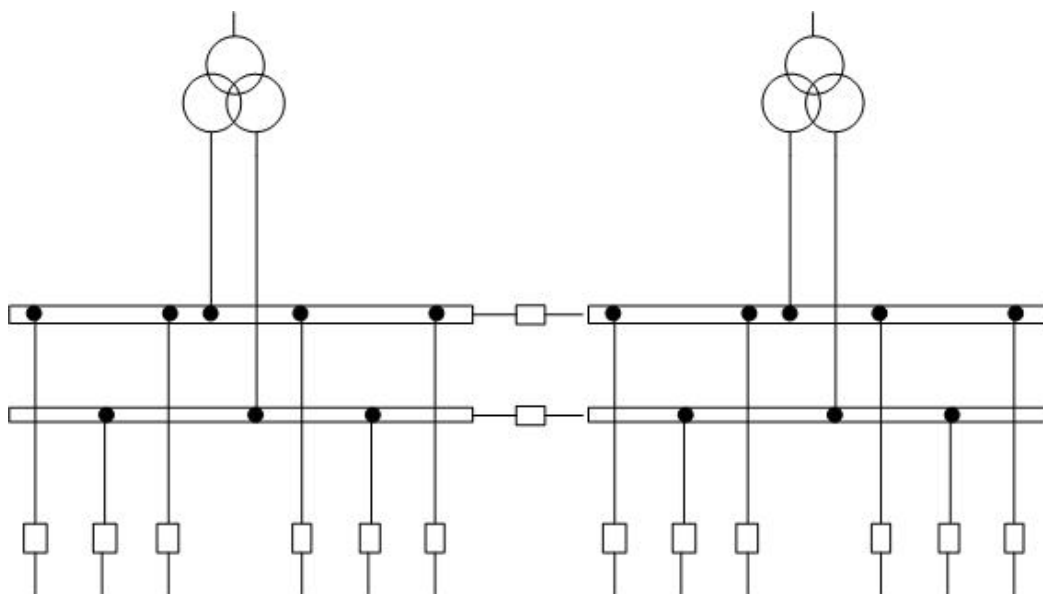


Рисунок 16 – Схема соединения РУ НН

Максимальные 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 максимальных и номинальных токов:

$$I_{Н.тр.мах} = 1541,425 \text{ А.}$$

Максимальные токи продолжительного режима для линий также были определены исходя из условия, что к каждому потребителю идет по две линии и одна из линий отключена:  $I_{отх.л.мах} = 385,356 \text{ А.}$

Расчетный ток короткого замыкания принимаем равным току короткого замыкания на шинах НН в точке К-2. По уровню максимальных токов длительных режимов, периодической составляющей тока короткого

замыкания в начальный момент времени и ударного тока, определяем, что для РУ напряжением 10,5 кВ подходит выключатель типа VF12-M-10-20-B-1600 УЗ. Результаты проверки сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Результаты проверки выключателя

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
			Выключатель VF12-M-10-25-B-1600 УЗ
По напряжению установки, кВ	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИНОМ}$	10	10
По длительному току, А	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$	1541,5	1600
По возможности отключения периодической составляющей тока короткого замыкания, кА	$I_{П.Т} \leq I_{ОТК.НОМ}$	10,8	20
Проверка по включающей способности, кА	$i_{УДАРН} \leq i_{ВКЛ}$	27,725	50
	$I_{П.О} \leq I_{ВКЛ}$	10,8	20
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$I_{П.О} \leq I_{ДИНАМИЧ}$	10,8	20
	$i_{УДАРН} \leq i_{ДИНАМИЧ}$	27,725	52
Проверка на термическую стойкость, кА <sup>2</sup> с	$B_K = I_{П.О}^2(t_{ОТК} + T_a) \leq B_{К.КАТ} = I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$	5,85	30

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:  $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,КЗ2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10.772 \cdot e^{-\frac{0.065}{0.06}} = 5.17$  кА,

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ.

Номинальная аperiodическая составляющая тока короткого замыкания выключателя VF12-M-10-25-B-1600 УЗ:

$$i_{a,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ОТК,НОМ} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,45 \text{ кА.}$$

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п,окз}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 10.772^2 \cdot (0.065 + 0.06) = 14.504 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Проверка включающей способности производится по условию

$$I_y < i_{вкл}; I_{по} < I_{вкл}, \quad (4.11)$$

где  $I_y$  – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{по}$  – 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:

$$I_{вкл} = \frac{i_{вкл}}{\sqrt{2} \cdot k_y} = \frac{50}{\sqrt{2} \cdot 1,8} = 19,561 \text{ кА},$$

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. Выберем к установке комплектное распределительное устройство КРЗД-10.

#### 4.2.5.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ НН

За силовым трансформатором на стороне 10,5 кВ намечаем к установке трансформатор тока ТШЛК-10-УЗ,ТЗ-0,5/Р. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 26. Перечень необходимых измерительных приборов в цепи фидеров 10,5 кВ выбираем по ПУЭ.

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные сведены в таблицу 27. Из таблицы 27 видно, что это фазы А и С.

Таблица 26 – Сравнение расчетных и каталожных величин

Расчетные данные	Трансформатор тока ТШЛК 10-3000-0,5/10Р
$U_{вст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1541,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$i_v = 27,725 \text{ кА}$	81 кА
$B_k = 14,504 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,8 - 0,22 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом.}$$

Таблица 27 – Приборы и нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Wh	САЗ-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.

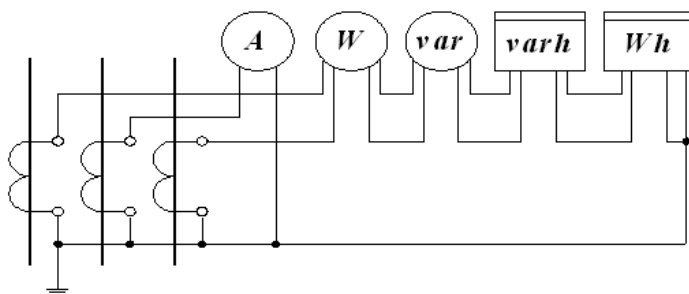


Рисунок 17 – Схема подключения приборов

Для подстанции с низшим напряжением 10,5 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого равна 50 м. Учитывая, что  $l_{расч} = l = 50$  м находим сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{гр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,48} = 2,95 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> [4].

На отходящих фидерах 10,5 кВ намечаем к установке трансформаторы тока ТЛК-10-3У,ТЗ. Сравнение расчетных и каталожных данных представлено в таблице 32. Перечень необходимых измерительных приборов в цепи линий 10,5 кВ выбираем по ПУЭ.

Таблица 28 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Трансформатор тока ТЛК-10-3-400-0,5/10Р
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 385,356 \text{ А}$	$I_{Iном} = 400 \text{ А}$
$i_y = 36,54 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 25,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$

Схема включения приборов показана на рисунке 18.

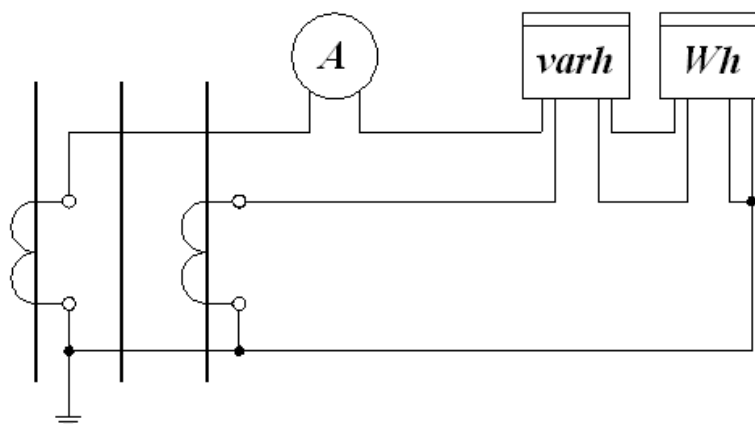


Рисунок 18 – Схема подключения приборов

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 33 Из таблицы видно, что это фаза А.

Таблица 29 – Нагрузка трансформаторов 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:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Для подстанции с низшим напряжением 10,5 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого равна 5 м. Учитывая, что  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = 8,66$  м («неполная звезда») находим сечение:

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

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>. Примем к установке однофазный трехобмоточный трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-0,6-10УЗ. Три трансформатора напряжения 3×ЗНОЛ имеют мощность  $S_{\text{ном}} = 225$  ВА, что больше  $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{42^2 + 58,4^2} = 71,93$  ВА. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.



Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для упрощения расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил  $2,5 \text{ мм}^2$ . Нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{ВА}$	Число обмоток	$\text{Cos } \varphi$	$\text{sin } \varphi$	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	-
Счётчик активный	САЗ-И674	3	2	0,38	0,925	2	12	29,2
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.

#### 4.2.5.2 Токоведущие части

Выбираем присоединение силового трансформатора к КРУ-10 кВ. Соединение осуществляется с помощью гибкого подвесного токопровода. Выбираем комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-51 с номинальным током 1600 А. Шины, входящие в КРУ КРЗД-10, выдерживают ток утяжелённого режима ( $I_{\text{ут. реж. тр. НН}}=1541,5 \text{ А}$ ,  $I_{\text{ном. с. ш.}}=1600 \text{ А}$ ).

#### 4.3 Разработка схем питания собственных нужд подстанции

Для обеспечения нормальной работы подстанции необходим комплекс вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части. Такая совокупность устройств называется собственными нуждами подстанции.

Мощности, потребляемые на собственные нужды подстанции, сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	tg φ	Нагрузка	
	единицы	всего			P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
Охлаждение ТРДН25000/110	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	-
Освещение ОРУ	-	10	1	0	8	-
Подзарядка АБ	-	46	1	0	46	-
Компрессорная для ВВБТ-110Т1						
Электродвигат.	30	30	1	0	30	
Отопл., освещ.	20	20				
Итого					212,2	3,1

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

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

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

#### 4.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Прежде всего, необходимо учесть тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:  $S_T = 0,7 \cdot S_{расч} = 118,8$  кВА;

Тип трансформаторов: ТМ-160/10 с вторичным напряжением 0,4кВ. Проверим выбранные трансформаторы по допустимой нагрузке и перегрузке:

Коэффициент загрузки трансформаторов:

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

Коэффициент перегрузки трансформатора:

$$K_{II} = \frac{S_{расч}}{S_{НОМ} \cdot n} = \frac{169,78}{160} = 1,06.$$

По условию проектирования  $K_3 < 0,7$  и  $K_{II} < 1,4$ .

#### 4.3.2 Схема питания собственных нужд подстанции

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяют к шинам 6-35кВ (в нашем случае – 10,5 кВ). Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

разомкнут. 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 19 представлена схема питания собственных нужд подстанции.

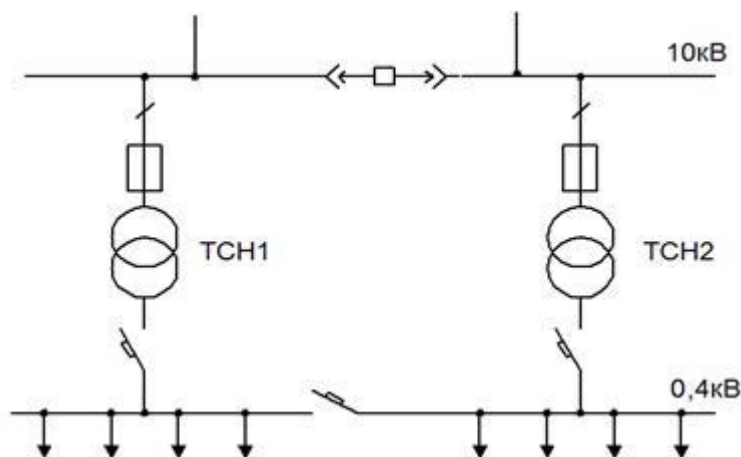


Рисунок 19 – Схема питания собственных нужд подстанции

#### 4.4 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока 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 на подстанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В. Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания 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

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

суммарные токи приводов выключателей.

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядноподзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда. На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Расчет аккумуляторной батареи:

– Число основных элементов  $n_0$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{ПЗ}}} = \frac{230}{2,20} = 104,$$

где  $U_{\text{ш}}$  – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{\text{ПЗ}}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,20 В).

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

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_9} = \frac{230}{2,35} = 98.$$

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

$$n = \frac{220}{1,75} = 125.$$

– К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\text{min}} = 27.$$

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_{п}$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

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

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав},$$

где  $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$  – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А. Значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А. Временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А.

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр} = 15 + 65 = 80 \text{ А};$$

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

По таблице характеристики элементов VARTA bloc [10] 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:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах},$$

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

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

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

$I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей. По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВГБУ-110 ток потребления электромагнита включения и отключения -  $I_{пр} = 2,3$  А.

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

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

– Выполняют проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{р(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k}.$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5:

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

В [10] 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  $U_p$ , определяют остаточное напряжение на шинах:

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

Зная общее число последовательных элементов  $n$ , определяют отклонение

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				

напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%.$$

– Определение мощности подзарядного устройства:

Определение тока подзарядного устройства.

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч:

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

Определение напряжения подзарядного устройства.

Для аккумуляторов типа Varta:  $U_{\text{пз}} = 2,20 \cdot 104 = 228,8 \text{ В}$ ;

Определение мощности подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}} = 228,8 \cdot 15,125 = 3460 \text{ Вт};$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда. Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч:  $I_3 = 5 \cdot k + I_{\text{п}} = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А}$ .

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

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

Мощность подзарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 40 \cdot 343,75 = 13750 \text{ Вт} = 13,75 \text{ кВт}.$$

Выбираем подзарядное устройство ВЗП-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

#### 4.5 Управление и сигнализация

Управление коммутационными аппаратами ведется с ОПУ. Действие системы управления сопровождается работой устройств сигнализации.

Сигнализация положения коммутационных аппаратов выполняется с

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ				



помощью сигнальных ламп. При аварийном отключении выполняется также звуковой сигнал (для привлечения внимания дежурного персонала).

#### 4.6 Конструктивное исполнение

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 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 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.

#### 4.7 Защита подстанции от прямых попаданий молний

При прямом ударе молнии в элементы подстанции появляются помехи, а также существует опасность выхода из строя оборудования от перенапряжения. Для того, чтобы снизить вероятность появления подобных проблем до минимума, необходимо провести молниезащиту подстанции. Непосредственное попадание молнии в оборудование высокого напряжения и здания исключается за счет правильного выбора зон защиты молниеприемников. Проведем выбор зон защиты молниеприемников с помощью ЭВМ в программе FlashProt. Найдем необходимое количество и высоту молниеотводов для того, чтобы обеспечить молниезащиту разработанной подстанции. Так как линейные порталы на подстанции имеют наибольшую высоту (11,35 м), зону защиты будем рассматривать именно на

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

этой высоте.

Габариты защищаемой зоны 48x50 м. Линейные порталы имеют высоту 11,35 м и длину 5 м. Требуемая надежность защиты  $P_3=0,99$ . В программе FlashProt выполним расстановку молниеотводов для заданных параметров вручную. В ходе исследований выяснилось, что для обеспечения требуемой надежности защиты  $P_3=0,99$ , необходима установка шести молниеотводов, имеющих высоту 30 м. Полученная с помощью программы зона защиты представлена на рисунке 20.

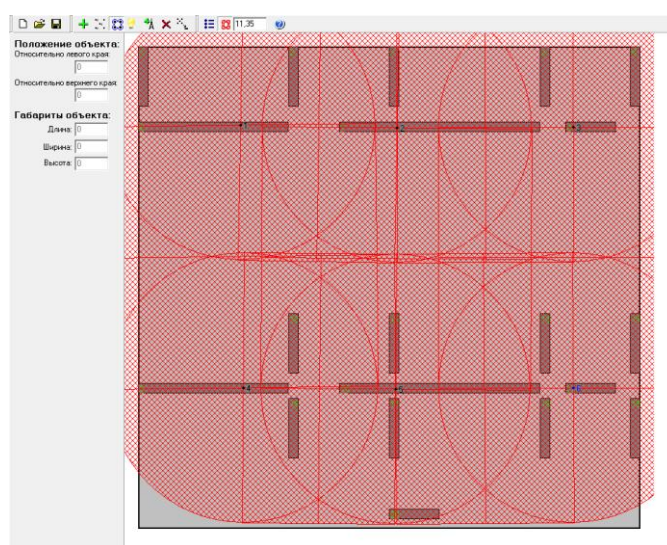


Рисунок 20 – Зона защиты ОРУ

Из рисунка 20 видно, что необходимые элементы п/ст находятся в зоне защиты, а значит молниезащита выполнена верно. Оставшаяся территория подстанции, на которой находятся понизительные трансформаторы, защищена молниеотводами, находящимися на вышках освещения.

## 5. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПОМЕХИ В ЦЕПЯХ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА.

По мере того как совершенствовалась релейная защита, начиная с первых плавких предохранителей и электромеханических реле, и заканчивая современными микропроцессорными устройствами защиты, влияние электромагнитных помех на цепи управления также возрастало. Причина этого заключается в том, что чувствительность к электромагнитным помехам устройств на микропроцессорной базе приблизительно в 10000 раз выше, чем у аналогичных электромеханических реле.

Конечно электромагнитные помехи не воздействуют на устройства управления на прямую (за исключением радиопомех). Как правило, они, возникают в силовых цепях (грозовые перенапряжений, коммутаций и т.д.), а далее вследствие неправильной компоновки подстанции, когда информационные сети располагаются рядом с силовым оборудованием, эти помехи проникают и в цепи оперативного тока, после чего на дискретном входе микропроцессора появляется потенциал, способный привести к срабатыванию реле. Рассмотрим один из способов снижения влияния электромагнитных помех на микропроцессорные устройства автоматики на постоянном оперативном токе - метод шунтирования цепей аккумуляторной батареей.

Традиционное для отечественной энергетики применение аккумуляторной батареи (АБ) предполагает её использование только как источника электрической энергии. В то же время, если рассмотреть электрическую схему замещения АБ как совокупность собственных активных и реактивных параметров, то выявляется второе ее предназначение – фильтра шунта, способного снизить уровень посторонних электромагнитных помех в цепях постоянного тока. Группа специалистов Новосибирского государственного технического университета разработала пилотную версию нового метода.

					<i>13.03.02.2018.117.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Суть метода заключается в следующем: Потребителей разделяют с учетом их стойкости к ЭМП, а источники этих помех – по вероятности их возникновения. В итоге все нагрузки разделяются на две части – так называемые «чистую» и «грязную» зоны, гальванически связанные между собой только в непосредственной близости от АБ. В этом случае помехи, имеющие наибольшую вероятность появления в грязной зоне, вследствие шунтирующего эффекта АБ будут иметь минимальное влияние на нагрузки чистой зоны.

На практике к чистой зоне относят блоки питания МП-защит и управления и те их дискретные входы, к которым цепи вторичной коммутации проложены в пределах релейного щита. К грязной зоне подключаются цепи электромеханических (ЭМ) защит, выходные и входные цепи терминалов РЗАиУ, к которым подключаются цепи вторичной коммутации, проложенные по территории ОРУ (цепи управления высоковольтными выключателями, цепи газовых защит и т.п.). Именно эти цепи можно считать наиболее вероятным источником помех (длина их кабелей может достигать нескольких сотен метров). Данный подход лег в основу идеологии построения СОПТ.

Рассмотрим упрощенную схему СОПТ (рисунок. 21). АБ через кабель К1 подключается к секции ЩПТ. Через соответствующие кабели К2 и К3 к ЩПТ подключены шкафы распределения оперативного тока: ШРОТ1, нагрузка которого – терминалы РЗА (чистая зона), и ШРОТ2, нагрузка которого – цепи вторичной коммутации, выходящие за пределы здания ОПУ (грязная зона).

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

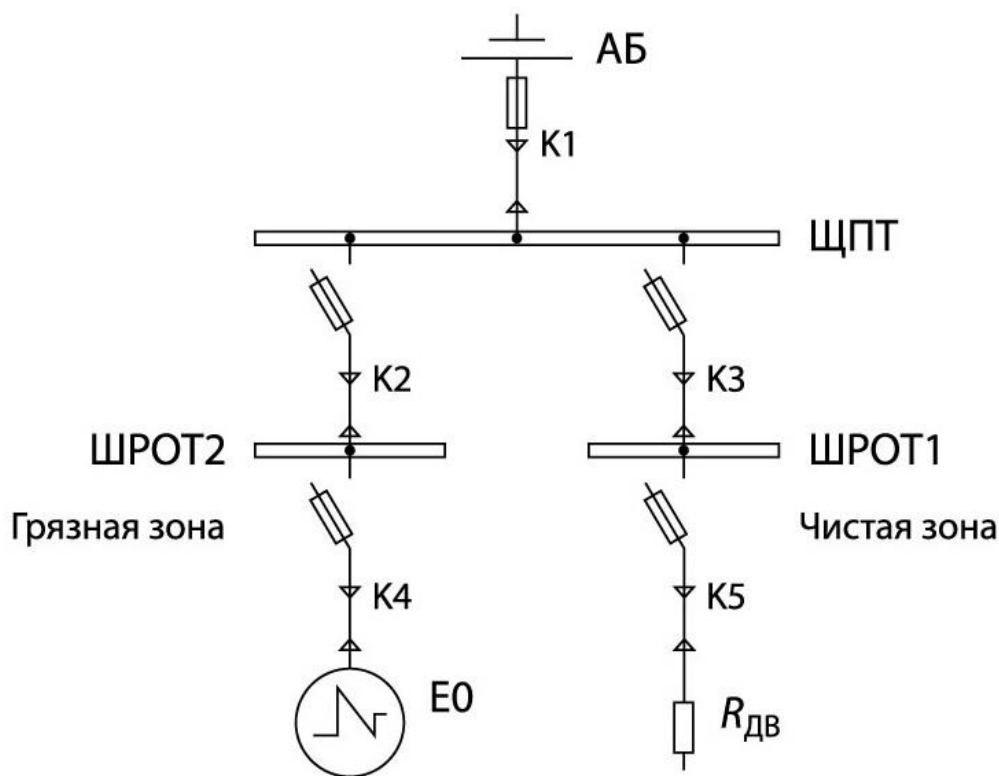


Рисунок 21 – Упрощенная схема СОПТ

Примем, что источник электромагнитной помехи располагается на конце длинного фидера, отходящего от ШРОТ2. Пренебрегая переходными сопротивлениями защитных аппаратов (их влияние в нашем случае пренебрежимо мало) и кабелем между ШРОТ2 и нагрузкой (как правило, эти шкафы располагаются рядом), можно представить упрощенную однолинейную схему СОПТ (рисунок. 22).

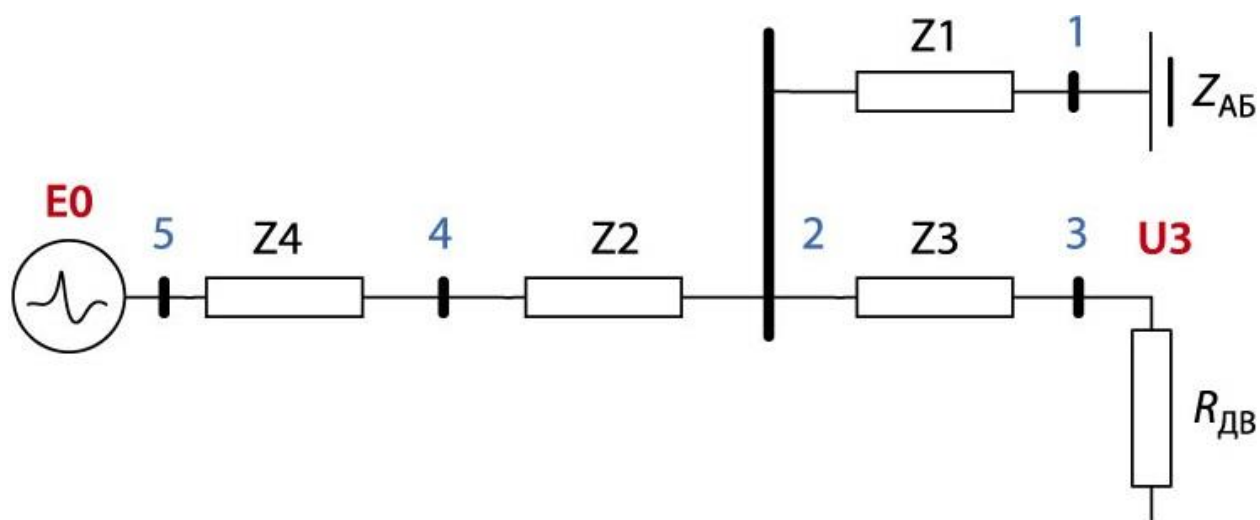


Рисунок 22 – Однолинейная схема СОПТ

- 1 – блок выносных предохранителей;
- 2 – сборка ЩПТ;
- 3 – шина шкафа РЗА;
- 4 – шина ШРОТ2;
- 5 – источник помехи;
- $Z_1$  – импеданс кабеля от АБ до ЩПТ;
- $Z_2$  – импеданс кабеля от ЩПТ до ШРОТ2;
- $Z_3$  – импеданс кабеля от ЩПТ до ШРОТ1 (шкафа РЗА);
- $Z_4$  – импеданс кабеля от источника помех до ШРОТ2;
- $E_0$  – источник электромагнитной помехи;
- $Z_{АБ}$  – импеданс аккумуляторной батареи и её ошиновки;
- $R_{ДВ}$  – сопротивление нагрузки.

Для упрощения анализа примем отображение кабелей на схеме замещения в виде четырехполюсников с сосредоточенными параметрами (рисунок. 23). Такое допущение возможно, если для линии выполняется соотношение:  $l_K < 0,05 \div 0,1 \lambda_W$ , где  $l_K$  – длина кабеля;  $\lambda_W$  – длина электромагнитной волны:  $\lambda_W = \frac{c}{(f \cdot \sqrt{\mu \cdot \epsilon})}$ ;

Таким образом, для длины кабеля должно выполняться соотношение:  
 $l_K = 0,01 \cdot \frac{c}{(f \cdot \sqrt{\mu \cdot \epsilon})}$ ;

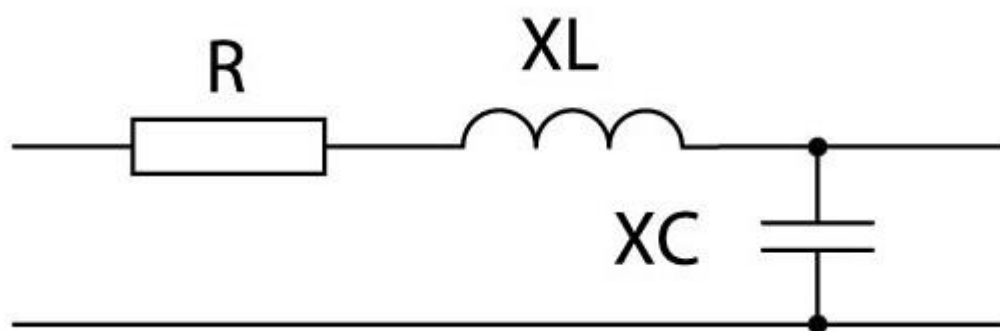


Рисунок 23 – Схема замещения участка кабеля

При этом схема, изображенная на рис. 2, может быть замещена схемой с сосредоточенными элементами (рисунок. 24).

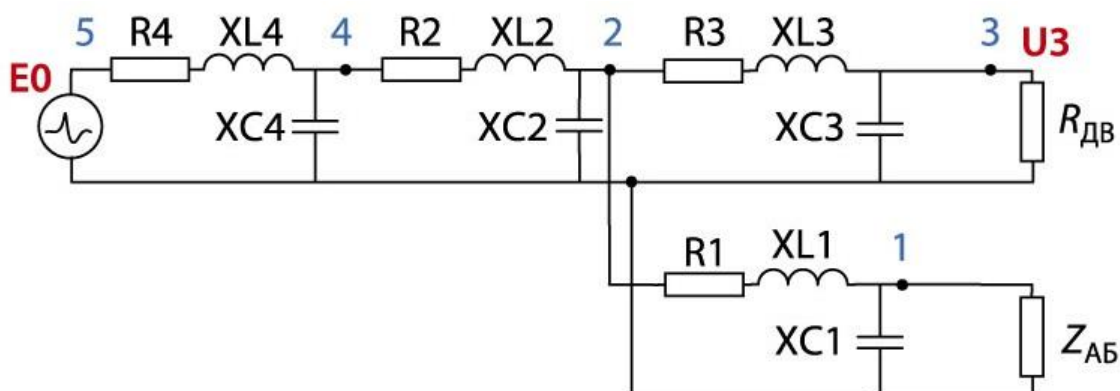


Рисунок 24 – Схема замещения сети СОПТ

- 1 – блок выносных предохранителей;
- 2 – сборка ЩПТ;
- 3 – шина шкафа РЗА;
- 4 – шина ШРОТ2;
- 5 – источник помехи.

Ключевым элементом при определении параметров схемы замещения сети является АБ. Для настоящего исследования выбрана стандартная схема замещения АБ (рисунок 25).

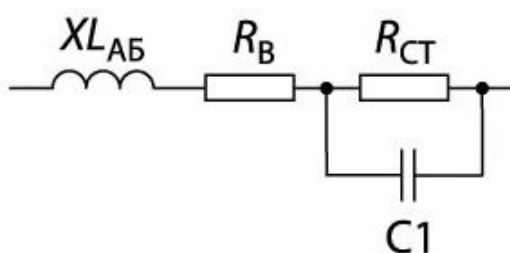


Рисунок 25 – Эквивалентная схема аккумуляторной батареи

$C_1$  – емкость аккумулятора, определяемая процессами поляризации контактных слоев проводник-электролит, не зависящая от режима заряда – разряда;

$R_{СТ}$  – сопротивление переносу заряда батареи на границе «электрод-электролит»;

$R_B$  – суммарное внутреннее сопротивление контактов, материала электродов, электролита;

$X_{L_{AB}}$  – индуктивность АБ и ее ошиновки.

Наибольшее влияние на шунтирующий эффект здесь оказывает индуктивность и емкость аккумуляторной батареи. Стараются подобрать эти параметры так, чтобы батарея в области высоких частот (грозовые перенапряжения, коммутации) действовала как L-C фильтр.

Емкость  $C_1$  определяется процессами поляризации контактных слоев проводник–электролит и не зависит от режима заряда–разряда, так как на этих частотах уже не происходит превращение химических веществ. Электрическая емкость  $C_1$  составляет примерно 15 Ф для свинцово-кислотного аккумуляторного элемента емкостью 1000 А·ч и является определяющей реактивностью на частотах до десятков герц. Суммарное сопротивление  $R_B$  и  $R_{CT}$  составляет примерно 200 мкОм для элемента емкостью 1000 А·ч, причем  $R_B \approx R_{CT}$ .

Для определения индуктивности, вносимой пространственным расположением АБ, рассмотрим аккумуляторное помещение размером 6000 x 6000 мм. Предположим, что АБ располагается вдоль стен. Виток, образованный положительной шиной, последовательно соединенными элементами АБ и отрицательной шиной, также имеет размер 6000 x 6000 мм. Расчет индуктивности для такого случая приведен ниже.

$$L_{ab} = \frac{2\mu_0 \cdot b}{\pi} \cdot \left( \ln \frac{2b}{(1 + \sqrt{2}) \cdot r} + \sqrt{2} - 2 \right); \quad (5.1)$$

$$L_{ab} = \frac{2\mu_0 \cdot b}{\pi} \cdot (\ln(1050) - 0,58) = 11,712 \text{ мкГн},$$

где  $b$  – сторона квадратного витка;  $r$  – радиус жилы кабеля.



Для  $b = 6000$  мм и жилы радиуса 4,7 мм (радиуса жилы сечением  $70 \text{ мм}^2$ ) имеем  $L_{AB} = 11,712$  мкГн. Наиболее опасны частоты 10-50 кГц, характерные для электромагнитных помех, генерируемых в сети при грозном разряде.

Реактанс вычисляется по формуле:  $X_{LAB} = j\omega L_{AB}$ . На частоте 50 кГц индуктивное сопротивление AB составит 3,674 Ом;

По схеме замещения сети СОПТ (рисунок 24) очевидно, что шунтирующий эффект батареи будет тем выше, чем больше будет соотношение реактансов шин шкафа РЗА и аккумуляторной батареи:

Коэффициент подавления помехи:

$$K_{ш} = \frac{X_{L3}}{X_{LAB}}; \quad (5.2)$$

Параметры кабелей рассчитываются на стадии проектирования подстанции. Длины кабелей определяются местом расположения оборудования, их сечения – величинами номинальных токов и токов КЗ, величиной падения напряжения в нормальном режиме, а также требуемым временем отключения КЗ. В табл. 32 представлены характерные параметры кабелей с изоляцией из ПВХ.

Таблица 32 - Характерные параметры кабелей для СОПТ

	Расположение	Тип кабеля	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Длина, м
К1	От АБ до ЩПТ	ВВГнг 2х70	70	20
К2	От ШРОТ2 до ЩПТ	ВВГнг 2х16	16	40
К3	От ЩПТ до ШРОТ1	ВВГнг 2х16	16	40
К4	От источника помехи до ШРОТ2	ВВГнг 2х4	4	200

Согласно таблице 32, кабель, ведущий к шкафу РЗА от ЩПТ до ШРОТ1 – ВВГ нг 2х16 с медными жилами и пластмассовой изоляцией. Его погонные параметры показаны в таблице 33.

Таблица 33 – Погонные индуктивности и емкости кабелей

Погонные параметры	ВВГнг 2х4	ВВГнг 2х6	ВВГнг 2х16	ВВГнг 2х70
Индуктивность, мкГн/м	0,57	0,54	0,52	0,51
Емкость, пФ/м	91,5	100,5	106,9	111,9

Таким образом реактанс кабеля ВВГ нг 2х16 длиной 40 м (таблица 32) на частоте 50 кГц (частота грозового разряда) составляет 6,531 Ом.

$$\text{Коэффициент подавления помехи: } K_{\text{ш}} = \frac{X_{L3}}{X_{LAB}} = \frac{6,531}{3,674} = 1,778;$$

При подключении АБ происходит подавление помехи, но коэффициент подавления невелик (помеха ослабляется в 1,5-2 раза). Это объясняется ослабляющим шунтирующий эффект влиянием индуктивностей кабеля от ЩПТ до батареи и ошиновки АБ, которые включены последовательно с низким внутренним сопротивлением батареи. Таким образом, можно утверждать, что даже при подключенной АБ в сети возможны опасные перенапряжения, могущие привести к выходу из строя чувствительного оборудования. Так как из всех параметров схемы СОПТ основное влияние на снижение уровня помех на нагрузке оказывают индуктивности АБ и кабеля, через который она подключается к ЩПТ, то и основными мероприятиями по усилению шунтирующего эффекта могут быть решения по уменьшению этих индуктивностей, а именно:

- замена голой ошиновки АБ на ошиновку, выполненной кабелем с кислотостойкой изоляцией, чтобы можно было максимально приблизить проводники друг к другу и тем самым уменьшить площадь ее витка;

- размещение АБ непосредственно рядом с ЩПТ, что позволит использовать минимально короткий кабель;
- использование блока выносных предохранителей, что позволит выполнить подключение батареи к ЩПТ не одножильным кабелем, как это было принято ранее на существующих ПС, а кабелем, в котором «+» и «-» батареи находятся под общей оболочкой;

Таким образом, можно утверждать, что для усиления подавления помехи целесообразно выполнение вышеприведенных мероприятий, в том числе использование герметичных аккумуляторных батарей.

#### Выводы:

- Для распределенной системы питания не допускается работа без батареи. Требуется использование мер, усиливающих ее шунтирующий эффект. Не рекомендуется использовать длинные кабели. Требуется дополнительная проверка на наличие резонанса на установленном оборудовании.
- Для небольших подстанций эффективным средством подавления помехи является снижение индуктивности батареи для максимального использования ее шунтирующего эффекта. Такой результат могут дать следующие мероприятия: уменьшение длины кабеля до батареи, расстановка аккумуляторов с охватом наименьшей площади витка (запрет на трассировку шины вкруговую, по периметру аккумуляторной), использование аккумуляторов, установленных в аккумуляторных шкафах, запрет работы СОПТ только от ЗПУ.
- Для крупных подстанций шунтирующий эффект батареи не имеет существенного значения. Допускается отключение батареи и питание нагрузки только от ЗПУ. Тем не менее по возможности не стоит отказываться от использования шунтирующего эффекта и применения мер, усиливающих его.

						<i>Лист</i>
					<i>13.03.02.2018.117.00 ПЗ</i>	91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была проанализирована исходная схема городской электрической сети.

Были намечены четыре варианта развития исходной сети, проведен их анализ и сравнение, в ходе которых для дальнейшего рассмотрения были оставлены только два варианта. Методом экономического сравнения по укрупненным показателям был выбран самый рациональный вариант перспективного развития исходной городской электрической сети.

К исходной сети были подключены новые потребители и генерируемые мощности. Разработана подстанция, обеспечивающая питание аграрного комплекса, а также осуществляющая транзит по трем линиям к другим подстанциям. Выполнена молниезащита данной подстанции.

Кроме этого было проведено исследование шунтирующего влияния аккумуляторной батареи подстанции на защиту СОПТ от помех, вызванных грозовыми перенапряжениями.

					<i>13.03.02.2018.117.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
2. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
3. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гусев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.
4. Правила устройства электроустановок – 7-е издание – М.: Издательство стандартов, 2011. – 330 с.
5. Техника высоких напряжений: учебник для вузов / И.М. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гуменова, Г.М. Иманов и др.; Под ред. Г.С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 2003. – 608 с.
6. 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.
7. “Новости электротехники” информационно – справочное издание - <http://www.news.elteh.ru/arh/2015/92/06.php>
8. Комиссарова, Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов; под ред. Е.Д. Комиссаровой. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – Ч. 1. – 140 с.
9. Коржов, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 71 с.
10. Аккумуляторы стационарные свинцовые типа Vb VARTA. – [http://etp-moscow.ru/assets/templates/docs/Vb\\_VARTA.pdf](http://etp-moscow.ru/assets/templates/docs/Vb_VARTA.pdf)

										Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.117.00 ПЗ					

11. 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.

					<i>13.03.02.2018.117.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

ПРИЛОЖЕНИЯ  
ПРИЛОЖЕНИЕ А

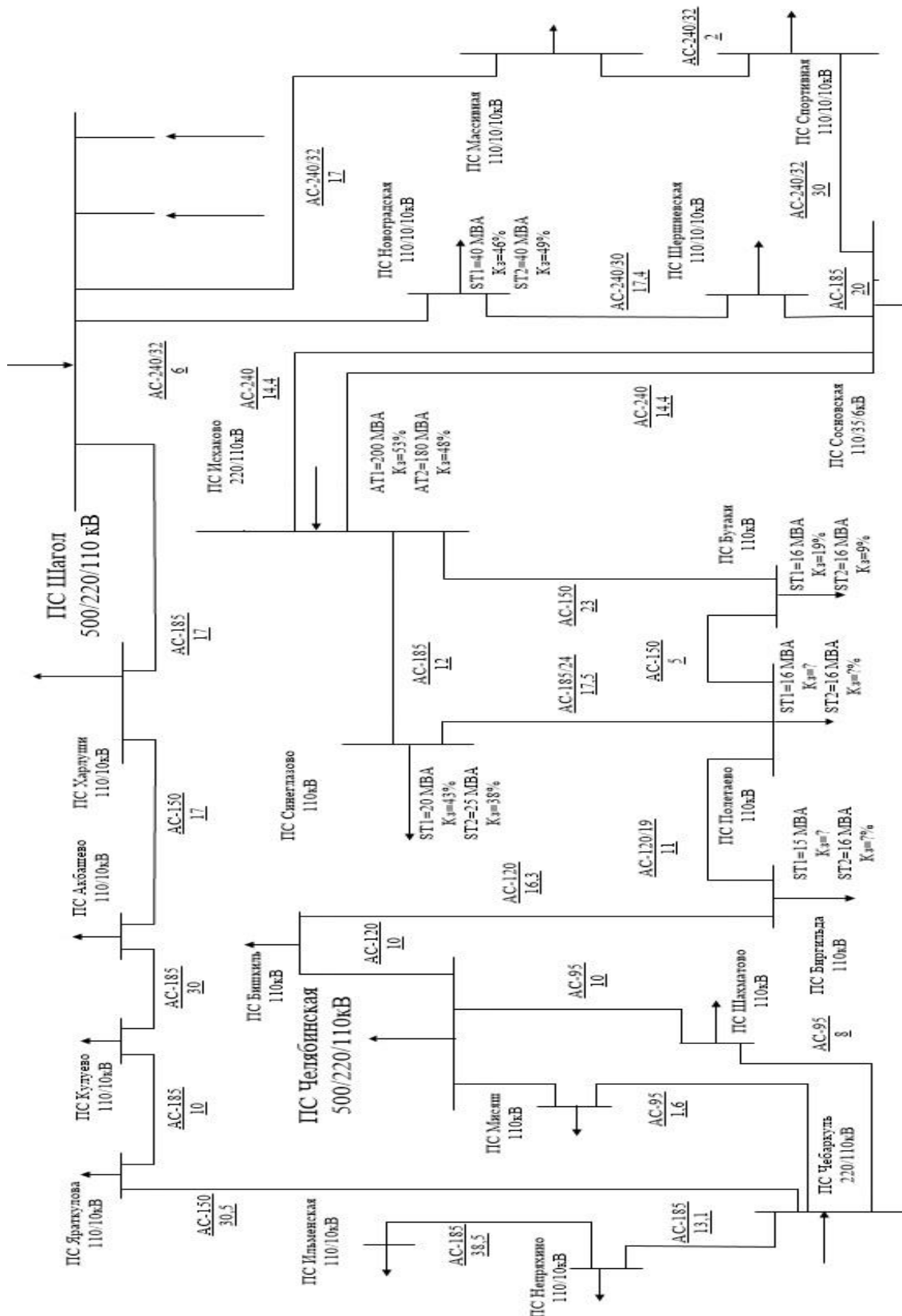


Рисунок А.1 – Исходная схема городской электрической сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

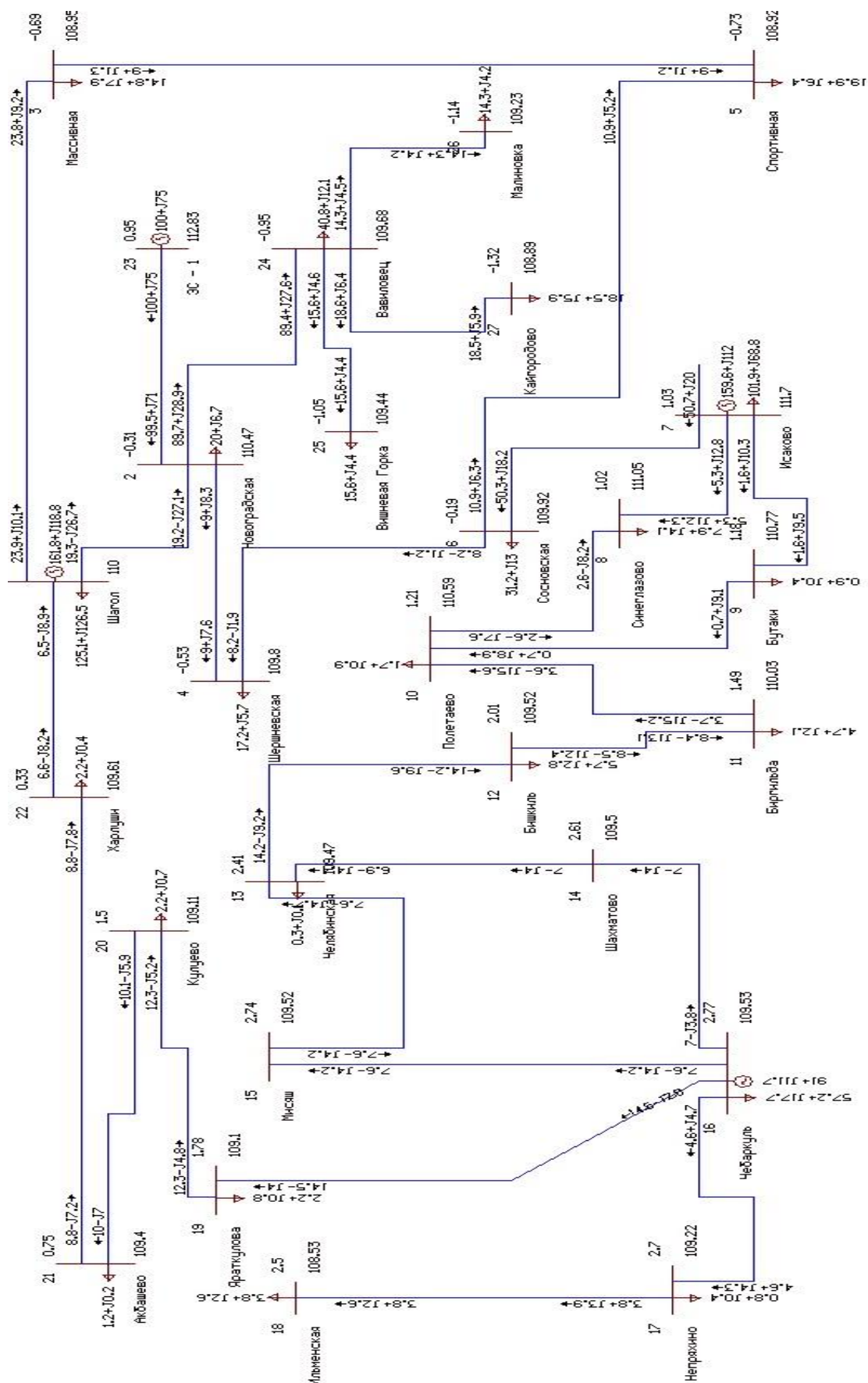


Рисунок Б.1 – Первый вариант развития исходной сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

96



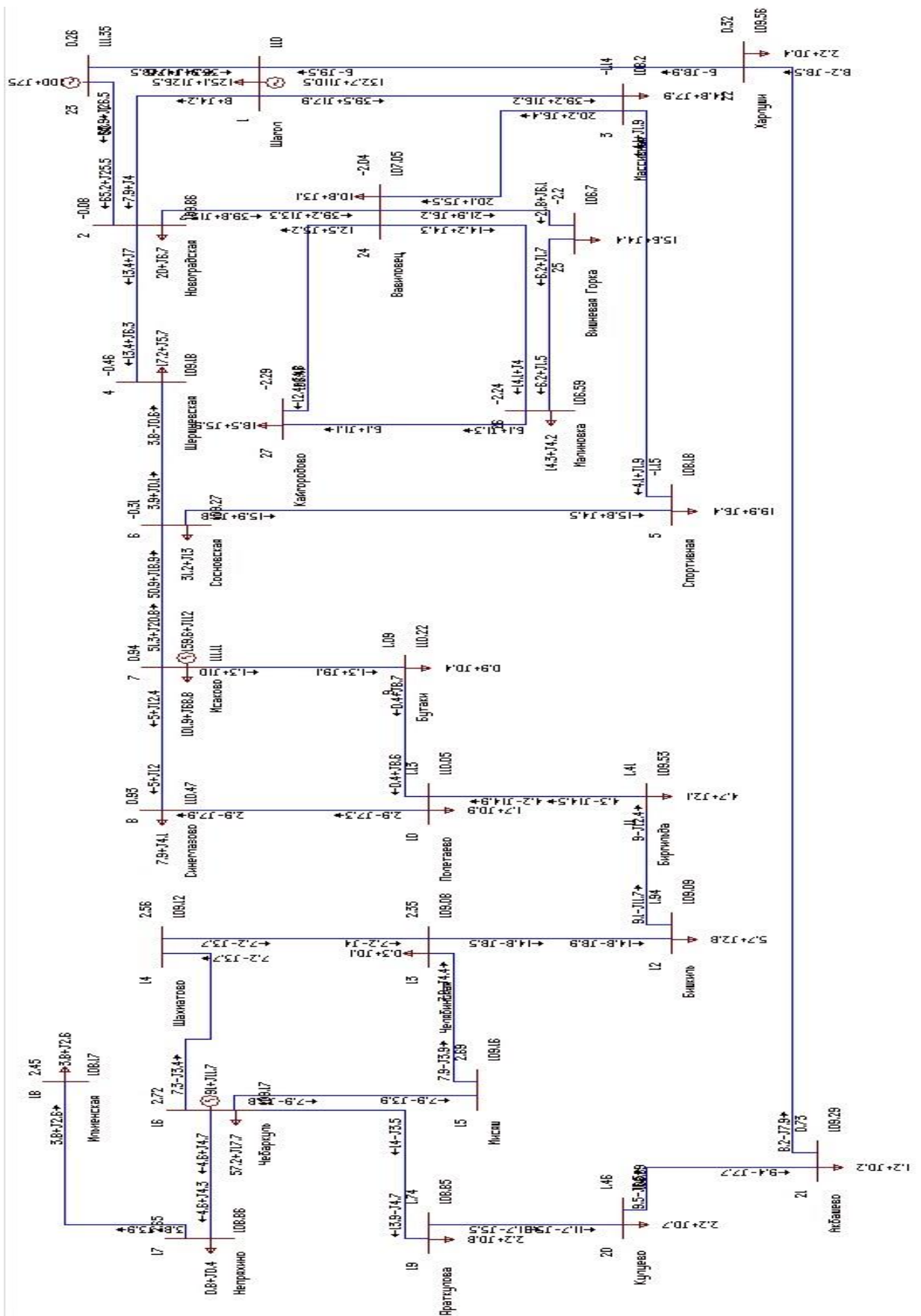


Рисунок Б.2 – Второй вариант развития исходной сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

97

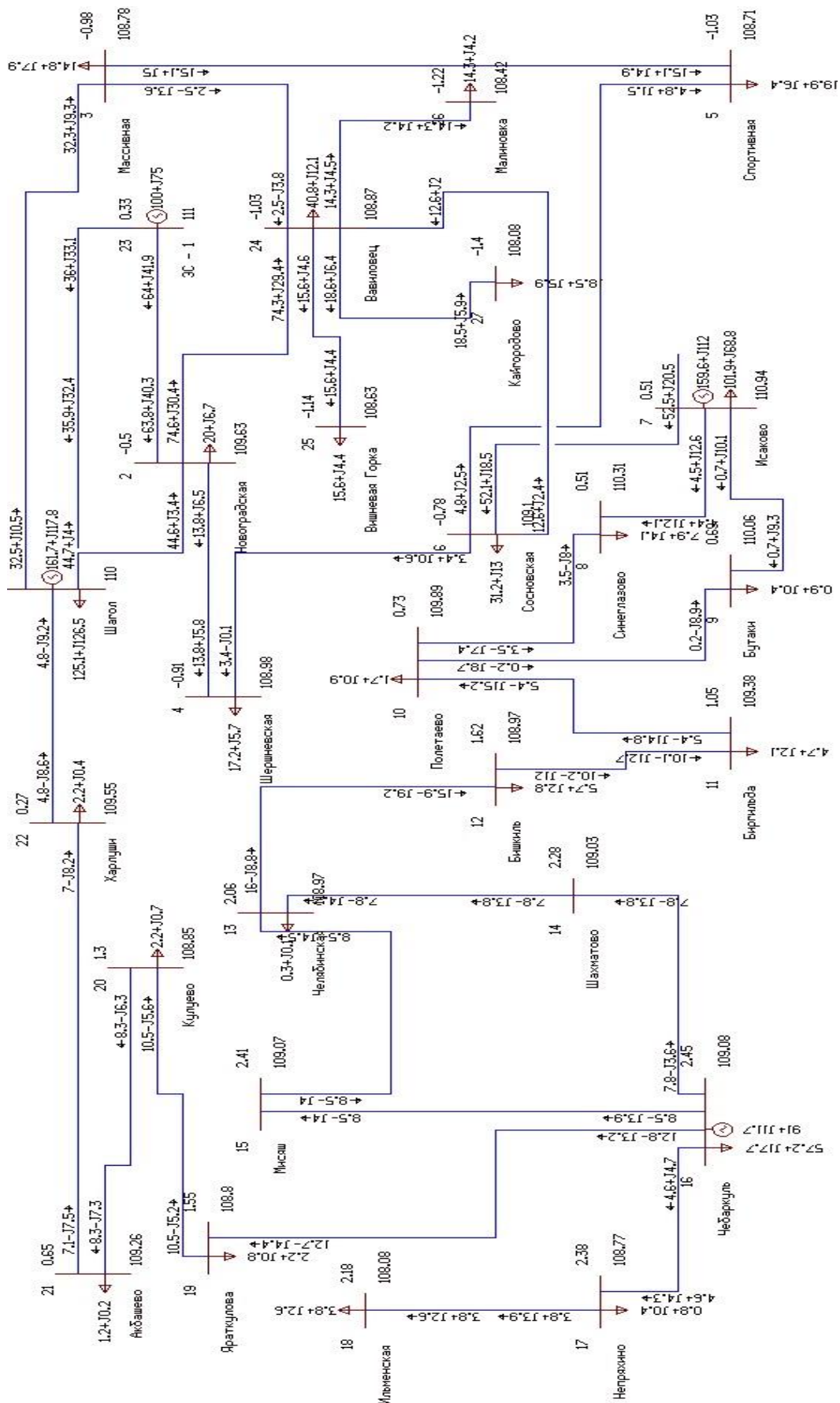


Рисунок Б.3 – Третий вариант развития исходной сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

98

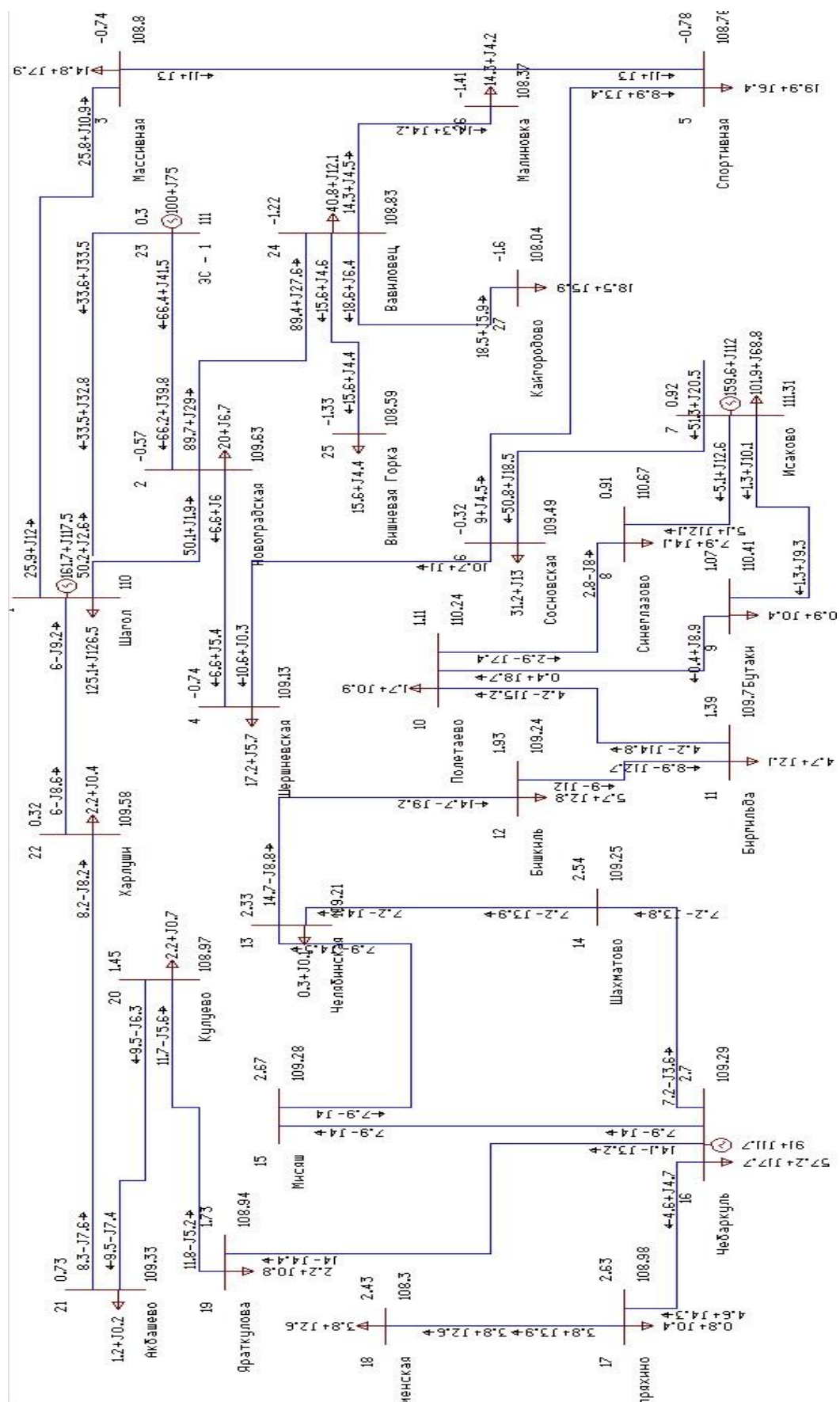


Рисунок Б.4 – Четвертый вариант развития исходной сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

99

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

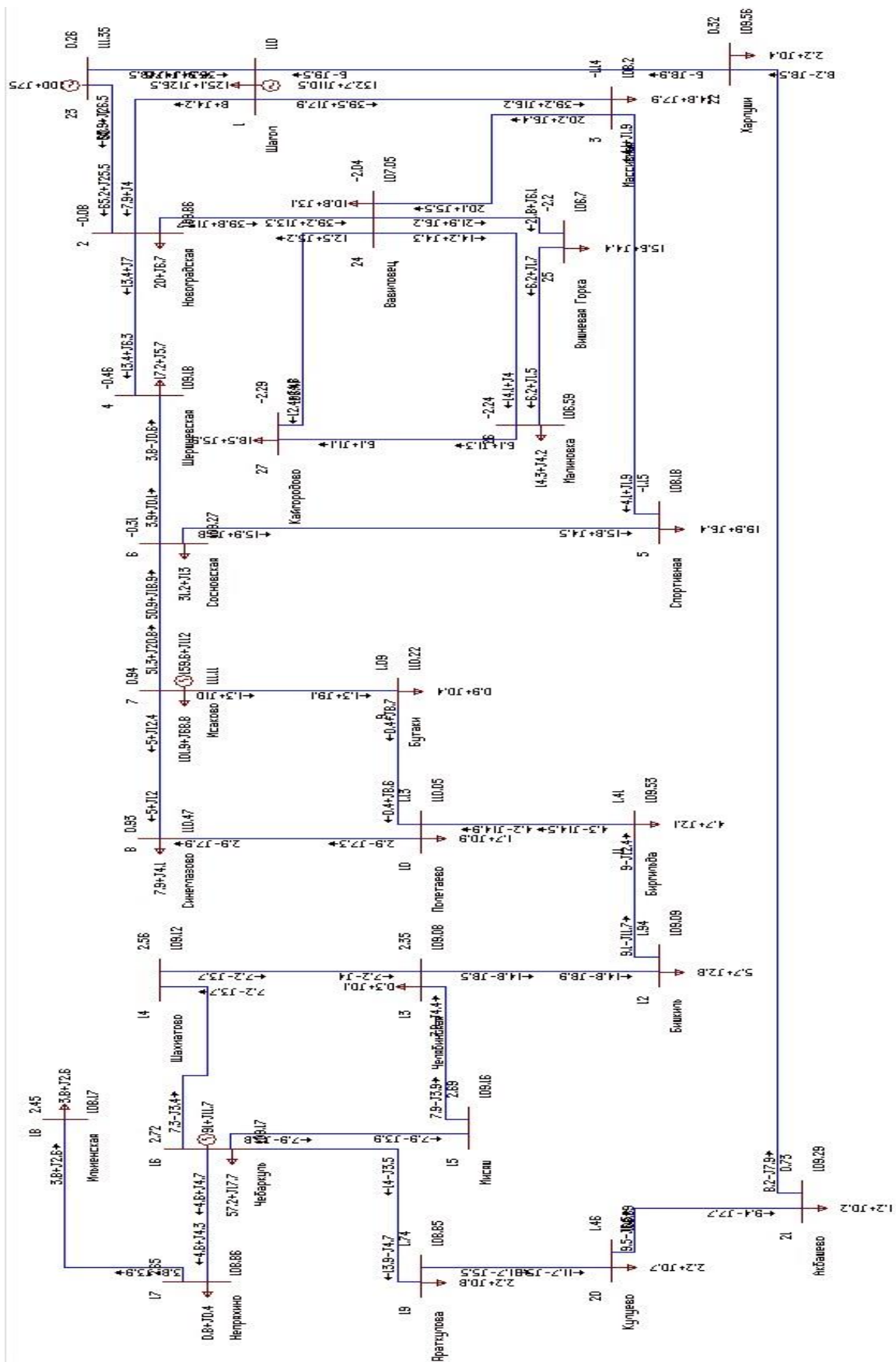


Рисунок В.1 – Режим максимальных нагрузок

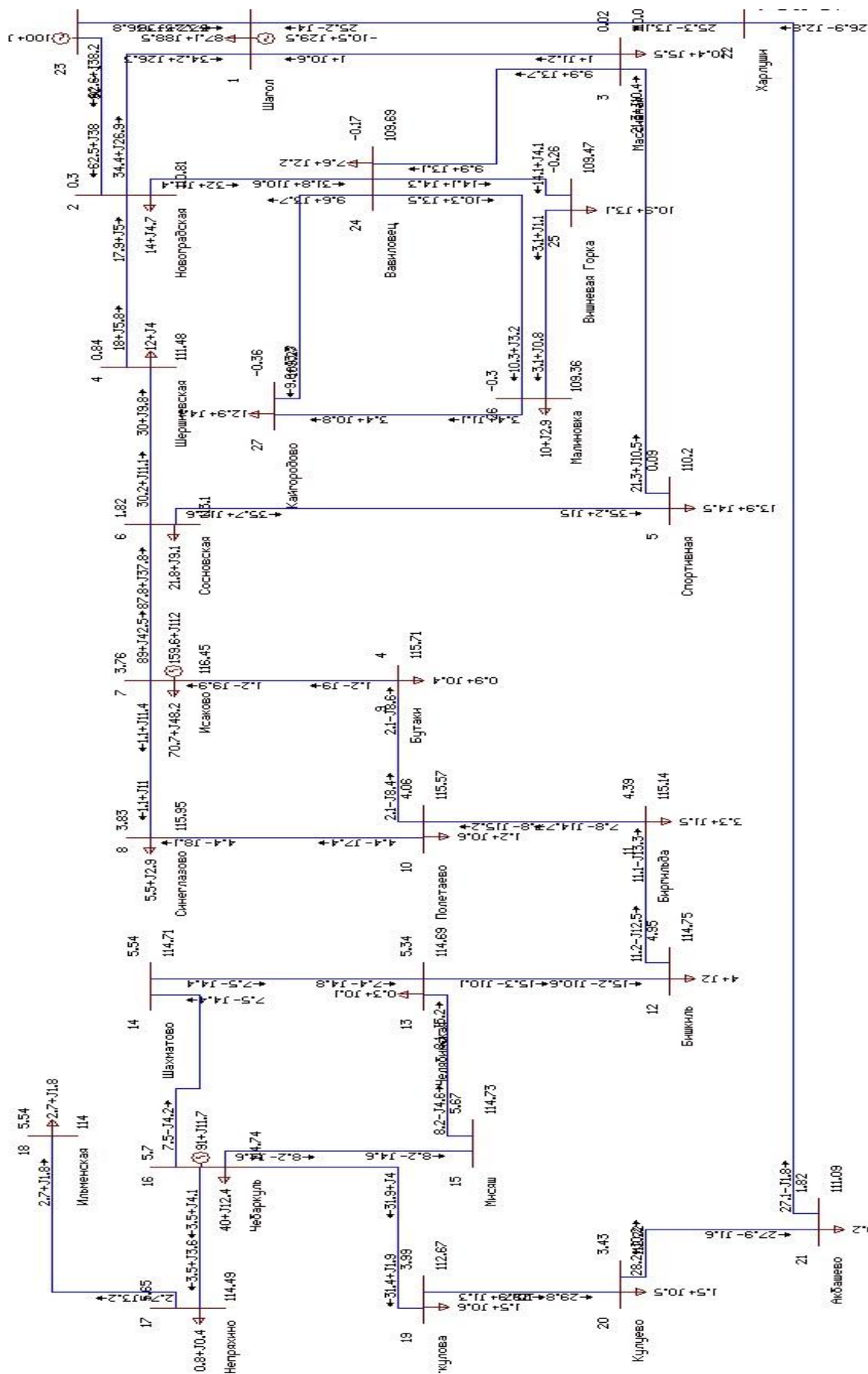


Рисунок В.2 – Режим минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

101



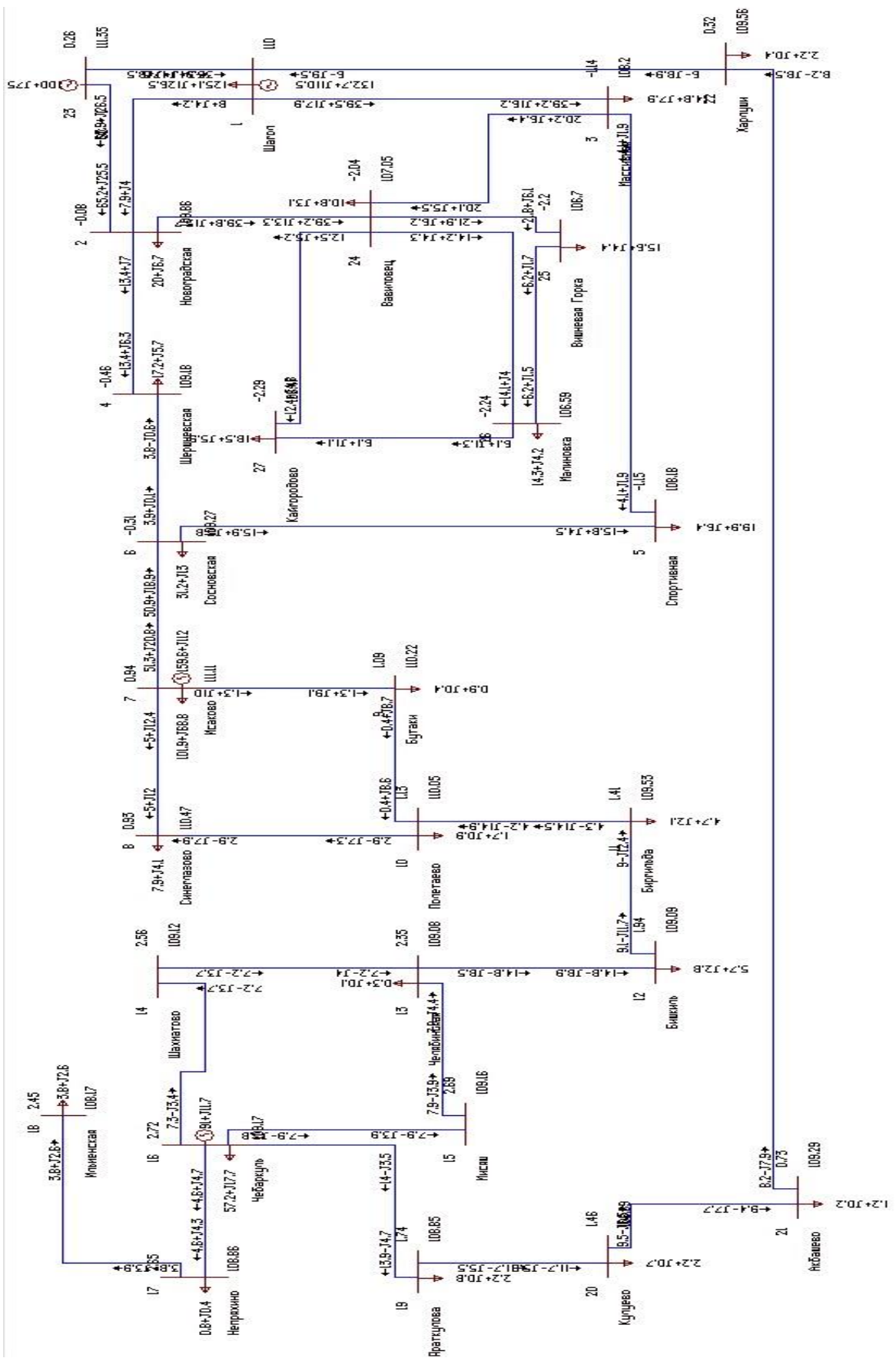


Рисунок В.3 – Послеаварийный режим работы сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

102

Таблица В.1 – Технико-экономические показатели

Вид капитальных вложений	Стоимость (тыс. руб./ед.)
Ячейка трансформатора	13400
Подстанция	69000
1 км ЛЭП 110кВ (для двухцепной ЛЭП)	1050 (1590)
ЭС-4	114000
Сумма кап. затрат	483900
Годовые эксплуатационные издержки	101189
Приведенные затраты	149579

Таблица В.2 – выбранные отпайки трансформатора ТДТН-25000/110

Сторона высокого напряжения		
Напряжение	Добавка	Степень
$U_{\text{ВНДНБ}}$	+1,78%	+1
$U_{\text{ВНДНМ}}$	+7,12%	+4
$U_{\text{ВНДПА}}$	+1,78%	+1
Сторона среднего напряжения		
Напряжение	Добавка	Степень
$U_{\text{СНД}}$	+5%	+2





# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

А - А

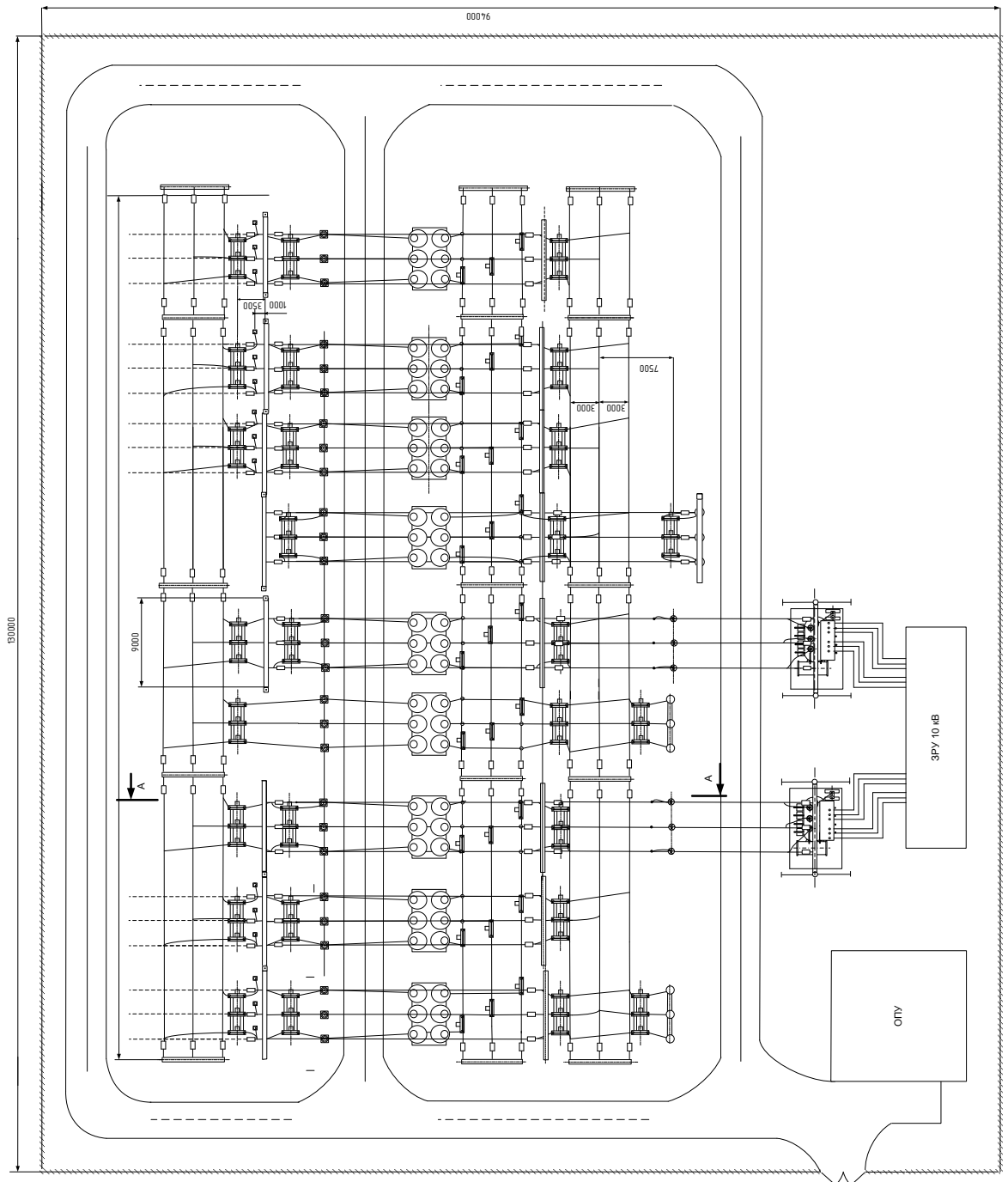
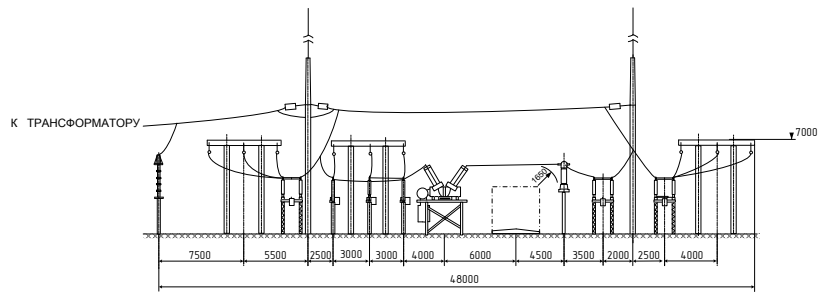


Рисунок Д.1 – Схема главная подстанции аграрного комплекса

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

105

# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

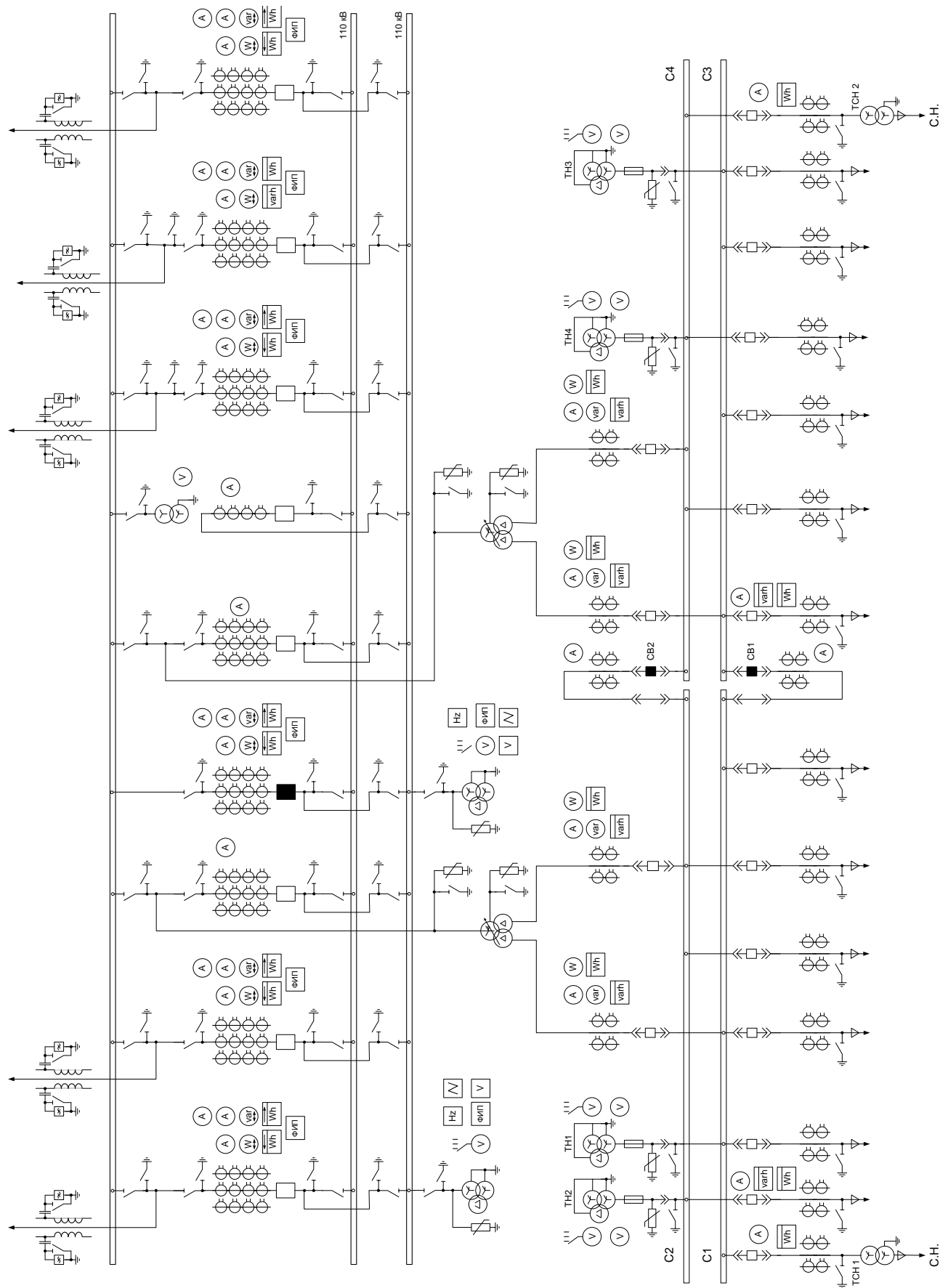


Рисунок Е.1 – Схема электрическая подстанции аграрного комплекса

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.117.00 ПЗ

Лист

106