

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

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент,

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Развитие сетевого района 110/35 кВ**

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02.2018.254 ВКР**

(код направления, год, номер студенческого)

**Консультант, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/ А.Н. Андреев /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Руководитель, профессор, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/Б.Г. Булатов /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы ПЗ–571**

\_\_\_\_\_/И.Ю. Деменева/  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, профессор, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/ Б.Г. Булатов /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Челябинск 2018**

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

Деменевой Ирины Юрьевны  
(Ф. И.О. полностью)

Группа 571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие сетевого района 110/35 кВ

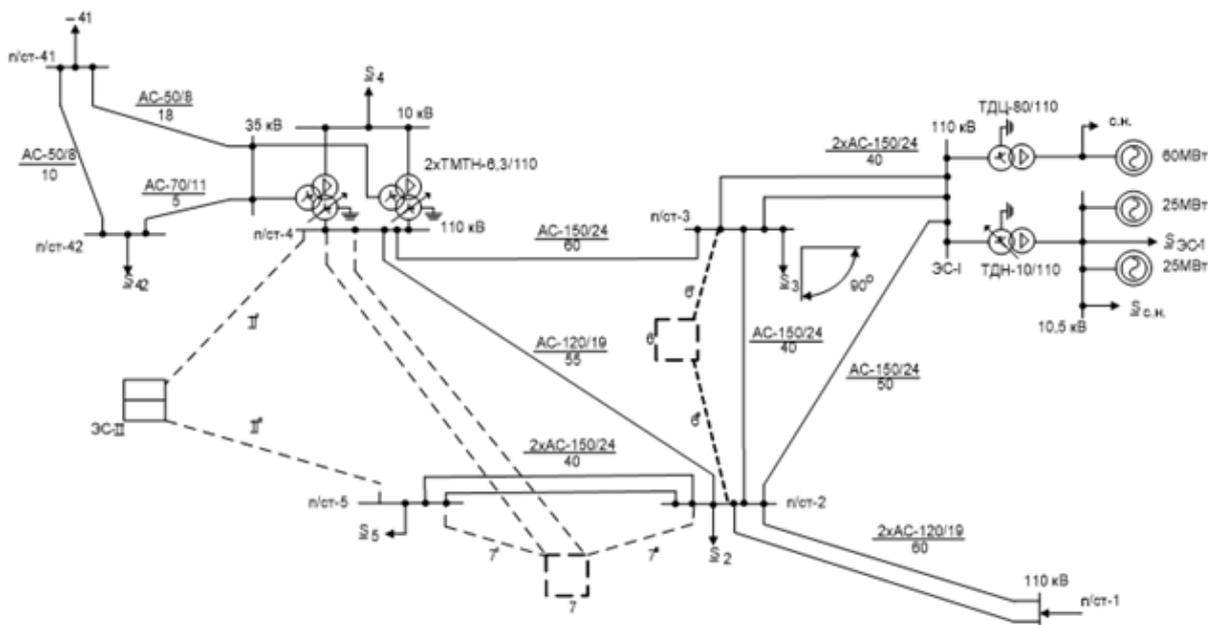
---

утверждена приказом по университету от 04.04. 2018 г. № 580

2. Срок сдачи студентом законченной работы 20.06.2018

3. Исходные данные к работе

Исходная схема электрических соединений (район Урал)



Данные о расположении новых объектов:

Длины новых линий

Таблица 1

Длины новых линий, км					
II'	II''	6'	6''	7'	7''
45	55	15	40	25	30

Данные о нагрузках сети

Таблица 2

п/ст 2 ш. 110 кВ P <sub>2</sub> /tgφ	п/ст 3 ш. 110 кВ P <sub>3</sub> /tgφ	п/ст 4 ш. 10 кВ P <sub>4</sub> /tgφ	п/ст 41 ш. 35 кВ P <sub>41</sub> /tgφ	п/ст 42 ш. 35 кВ P <sub>42</sub> /tgφ	п/ст 5 ш. 110 кВ P <sub>5</sub> /tgφ	п/ст 6 ш. 10 кВ P <sub>6</sub> /tgφ	п/ст 7 ш. 10 кВ P <sub>7</sub> /tgφ	ЭС - 1 ш. 10,5 кВ P <sub>ЭС1</sub> /tgφ	ЭС - 2 ш. ВН P <sub>ЭС2</sub> /tgφ
28/0,56	38/0,51	17/0,62	8/0,56	7/0,54	21/0,54	50/0,45	28/0,48	41/0,54	42/0,51

Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения мощности до 0,7; все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки  $T_{нб} = 6000$  ч;

Сведения об источниках мощности: мощность генераторов электростанции I составляет 110 МВт; для вновь проектируемой электростанции II мощность генераторов 230МВт (2\*60+110) и количество установленных генераторов 3ед.

Точка притыкания проектируемого района к электрической сети системы (подстанция I) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее задаются значения напряжения  $U_{бу}$  в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном

$$\underline{U_{\text{макс}}} = 118\text{кВ}$$

$$\underline{U_{\text{мин}}} = 115\text{кВ}$$

$$\underline{U_{\text{пав}}} = 113\text{кВ}$$



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

1 Электрическая схема сети

2 Карты режимов сети

3 Схема электрическая ПС-6

4 Схемы релейной защиты

Всего 4 листа

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	Андреев А.Н.		

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

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

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов дипломного проекта	Срок выполнения этапов проекта	Отметка о выполнении руководителя
1. Введение		
2. Развитие сетевого района		
3. Разработка подстанции ПС-6		
4. Плавка гололеда на ПС-6		
5. Заключение		
6. Библиографический список		
7. Пояснительная записка		
8. Графическая часть:		
9. Электрическая схема сети		
10. Карты режимов сети		
11. Схема электрическая ПС-6		
12. Схемы релейной защиты		
13. Оформление пояснительной записки		
14. Оформление графической части		

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_/Б.Г. Булатов/

Студент \_\_\_\_\_/И.Ю. Деменова/

## АННОТАЦИЯ

Деменева И.Ю.. Развитие сетевого района 110/35 кВ.  
 – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, 2018, 96 с., 11 илл., 34  
 таблицы, библиографический список – 14 наименований, 4  
 листа чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант городской электрической сети, обеспечивающий надежное электроснабжение потребителей. Рассчитаны режимы данного варианта. Разработана подстанция 110/35 кВ, выбрана ее схема и электрооборудование, рассчитана релейная защита силового трансформатора. Разработано устройство плавки гололеда на ПС-6.

					13.03.02.2018.254.00 ПЗ								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Развитие сетевого района 110/35 кВ</i>			Лит.		Лист	Листов		
Разраб.	Деменева							в	к	р	3		
Провер.	Булатов Б.Г.												
Реценз.													
Н. Контр.	Булатов Б.Г.							ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ					
Утверд.	Горшков К.Е.												

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 РАЗВИТИЕ СЕТЕВОГО РАЙОНА.....	6
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	6
1.1.1 Баланс активных мощностей.....	6
1.1.2 Баланс реактивных мощностей.....	7
1.2 Анализ схемы электрической сети района.....	10
1.2.1 Анализ сети 35 кВ энергосистемы.....	10
1.2.2. Анализ работы трансформаторов, установленных в системе.....	14
1.3. Выбор варианта развития схемы электрической сети промышленного района.....	17
1.3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети.....	17
1.3.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	17
1.3.3 Выбор количества и мощности трансформаторов.....	18
1.3.4 Выбор конфигурации схемы сети.....	21
1.3.5 Расчет потокораспределения мощностей.....	24
1.3.5.1 Расчет параметров схем замещения сетей.....	24
1.3.5.2 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений линий.....	26
1.3.6 Выбор электрических схем подстанций.....	29
1.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	30
1.5 Расчет и анализ основных режимов спроектированной сети.....	34
1.5.1 Расчетные параметры схемы замещения сети.....	34
1.5.2 Расчет режима максимальных нагрузок.....	36
1.5.3 Расчет режима минимальных нагрузок.....	37
1.5.4 Расчет послеаварийного режима.....	38
1.6 Регулирование напряжение у потребителя.....	38
1.7 Расчет технико-экономических показателей спроектированной	

										Лист
										2
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

электрической сети.....	40
2 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ ПС-6.....	44
2.1 Выбор электрической аппаратуры на ВН И НН подстанции.....	44
2.1.1 Расчёт токов нагрузок на присоединениях на ВН и НН распределительных устройств в нормальном и утяжелённом режимах..	44
2.1.2 Расчет токов короткого замыкания на ВН и НН.....	45
2.1.3 Выбор выключателей, разъединителей на ВН и НН подстанции...	48
2.1.4 Выбор КИП на присоединениях и СШ ВН и НН.....	55
2.1.5 Выбор ТТ ТН на ВН и НН ПС.....	56
2.1.6 Выбор токоведущих частей и изоляторов.....	65
2.2 Собственные нужды подстанции.....	70
2.3 Релейная защита силового трансформатора.....	71
2.3.1. Дифференциальная защита.....	72
2.3.2 МТЗ с выдержкой времени на НН.....	77
2.3.3 МТЗ с выдержкой времени на ВН.....	79
2.3.4 Защита от перегруза на НН.....	80
2.3.5 Газовая защита.....	81
2.3.6 Газовая защита РПН.....	81
3 ПЛАВКА ГОЛОЛЕДА НА ПС-6.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	93





# 1 РАЗВИТИЕ СЕТЕВОГО РАЙОНА

## 1.1. Баланс активных и реактивных мощностей

### 1.1.1. Баланс активных мощностей

Баланс мощности составляют для перспективных (заданных) нагрузок с учетом новых промышленных объектов (ПС 6 и ПС 7) и электростанции ЭС-2.

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электрических станций столько электрической энергии, сколько в данный момент требуется всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте можно записать как

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П},$$

где  $\sum P_{Г}$  – суммарная генерируемая активная мощность электрических станций;

$\sum P_{П}$  – суммарное потребление мощности.

Баланс активной мощности рассматривается для режима максимальных нагрузок ( $P_{Н} = P_{Н(\text{макс})}$ ).

Потребление активной мощности в системе состоит из нагрузок потребителей  $\sum P_{Н}$ , собственных нужд (с.н.) электростанций  $\sum P_{сн}$ , потерь мощности в ЛЭП  $\sum \Delta P_{Л}$  и трансформаторах  $\sum \Delta P_{Т}$ :

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}$$

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

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

$$\begin{aligned} & \sum P_{Л} + \sum P_{Т} = \\ & = 0,03(28 + 38 + 17 + 8 + 7 + 21 + 50 + 28) \\ & + 0,015(17 + 8 + 7 + 50 + 28) = 7,56 \text{ МВт} \end{aligned}$$

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

Расход активной мощности на СН для ЭС 1 и ЭС 2.

$$\sum P_{\text{СН}} = 0,06(110 + 230) = 20,4\text{МВт}$$

Потребление активной мощности в системе:

$$\sum P_{\text{П}} = 280 + 20,4 + 7,56 = 307,96\text{МВт}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ( $-P_c$ ) либо потребляемой ( $+P_c$ ) балансирующим узлом,

$$P_c = \sum P_{\text{Г}} - \sum P_{\text{П}} = 32,04\text{МВт}$$

Проектируемая система является профицитной по мощности, балансирующий узел потребляет 32,04МВт.

### 1.1.2. Баланс реактивных мощностей

Для составления баланса реактивной мощности необходимо определить мощности нагрузок подстанций. По известным значениям  $P_{\text{max}}$  и  $\text{tg}\varphi$  определяем модуль полной мощности:

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2};$$

и реактивную мощность:

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \text{tg}\varphi$$

В таблице 1.1 приводятся данные: об исходных расчетных нагрузках отдельных пунктов потребления с выделением расчетных активных, реактивных и полных нагрузок.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						7

13.03.02.2018.254.00

Таблица 1.1 - Расчетные нагрузки дл ПС/СТ

№	2 ш 110	3 ш 110	4 ш 10	41 ш 35	42 ш 35	5 ш 110	6 ш 10	7 ш 10	ЭС-1 ш 10,5	ЭС-2 ш 110
$P_{\text{МАХ}}, \text{Мвт}$	28	38	17	8	7	21	50	28	41	42
$Q_{\text{МАХ}}, \text{МВар}$	15,68	19,38	10,54	4,48	3,78	11,34	22,25	13,44	22,14	21,42
$S_{\text{МАХ}}, \text{МВА}$	32,1	42,7	20,0	9,2	8,0	23,9	54,7	31,1	46,6	47,1
$\cos\varphi_i$	0,87	0,89	0,85	0,87	0,88	0,88	0,91	0,90	0,88	0,89
$\text{tg}\varphi_i$	0,56	0,51	0,62	0,56	0,54	0,54	0,45	0,48	0,54	0,51

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\text{З}} \pm Q_{\text{КУ}} \pm Q_{\text{С}} = \sum Q_{\text{П}},$$

где  $\sum Q_{\Gamma}$  – суммарная реактивная мощность, которая вырабатывается генераторами электрической станции при коэффициенте мощности не ниже номинального;  $\sum Q_{\text{З}}$  – мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная);

$Q_{\text{КУ}}$  – реактивная мощность КУ;

$Q_{\text{С}}$  – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы  $\text{tg}\varphi_{\text{С}}$ .

Баланс по реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок ( $Q_{\text{Н}} = Q_{\text{Н(макс)}}$ ).

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum Q_{\text{П}}$ , собственных нужд электростанций  $\sum Q_{\text{СН}}$ , потерь мощности в ЛЭП  $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$ , и трансформаторах  $\sum \Delta Q_{\text{Т}}$ :

$$\sum Q_{\text{П}} + \sum Q_{\text{Н}} + \sum Q_{\text{СН}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}}.$$

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{Н}} &= 15,68 + 19,38 + 10,54 + 4,48 + 3,78 + 11,34 + 22,25 + 13,44 + 22,1 \\ &+ 21,42 = 144,45 \text{МВар} \end{aligned}$$

Потери реактивной мощности для ВЛ ориентировочно можно брать 1...2 % при 35 кВ, 4...6 % при 110 кВ, 10...15 % при 220 кВ от модуля полной



необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сетевого района, а затем разнести ее по узлам потребления.

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы (п/ст I). Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы  $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c$ , который равен  $\operatorname{tg} \varphi_c = 0..0,35$ .

$$Q_c = 0,35 \cdot 32,04 = 11,2 \text{ МВАр}$$

Составим баланс мощности:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_3 \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_c = \sum Q_{\Pi}$$

$$163,2 + 18,15 - 11,2 = 164,6 \text{ МВАр}$$

$$170,14 \text{ МВАр} = 164,6 \text{ МВАр}$$

Исходя из результата баланса реактивной мощности делаем вывод, что генерируемой мощности станциями достаточно для обеспечения всех потребителей. Установка компенсирующих устройств не требуется.

## 1.2. Анализ схемы электрической сети района

### 1.2.1. Анализ сети 35 кВ энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая (сеть местного значения), источником питания являются шины 35 кВ п/ст 4 (рис. 1– 5). Поэтому все расчеты проводятся упрощенно. Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшие токи линий ( $I_{\text{нб}}$ ) превысят допустимые для заданных сечений ( $I_{\text{доп}}$ ) или наибольшая потеря напряжения ( $\Delta U_{\text{нб}}$ ) превысит допустимую величину ( $\Delta U_{\text{доп}}$ ). Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по нормированным ГОСТ-32144-2013 отклонениям напряжения на электроприемниках [13].

Проверка по допустимому току:

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

Для проверки первого условия следует рассмотреть все возможные послеаварийные режимы работы сети, выбрать для каждого  $i$ -го участка наибольший ток и сравнить с допустимым  $I_{нбi} < I_{доп}$ .

1. Проверка ВЛ 35кВ 4''-42 (Отключение линии 4'-41):

- по линии 4''-42 протекает мощность:

$$S_{4''-42}=7+8=15\text{МВА};$$

Найдем наибольший ток в послеаварийном режиме:

$$I_{ПА\ 4''-42} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35} = 247\text{А};$$

Допустимый ток для сечения 50/8 -  $I_{доп} = 247\text{А}$

$$I_{ПА\ 4''-42} = 247\text{А} > I_{доп} = 210\text{А}$$

Провод сечением  $50\ \text{мм}^2$  не удовлетворяет проверке по нагреву.

Выбираем провод сечением  $70\ \text{мм}^2$

Допустимый ток для сечения 70/11 -  $I_{доп} = 265\text{А}$

$$I_{ПА\ 4''-42} = 247\text{А} < I_{доп} = 265\text{А}$$

Провод сечением  $70\ \text{мм}^2$  удовлетворяет проверке по нагреву.

2. Проверка ВЛ 35кВ 4'-41 (Отключение линии 4''-42):

- по линии 4'-41 протекает мощность:

$$S_{4'-41}=15\text{МВА};$$

Найдем наибольший ток в послеаварийном режиме:

$$I_{ПА\ 4'-41} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35} = 247\text{А};$$

Допустимый ток для сечения 70/11 -  $I_{доп} = 265\text{А}$

$$I_{ПА\ 4'-41} = 247\text{А} < I_{доп} = 265\text{А}$$

Провод сечением  $70\ \text{мм}^2$  удовлетворяет проверке по нагреву.

3. Проверка ВЛ 35 кВ 41-42 (Отключение линии 4'-41):

- по линии 41-42 протекает мощность:

$$S_{41-42}=8\text{МВА};$$

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

Найдем наибольший ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ПА } 41-42} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 35} = 132,1\text{А};$$

Допустимый ток для сечения 50/8 -  $I_{\text{доп}} = 210\text{А}$

$$I_{\text{ПА } 41-42} = 132,1\text{А} < I_{\text{доп}} = 210\text{А} \quad (48)$$

Провод сечением  $50 \text{ мм}^2$  удовлетворяет проверке по нагреву.

Проверка по наибольшей потере напряжения:

При проверке второго условия необходимо найти наибольшую потерю напряжения, используя следующую методику.

1. Разрезав сеть по п/ст 4 перейти к схеме (рис. 1.1).
2. Рассчитать потоки мощности на головных участках сети:

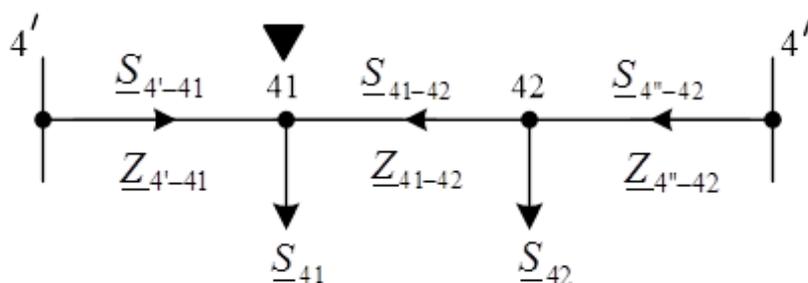


Рис. 1.1. Расчётная схема

$$\underline{S}_{4'-41} = \frac{\sum_{i=1}^2 \underline{S}_{4i} \cdot \underline{Z}_{i4''}^*}{\underline{Z}_{4'-4''}^*} ; \quad \underline{S}_{4''-42} = \frac{\sum_{i=1}^2 \underline{S}_{4i} \cdot \underline{Z}_{i4'}^*}{\underline{Z}_{4'-4''}^*} ;$$

Найдем сопротивления линий, используя справочные данные.

Сопротивления и проводимости схемы замещения ВЛЭП определяются по общепринятой методике

$$R_{ij} = \frac{R_0 \cdot L}{n} ; \quad X_{ij} = \frac{X_0 \cdot L}{n} ; \text{ где}$$

$R_0$  - удельное активное сопротивление участка;

$X_0$  - удельное реактивное сопротивление участка;

$L$  - длина участка;

$n$  - число цепей.

Расчет параметров сведен в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 - Удельные параметры участков сети

Линия	Сечение провода	L, км	R <sub>0</sub> ,	X <sub>0</sub> ,	Кол-во цепей	R <sub>ij</sub> ,	X <sub>ij</sub> ,
			Ом/км	Ом/км		Ом	Ом
4'-41	70	18	0,42	0,44	1	7,6	8,0
41-42	50	10	0,59	0,46	1	5,9	4,6
4''-42	70	5	0,42	0,44	1	2,1	2,2

Получим исходные для расчета потокораспределения, результаты расчета представлены в таблицы 1.3.

Мощности на шинах 35кВ ПС:

$$S_{41} = 8 + j4,48 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = 7 + j3,78 \text{ МВА}$$

Сопротивления ВЛ 35кВ:

$$Z_{4'-41} = 7,6 + j8 \text{ Ом}$$

$$Z_{41-42} = 5,9 + j4,6 \text{ Ом}$$

$$Z_{4''-42} = 2,1 + j2,2 \text{ Ом}$$

ПС 42 является точкой потокоразделения по активной и реактивной мощности.

Таблица 1.3 - Потораспределение мощности по сети 35 кВ

ВЛ	Длина ВЛ, км	Максимальный переток	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , МВар	S <sub>max</sub> , МВА
4'-41	18	$\frac{S_{41}(Z_{41-42} + Z_{4''-42}) + S_{42}Z_{4''-42}}{Z_{4'-41} + Z_{41-42} + Z_{4''-42}}$	6,70	2,61	7,19
41-42	10	$S_{41} - S_{4'-41}$	1,30	1,87	2,28
4''-42	5	$S_{41-42} + S_{42}$	8,30	5,65	10,04

3. Определить  $\Delta U_{нб}$  как сумму потерь напряжения на участках между источником питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{42-4} + \Delta U_{41-42} = U_{4'-41}$$

при этом для любого участка

$$\Delta U_i = \frac{P_i r_i + Q_i x_i}{U_{ном}}$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $r_i$ ,  $x_i$  – соответственно потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления.

$$\Delta U_{нб} = \frac{8,3 \cdot 2,1 + 5,65 \cdot 2,2}{35} + \frac{1,3 \cdot 5,9 + 1,87 \cdot 4,6}{35} = 1,32 \text{кВ}$$

4. Проверим второе условие  $\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}$ .

$$\Delta U_{доп} = 5\% \Delta U_{ном} = 1,75 \text{кВ}$$

$$1,32 \text{кВ} < 1,75 \text{кВ}$$

Условие выполняется

Оба условия выполняются, сеть реконструкции не подлежит.

### 1.2.2. Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

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

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на ПС. Для понижающих ПС (п/ст 4) данное условие выполняется, если

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк}) S_T} \leq k_{ав},$$

где  $n_T$ ,  $S_T$  – число и единичная мощность трансформаторов, которые установлены на ПС;

$n_{отк}$  – число отключенных трансформаторов.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						14

13.03.02.2018.254.00

$S_{ав}$  - определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения  $\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ .

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме  $\underline{S}_{нб} = k_M \underline{S}_{н(макс)}$ , где  $k_M$  - коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять  $k_M = 1, \underline{S}_{нрез} = 0$ .

Проверка трансформатора на ПС 4 в аварийном режиме:

$$\frac{32}{(2-1)6,3} = 5,07 > 1,4$$

Условие не выполняется, необходима установка более мощных трансформаторов.

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения (ЭС-1), трансформаторы связи должны обеспечить выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и резервировать электроснабжение нагрузок на напряжении 6-10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов. Это можно проверить следующим образом:

1. Рассчитать мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах:

- в режиме минимальных нагрузок потребителей на шинах генераторного напряжения

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_G - P_{н(мин)} - P_{сн})^2 + (\sum Q_G - Q_{н(мин)} - Q_{сн})^2},$$

где  $\sum P_G, \sum Q_G$  - активная и реактивная мощности генераторов, работающих на сборные шины;  $P_{н(мин)}, Q_{н(мин)}$  - активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме;  $P_{сн}, Q_{сн}$  - активная и реактивная мощность собственных нужд;

$$S_1 = \sqrt{(50 - 28,7 - 3)^2 + (24 - 15,5 - 1,86)^2} = 19,5 \text{ МВА}$$

- в режиме максимальных нагрузок

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\text{макс})} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\text{макс})} - Q_{CH})^2}$$

где  $P_{H(\text{макс})}$ ,  $Q_{H(\text{макс})}$  – активная и реактивная мощности в режиме максимальных нагрузок;

$$S_2 = \sqrt{(50 - 41 - 3)^2 + (24 - 22,14 - 1,86)^2} = 6 \text{ МВА}$$

– в послеаварийном режиме при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\text{макс})} - P_{H(\text{макс})} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\text{макс})} - Q_{H(\text{макс})} - Q_{CH})^2}$$

где  $P_{\Gamma(\text{макс})}$ ,  $Q_{\Gamma(\text{макс})}$  – составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора.

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 41 - 3)^2 + (24 - 12 - 22,14 - 1,86)^2} = 22,5 \text{ МВА}$$

2. Выбираем из мощностей  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  наибольшую  $S_{\text{ТНБ}}$  и проверяем выполнение условия

$$\frac{S_{\text{ТНБ}}}{(n_{\text{T}} - n_{\text{ОТК}})S_{\text{T}}} \leq k_{\text{ав}}$$

$$\frac{22,5}{10} = 2,5 > 1$$

Если на электростанции (ЭС-1) используется схема блока генератор-трансформатор, то последний должен пропустить всю выработанную генератором энергию, что возможно при  $S_{\text{T}} \geq S_{\Gamma}$ .

Сведения по выбору трансформаторов на подстанциях сведем в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 - Сведения по выбору трансформаторов на подстанциях

№ подстанции/станции	Мощность ПС в рабочем режиме, МВА	Мощность ПС в послеаварийном режиме, МВА	Число трансформаторов на ПС	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Загрузка трансформатора в нормальном режиме	Загрузка трансформатора в аварийном режиме	Примечание
4	32 НН-17	32 НН-17	2	6,3	2,53	5,07	подлежит реконструкции

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
						16

	СН-15	СН-15					и
ЭС 1	110	50	2	80 10	0,83 2,5	-	подлежит реконструкци и

### **1.3. Выбор варианта развития схемы электрической сети промышленного района**

#### **1.3.1. Выбор номинального напряжения для проектирования сети**

В данном примере проектирования выбора класса номинального напряжения можно обосновать следующим образом:

- проектирование ведется в районе Урала, поэтому класс экономически целесообразного номинального напряжения распределительной сети следует выбирать из ряда: 500, 220, 110 кВ;

- существующая сеть работает на напряжение 35-110 кВ, принимая во внимание это критерий целесообразно будет придерживаться этого класса напряжения.

- анализ мощностей нагрузок потребителей (от 15 до 50 МВт) и расстояние между подстанциями (от 15 до 65 км) показывает, что они соответствуют экономически целесообразному классу напряжения 110 кВ.

С учетом перечисленных обстоятельств, для всех рассматриваемых вариантов распределительной сети используется класс номинального напряжения 110 кВ.

#### **1.3.2. Выбор схемы электростанции ЭС-2**

Проектируемая ЭС-2 представляет собой станцию с тремя мощными генераторами 2 по 60МВт и 1 - 110МВт. В районе сооружения станции нет потребителей на низкое напряжение 6 - 10 кВ. Так как таких потребителей нет и на станции установлены мощные генераторы с номинальным напряжением 13,8 - 20 кВ, то каждый генератор непосредственно соединяется с повышающим трансформатором.

Выбираем тип схемы станции – блочный.

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

### 1.3.3. Выбор количества и мощности трансформаторов

В данном разделе необходимо произвести выбор трансформаторов на новых ПС 6 и 7, на новой станции ЭС-2, а также произвести реконструкцию на объектах ЭС-1 и ПС 4.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов. При этом мощность  $S_T$  определяется из условия

$$S_T > \frac{S_{\text{макс}}}{n_T},$$

где  $S_{\text{макс}} = S_{\text{нб}}$  для понижающих трансформаторов и  $S_{\text{макс}} = S_{\text{тнб}}$  – наибольшая возможная мощность наиболее загруженной обмотки для повышающих трансформаторов и трансформаторов связи;  $n_T = 2$ .

Выбранный трансформатор должен иметь коэффициент нагрузки в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{2S_T} \leq 0,65 - 0,7$$

в послеаварийном режиме

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_T} \leq 1,4$$

Выбор трансформаторов на ПС.

Выбираем трансформаторы на подстанции №4 110/35/10кВ

Расчетная мощность на шинах ВН подстанции №4 равна

$$S_4 = 32\text{МВА}$$

Выбираем два трансформатора с  $S_{T4} = 25\text{ МВА}$

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		18





На ЭС-2 будут установлены два трансформатора типа ТДЦ-80000/110 и один трансформатор ТДЦ-125000/110

### 1.3.4. Выбор конфигурации схемы сети

В данном разделе разработаем варианты конфигурации схемы сети. Варианты должны удовлетворять критериям рациональности, надежности, экономичности и т.д.

Наметим 4 варианта сети. Каждый вариант будет иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая, смешенная).

На рисунке 1.2 представлена исходная схема сети 110кВ. Наметим возможные пути подключения новых объектов к существующей сети источники мощности для всех потребителей, планируя осуществить их питание по кратчайшему пути.

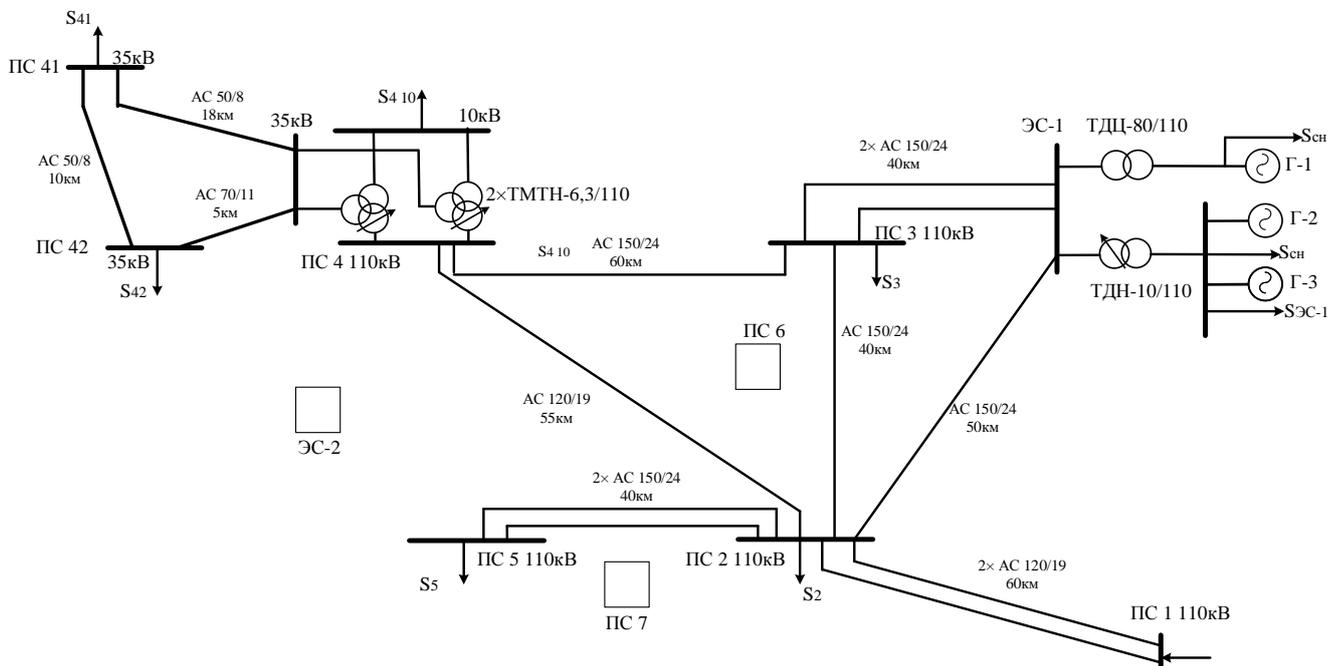


Рисунок 1.2. Существующая сеть и новые вводимые объекты.

Все вводимые объекты требуют 100 % резерва по сети, т.к. имеют потребителей первой и второй категории.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					
									21

13.03.02.2018.254.00



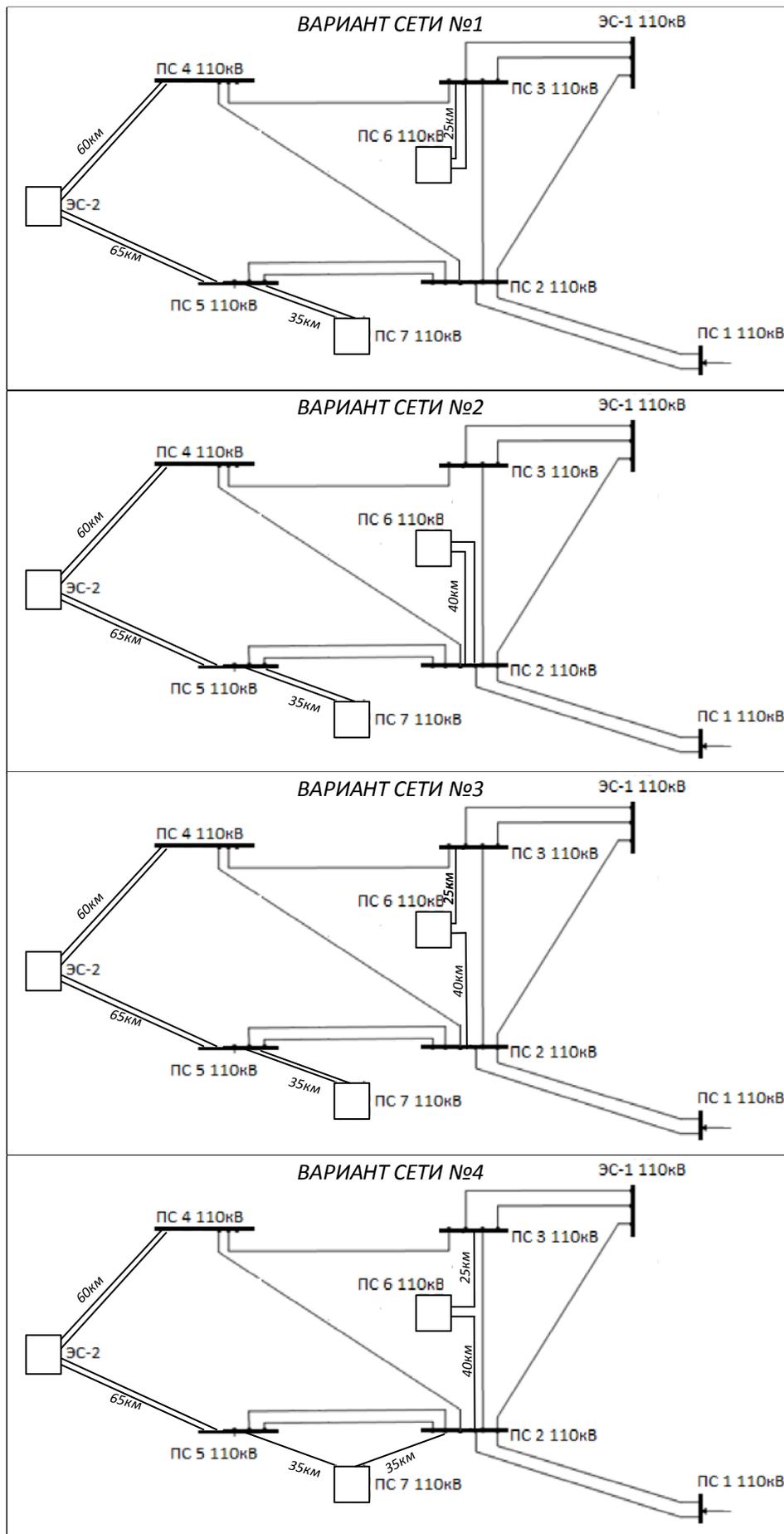


Рисунок 1.3. Варианты развития электрической сети.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

13.03.02.2018.254.00

Лист

23



Возникает необходимость установки автотрансформаторов на ПС 4, что ведет к увеличению капиталовложений в строительство. Следовательно, наиболее рациональный вариант подключения ЭС-2 к сети – это две двухцепные ВЛ 110кВ.

Все представленные варианты имеют возможность быть воплощены в реальности, произведем их сравнение и выберем наиболее рациональный вариант схемы развития электрической сети. Критериями для выбора схем являются наименьшая протяженность ВЛ, надежность сети и качество электроэнергии. Также выберем два варианта из представленных на основании их принципа построения, один вариант будет собой представлять радиальное подключение новых ПС, второй замкнутое.

В вариантах 1 и 2 новые ПС 6 и 7 имеют радиальное подключение к сети, выберем из них с наименьшей протяженностью ВЛ, это схема сети №1.

Варианты 3 и 4 представляют собой подключение ПС 6 и 7 как проходные, из них выберем №3.

Все представленные конфигурации сетей являются сложнозамкнутыми сетями. Для дальнейшей работы используем программный комплекс «NetWorks». С помощью него мы определим предварительное потокораспределение по сети и рассмотрим различные послеаварийные режимы. Данный расчет возможно провести без учета сети 35кВ и силовых трансформаторов на ПС/Ст, т.к. потокораспределение определятся приближенно.

### **1.3.5. Расчет потокораспределения мощностей**

#### **1.3.5.1. Расчет параметров схем замещения сетей**

Рассчитаем параметры схем замещения рассматриваемых вариантов сети. Средние удельные параметры проводов для новых ВЛ ( $r_0 = 0,2$  Ом/км;  $x_0 = 0,4$  Ом/км;  $b_0 = -2$  мксим/км). Результаты расчета параметров для обоих вариантов сведены в таблицу 1.6.

										Лист
										25
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

Сопротивления и проводимости схемы замещения ВЛЭП определяются по общепринятой методике

$$R_{ij} = \frac{R_0 \cdot L}{n}; \quad X_{ij} = \frac{X_0 \cdot L}{n}; \quad B_{ij} = \frac{B_0 \cdot L}{n}, \text{ где}$$

$R_0$  - удельное активное сопротивление участка;

$X_0$  - удельное реактивное сопротивление участка;

$B_0$  - удельная емкостная проводимость;

$L$  - длина участка;

$n$  - число цепей.

Таблица 1.6 - Параметры схемы замещения сети

Линия	Сечение провода	L, км	$R_0$	$X_0$	$B_0$	Кол-во цепей	$R_{ij}$	$X_{ij}$	Вл
			Ом/км	Ом/км	мкСм/км		Ом	Ом	мкСм
<b>ВАРИАНТ СЕТИ 1</b>									
ЭС2-4	-	60	0,2	0,4	2	2	6	12	240
ЭС2-5	-	65	0,2	0,4	2	2	6,5	13	260
5-7	-	35	0,2	0,4	2	2	3,5	7	140
3-6	-	25	0,2	0,4	2	2	2,5	5	100
<b>ВАРИАНТ СЕТИ 2</b>									
ЭС2-4	-	60	0,2	0,4	2	2	6	12	240
ЭС2-5	-	65	0,2	0,4	2	2	6,5	13	260
5-7	-	35	0,2	0,4	2	2	3,5	7	140
2-6	-	40	0,2	0,4	2	2	4	8	160
3-6	-	25	0,2	0,4	2	2	2,5	5	100
<b>СУЩЕСТВУЮЩАЯ СЕТЬ</b>									
5-2	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
2-3	150	40	0,204	0,42	2,707	1	8,16	16,8	108,28
3-4	150	60	0,204	0,42	2,707	1	12,24	25,2	162,42
2-4	120	55	0,244	0,427	2,658	1	13,42	23,485	146,19
ЭС1-3	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
ЭС1-2	150	50	0,204	0,42	2,707	1	10,2	21	135,35
1-2	120	60	0,204	0,42	2,707	2	6,12	12,6	324,84

### 1.3.5.2. Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений линий

Для каждого из двух выше намеченных вариантов электросети требуется выполнить ряд расчетов.

Рассмотреть все возможные послеаварийные режимы сети. Для этого необходимо провести многократное вычисление приближенного потокораспределения в электросети, постоянно меняя её схему, последовательным отключением одного из участков электросети. Для решения этой задачи необходимо использовать ПК «NetWorks». Каждой конфигурация сети будет занесена в данный комплекс в соответствии с параметрами (таблица 3.2). Данный расчет возможно провести без учета сети 35кВ и силовых трансформаторов на ПС/Ст, т.к. потокораспределение определятся приближенно. Результаты расчета нормального режима сетей представлены в приложение 1 в виде карты-схем режимов, рисунок 1 и 2. Результаты расчетов целесообразно представить в виде таблицы 3.3-3.4, результаты расчетов представлены максимальными токами в различных послеаварийных режимах. На основании полученных данных будет произведен выбор сечений, проектируемых ВЛ 110кВ, а также произведена проверка по нагреву всех ВЛ существующей сети ( $I_{нб} \geq I_{доп}$ ).

Покажем на примере выбор сечения новой двухцепной ВЛ 5-7 сети №1, остальной выбор сведен в таблицы 1.7-1.8. Выбор сечения ведем по экономической плотности тока

для  $5000 > T_{max} = 6000$ ч, следовательно  $j_{max} = 1 \text{ А/мм}^2$  [5].

Ток нормального режима по одной цепи, полученный в ПК «NetWorks».

$$I_{нр} = \frac{93,92}{2} = 46,95(\text{А})$$

Расчетное сечение

$$F_{расч} = \frac{I_{нр}}{j_{нэК}} = \frac{46,95}{1} = 46,95(\text{мм}^2)$$

Выбираем провод  $2 \times \text{АС} - 70/11$

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

Проверяем сечение по короне и на нагрев длительным током аварийного режима.

1. Проверка по короне. Согласно требованиям ПУЭ (ст.37, табл. 2.5.7) минимальное сечение по короне для сетей 110кВ  $70\text{мм}^2$ .

$$F_{\text{расч}} = 70\text{мм}^2 \geq F_{\text{мин кор}} = 70\text{мм}^2 - \text{условие выполнено}$$

2. Проверка по нагреву, наибольший ток рассчитан ПК «NetWorks»

$$I_{\text{авр}} = \frac{140,88}{2} = 70,44(\text{А})$$

Ток допустимой длительной токовой нагрузки (см. таб. 7.12[1]), 1,2-коррекционный коэффициент допустимого тока для территории Урала.

$$I_{\text{авр}} = 70,44 < 1,2I_{\text{дл.доп.}} = 330\text{А} - \text{условие выполнено}$$

Таблица 1.7 - Выбор сечений проводов сети №1

№ ВЛ	ЭС2-5	5-2	2-3	5-7	3-4	2-4	ЭС2-4	ЭС1-3	ЭС1-2	1-2	3-6
	Значение тока каждой ВЛ, А										
Норм. режим	451,24	275,74	107,68	93,92	136,58	113,63	404,5	304,19	54,86	363,27	306,87
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двухцепной линии)											
ЭС2-5	676,86	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	276,35
5-2	451,24	413,61	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	276,35
2-3	445,27	275,96	-	95	176,76	119,41	425,91	382,39	70,96	386,63	323,93
5-7	428,66	211,49	66,46	140,88	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	276,35
3-4	507,42	329,48	181,77	94,29	-	184,87	346,46	356,04	14,55	384,96	314,41
2-4	505,55	338,32	116,19	94,78	185,33	-	366,12	299,87	73,6	382,75	309,9
ЭС2-4	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	606,75	298,01	66,75	246,94	276,35
ЭС1-3	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	447,02	66,75	246,94	276,35
ЭС1-2	458,98	283,43	100,19	94,18	120,77	123,17	398,63	346,43	-	373,5	307,07
1-2	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	726,54	276,35
3-6	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	613,74
$I_{\text{нб пав}}, \text{А}$	676,86	413,61	181,77	140,88	185,33	184,87	606,75	447,01	73,6	726,54	613,74
$n_c \cdot F_c$	-	2×150	1×150	-	1×150	1×120	-	2×150	1×150	2×120	-
$I_{\text{доп}}^c, \text{А}$	-	540	540	-	540	468	-	540	540	468	-

$n_0 \cdot F_0$	2×240	2×150	1×150	2×70	1×150	1×120	2×240	2×150	1×150	2×120	2×150
$I_{доп}^0, A$	732	540	540	330	540	468	732	540	540	540	732

Для двухцепных ВЛ ток рассчитан по двум цепям, для одноцепных ВЛ – по одной. Поэтому для проверки по нагреву двухцепных ВЛ максимальный ток, полученный в Networks, необходимо разделить на два. Во всех случаях  $I_{доп}$  меньше  $I_{ПА}$ , следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву.

Таблица 1.8 - Выбор сечений проводов сети №2

№ ВЛ	ЭС2-5	5-2	2-3	5-7	3-4	2-4	ЭС2-4	ЭС1-3	ЭС1-2	1-2	3-6	2-6
	Значение тока каждой ВЛ, А											
Норм. режим	458,24	280,36	41,94	93,48	113,29	119,59	391,40	260,11	86,35	354,72	167,28	134,50
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двухцепной линии)												
ЭС2-5	687,36	222,64	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
5-2	458,24	420,54	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
2-3	459,04	282,33	-	93,81	115,09	121,87	394,34	272,81	82,21	363,99	158,95	150,26
5-7	458,24	280,36	41,94	83,88	92,27	109,90	333,01	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
3-4	505,51	328,09	70,29	93,86	-	184,09	345,11	287,20	59,41	371,48	140,67	161,27
2-4	514,56	342,52	57,51	94,16	172,67	-	344,66	253,60	99,29	372,64	179,49	130,13
ЭС2-4	458,24	280,36	41,94	93,48	113,29	119,59	587,10	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
ЭС1-3	441,55	222,64	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	390,17	111,85	255,18	115,52	157,84
ЭС1-2	466,20	287,53	48,88	93,74	96,58	128,64	384,63	338,54	-	365,73	192,39	113,17
1-2	441,55	222,64	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	390,17	111,85	510,36	115,52	
3-6	472,84	292,32	69,63	93,91	84,38	134,98	377,61	210,57	133,21	371,27	-	315,72
2-6	452,70	277,14	115,60	94,36	138,23	114,73	406,74	309,08	54,64	375,81	318,63	-
$I_{нб пав}, A$	687,36	420,54	70,29	94,16	172,67	184,09	587,10	390,17	133,21	510,36	192,39	315,72
$n_c \cdot F_c$	-	2×150	1×150	-	1×150	1×120	-	2×150	1×150	2×120	-	-
$I_{доп}^c, A$	-	540	540	-	540	468	-	540	540	468	-	-
$n_0 \cdot F_0$	2×240	2×150	1×150	2×70	1×150	1×120	2×240	2×150	1×150	2×120	2×185	1×150
$I_{доп}^0, A$	732	540	540	330	540	468	732	540	540	540	612	540

Во всех случаях  $I_{доп}$  меньше  $I_{ПА}$ , следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву.

Результаты расчета нормального режима сетей:

Суммарные потери мощностей по сети №1:

Суммарные потери активной мощности (P): 15,046 МВт	Суммарные потери реактивной мощности (Q): 13,333 МВАр
Потери в ЛЭП: 14,483 МВт	Потери в ЛЭП: 1,785 МВАр
- нагрузочные в ЛЭП: 14,483 МВт	- индуктивные: 28,308 МВАр
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт	- зарядная мощность ЛЭП: -26,522 МВАр
Потери в трансформаторах: 0,563 МВт	Потери в трансформаторах: 11,548 МВАр
- нагрузочные в трансформаторах: 0,403 МВт	- потери рассеяния: 10,421 МВАр
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,16 МВт	- намагничения (холостого хода): 1,127 МВАр

Суммарные потери мощностей по сети №2:

Суммарные потери активной мощности (P): 14,428 МВт	Суммарные потери реактивной мощности (Q): 10,952 МВАр
Потери в ЛЭП: 13,873 МВт	Потери в ЛЭП: -0,283 МВАр
- нагрузочные в ЛЭП: 13,873 МВт	- индуктивные: 27,056 МВАр
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт	- зарядная мощность ЛЭП: -27,339 МВАр
Потери в трансформаторах: 0,554 МВт	Потери в трансформаторах: 11,236 МВАр
- нагрузочные в трансформаторах: 0,39 МВт	- потери рассеяния: 10,079 МВАр
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,164 МВт	- намагничения (холостого хода): 1,157 МВАр

### 1.3.6. Выбор электрических схем подстанций

Выбор схем электрических соединений распределительных устройств подстанций выполняется на стороне ВН и на стороне НН подстанций, но схемы на стороне низшего напряжения подстанций не зависят от варианта развития электрической сети.

Таблица 1.9 - Схемы распределительных устройств ПС - вариант №1 и 2.

№ сети	№ ПС	Наименование схемы	Q 110 кВ
1	6	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	7	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	ЭС-2	12- Секционированная система шин с обходной	8
2	6	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	3
	7	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	ЭС-2	12- Секционированная система шин с обходной	8

#### 1.4. Технико-экономическое сравнение вариантов

Задачи проектирования энергосистем состоят в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие энергосистем, обеспечивающих снабжение потребителей при наименьших затратах. При этом должны выполняться технические ограничения по надежности энергоснабжения и качеству электроэнергии.

В практике разработки проектов электросетей для выбора варианта в качестве основного критерия используются условия минимума приведенных затрат при выполнении условия, что рассматриваемые варианты обеспечивают одинаковый (требуемый) энергетический эффект. При этом предполагается, что все новые электросетевые объекты сооружаются одновременно в течение одного года, что позволяет не учитывать распределение затрат во времени.

Экономические показатели рассматриваемых вариантов определяют в ценах одного временного периода и по одному источнику. При выполнении проектных работ применяются укрупненные стоимостные показатели.

Приведенные затраты определяются по следующей формуле, тыс. руб:

$$Z = E_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Z_{\Delta \varepsilon}$$

где  $E_n$  - нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений равный 0,12 для электроэнергетики;

$K_{\Sigma} = K_{вл_{\Sigma}} + K_{пс_{\Sigma}}$  - суммарные капиталовложения на сооружение сети;

$I_{\Sigma} = I_{вл_{\Sigma}} + I_{пс_{\Sigma}}$  - сумма издержек на обслуживание, ремонт линии и ПС;

$Z_{\Delta \varepsilon}$  - затраты на возмещение потерь электроэнергии;

##### 1. Рассчитаем капиталовложения в линии для всех вариантов/

Стоимость воздушных линий зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Район по гололеду II. Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта «ОАО»-«ФСК» 2013г [7].





Величина годовых эксплуатационных издержек (И) может быть определена по формулам:

$$И = И_{л} + И_{п/ст} + С_{э},$$

$$И_{л} = \frac{A_{АО(л)} \cdot K_{л}}{100},$$

$$И_{п/ст} = \frac{A_{АО(п/ст)} \cdot K_{п/ст}}{100}.$$

$И_{л}$  - эксплуатационные издержки для линий;

$И_{п/ст}$  - эксплуатационные издержки для подстанций;

$A_{АО(л)}$  - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по линиям (принимается равным 2,8%);

$A_{АО(п/ст)}$  - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по подстанциям (принимается равным 10,3%);

$K_{л}, K_{п/ст}$  - соответственно капитальные вложения по линиям и подстанциям;

Сведем полученные результаты в таблицу 1.12.

Таблица 1.12 - Техничко-экономические показатели сети

№	К л, тыс.руб.	К пс, тыс.р.	К сум, тыс.р.	И л, тыс.р./год.	И пс, тыс.р./год	И сум, тыс.р./год
1	32055	19572	51627	897,54	2015,9	2913,5
2	58871	28954	87825	1648,4	2982,3	4630,6

4. Определим потери электроэнергии:

$$\sum \Delta Э = \sum \Delta P \cdot \tau$$

$\sum \Delta P$  – суммарные нагрузочные потери мощности по ВЛ 110кВ, рассчитанные ранее в ПК Networks.

(сеть №1  $\sum \Delta P = 14,88$  МВт, сеть №2  $\sum \Delta P = 14,26$  МВт).

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591,8ч$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				34



Таблица 1.13 - Параметры схемы замещения ВЛ

Линия	Сечение провода	L, км	R <sub>0</sub> ,	X <sub>0</sub> ,	B <sub>0</sub>	Кол-во цепей	R <sub>ij</sub> ,	X <sub>ij</sub> ,	Вл,
			Ом/км	Ом/км	мкСм/км		Ом	Ом	мкСм
Сеть 110кВ									
ЭС2-4	240	60	0,118	0,405	2,808	2	3,5	12,2	337,0
ЭС2-5	240	65	0,118	0,405	2,808	2	3,8	13,2	365,0
5-7	70	35	0,42	0,44	2,547	2	7,4	7,7	178,3
3-6	150	25	0,204	0,42	2,707	2	2,6	5,3	135,4
5-2	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
2-3	150	40	0,204	0,42	2,707	1	8,16	16,8	108,28
3-4	150	60	0,204	0,42	2,707	1	12,24	25,2	162,42
2-4	120	55	0,244	0,427	2,658	1	13,42	23,485	146,19
ЭС1-3	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
ЭС1-2	150	50	0,204	0,42	2,707	1	10,2	21	135,35
1-2	120	60	0,204	0,42	2,707	2	6,12	12,6	324,84
Сеть 35кВ									
4'-41	70	18	0,42	0,44	-	1	7,6	8,0	-
41-42	50	10	0,59	0,46	-	1	5,9	4,6	-
4"-42	70	5	0,42	0,44	-	1	2,1	2,2	-

Учтем потери холостого хода в Г-образной схеме замещения трансформаторов за счет активных  $G_T$  и реактивных  $B_T$  проводимостей.

Для расчета параметров трансформаторов воспользуемся формулами, параметры трансформаторов будут одинаковы для обоих вариантов схем:

$R_m$  – активное сопротивление трансформатора.

$X_m$  – реактивное сопротивление трансформатора.

$$G_m = \frac{N \cdot \Delta P_{xx}}{U_{ном}^2},$$

где  $G_m$  – активная проводимость трансформатора,

$N$  – число трансформаторов,

$\Delta P_{xx}$  – активные потери холостого хода трансформатора.

$U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора.



Суммарные потери активной мощности (P): 11,432 МВт

Потери в ЛЭП: 10,745 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 10,745 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт

Потери в трансформаторах: 0,688 МВт

- нагрузочные в трансформаторах: 0,525 МВт

- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,163 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 9,714 МВАр

Потери в ЛЭП: -4,045 МВАр

- индуктивные: 26,557 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -30,602 МВАр

Потери в трансформаторах: 13,759 МВАр

- потери рассеяния: 12,742 МВАр

- намагничения (холостого хода): 1,017 МВАр

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на шинах НН в режиме максимальных нагрузок 10,5кВ. Анализируя полученные результаты, некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, в дальнейшем будет необходимо регулирование напряжения при помощи РПН.

### 1.5.3. Расчет режима минимальных нагрузок

Согласно исходным данным напряжение на шинах 115кВ. Суммарная нагрузка всех потребителей составляет 70% от режима максимальных нагрузок.

Карта режима минимальных нагрузок представлена в графической части ВКР.

Исходя из проведенного расчета, получаем потери активной мощности сети 5,5 МВт.

Таблица 1.16 - Загрузка линий (в расчете на одну цепь).

Линия	УН	УК	P, МВт	I, А
ЭС2-5	ЭС-2	ПС 5	58,29	299,16
5-2	ПС 5	ПС 2	21,57	148,79
2-3	ПС 2	ПС 3	8,62	52,19
5-7	ПС 5	ПС 7	11,31	67,22
3-4	ПС 4	ПС 3	16,08	85,79
2-4	ПС 4	ПС 2	10,42	66,51
ЭС2-4	ЭС-2	ПС 4	47,51	243,8
ЭС1-3	ЭС-1	ПС 3	36,27	228,11
ЭС1-2	ЭС-1	ПС 2	7,53	49,73
1-2	ПС 2	ПС 1	8,68	157,74
3-5	ПС 3	ПС 6	35,5	212,9
ПС4-41	ПС 4 35кВ	41	2,32	47,45
41-42	42	41	1,24	23,96
ПС4-42	ПС 4 35кВ	42	4,82	92,87

Суммарные потери активной мощности (P): 5,427 МВт

Потери в ЛЭП: 5,017 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 5,017 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт

Потери в трансформаторах: 0,409 МВт

- нагрузочные в трансформаторах: 0,25 МВт

- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,159 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -9,914 МВАр

Потери в ЛЭП: -16,991 МВАр

- индуктивные: 12,442 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -29,433 МВАр

Потери в трансформаторах: 7,077 МВАр

- потери рассеяния: 6,079 МВАр

- намагничения (холостого хода): 0,998 МВАр

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на шинах НН в режиме минимальных нагрузок 10кВ. Анализируя полученные результаты, некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, в дальнейшем будет необходимо регулирование напряжения при помощи РПН.

#### 1.5.4. Расчет послеаварийного режима

Согласно исходным данным напряжение на шинах 113кВ. Нагрузка потребителей такая же, как и в максимальном режиме.

Рассмотрим один из самых тяжелых режимов работы сети – отключение ВЛ 3-4 110кВ.

Карта послеаварийного режима нагрузок представлена в графической части ВКР. В послеаварийном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,0-10,0кВ. Желаемое напряжение 10,5кВ, в дальнейшем было произведено регулирование напряжения.

#### 1.6. Регулирование напряжение у потребителя

Согласно ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" нормально допустимые установившиеся отклонения напряжения на выводах электроприемников должны быть в пределах  $\pm 5\%$  от номинального напряжения (380/220 В; 6 и 10 кВ), а предельно допустимые установившиеся отклонения -  $\pm 10\%$  (в ненормальных режимах работы сети).

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на шинах НН в режиме максимальных нагрузок 10,5кВ. Анализируя полученные результаты (табл.3.1,V), некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, в дальнейшем будет необходимо регулирование напряжения при помощи РПН.

Произведем регулирование напряжения на примере ПС 6.

ПС 1 - РПН:  $9 \pm 1,78\%$

Найдем количество требуемых отпаяк:

$$n' = \frac{\frac{U_{10кВ}}{U_{жел\ 10кВ}} - 1}{\frac{1,78}{100}} = \frac{\frac{9,52}{10,5} - 1}{\frac{1,78}{100}} = -5,54$$

Округляем в ближнюю сторону  $n' = -6$

$$U_{10кВ}' = \frac{U_{10кВ}}{1 - \frac{1,78 \cdot n'}{100}} = \frac{9,52}{1 - \frac{1,78 \cdot 2}{100}} = 10,49кВ$$

Регулирование напряжения для всех ПС сведем в таблицу 6.1. Затем произведем окончательный перерасчет максимального режима сети. Режимы режимов – режим максимальных/минимальный/послеаварийный (регулирование напряжения) представлены в приложение А.

Таблица 1.17 - Регулирование напряжения РПН

№ПС	6 10кВ	7 10кВ	4 10кВ	4 35кВ
максимальный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,52	10,03	9,86	32,98
$U_{жел\ 10кВ}, кВ$	10,49	10,59	10,5	34,74
№ отпайки	-6	-3	-3	-3
Кт	9,4	9,9	9,9	3,0
минимальный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,64	10,14	9,88	32,88
$U_{жел\ 10кВ}, кВ$	10,0	9,9	10,0	33,9

№ отпайки	-2	1	-1	-1
Кт	9,3	9,9	9,9	3,2
послеаварийный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,08	9,92	9,66	32,31
$U_{жел 10кВ}, кВ$	10,58	10,47	10,5	35,50
№ отпайки	-7	-3	-3	-3
Кт	9,3	9,9	9,9	3,0

### 1.7. Расчет технико-экономических показателей спроектированной электрической сети.

Расчет капиталовложений на строительство ЛЭП

Расчет капитальных вложений на сооружение электрической сети.

$$K_{\Sigma} = K_{Л\Sigma} + K_{ЭС\Sigma} + K_{ПС\Sigma}$$

где:  $K_{Л\Sigma}$  - капиталовложения в ЛЭП

$K_{ПС\Sigma}$  - капиталовложения в подстанции

Расчет капиталовложений на строительство ЛЭП.

$$K_{Л\Sigma} = \sum_{i=1}^m K_{0i} \cdot L_i$$

где:  $K_{0i}$  - удельная стоимость сооружения 1 км линии электропередач

$L_i$  - фактическая длина линии электропередач, км

$$L_i = k_{удл.} \cdot l_i$$

где:  $k_{удл.}$  - коэффициент удлинения.

$l_i$  - расстояние по прямой, км

Коэффициент удлинения для удобства учтен в начале расчетов в длине линий.

Таблица 1.18 - Затраты на сооружение линий

Линия	L, км	Число цепей	U <sub>НОМ</sub> , кВ	F <sub>НОМ</sub> , мм <sup>2</sup>	Ко, тыс.руб/км	Кл, тыс.руб	Клсум, тыс.руб
ЭС2-4	60	2	110	240	1372,8	82368	248532
ЭС2-5	65	2	110	240	1372,8	89232	
5-7	35	2	110	70	1282,2	44877	
3-6	25	2	110	150	1282,2	32055	

Расчет капиталовложений на строительство подстанций и станций:

$$K_{ПС\Sigma} = \sum_{i=1}^n K_{ПСi}$$

$$K_{ПСi} = K_{тр} + K_{ру} + K_{доп} + K_{пост}$$

где:  $K_{тр}$  - капиталовложения в трансформаторы

$K_{доп}$  - капиталовложения в дополнительное оборудование (не учитываем)

$K_{ру}$  - капиталовложения в РУ (учитываем РУ ВН)

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат по ПС

Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта «ОАО»-«ФСК» 2013г ([7].ст.65.табл.25.)

Таблица 1.19 - Стоимость силовых трансформаторов сети

ПС/Ст	Количество тр-в	S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Цена одного тра-ра, тыс.руб	Цена тр-ов ПС	Цена всех тр-ов сети
4	2	25	110/35/10	8575	17150	115967
6	2	40	110/10	9823	19646	
7	2	25	110/10	7849	15698	
ЭС-1	1	63	110/10	12377	12377	
ЭС-2	1	125	110/10	18432	18432	
ЭС-2	2	8	110/10	16332	32664	



$$\Delta P_{C1} = 11,27 \text{ МВт}$$

$$\tau = 4591,8 \text{ ч}$$

Потери электроэнергии и затраты на возмещение потерь сети:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{хх сум}} = 0,5 \text{ МВт}$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta \mathcal{E} &= \Delta P_{\text{нагр}} \tau + \Delta P_{\text{пост}} T_{\text{мах}} = 11,27 \cdot 4591,8 + 0,5 \cdot 8760 \\ &= 56130 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год} \end{aligned}$$

$$I_{\Delta \mathcal{E}} = C_{\mathcal{E}} \sum \Delta \mathcal{E} = 2,9 \cdot 56130 = 162776 \text{ тыс. руб/год}$$

В процентах от переданной в электрическую сеть электроэнергии годовые потери электроэнергии в сети составляют:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} * 100\% = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}}{P_a * T_{\text{нб}}} * 100\% = \frac{162776}{236 * 6000} * 100\% = 11\%$$

Расчет себестоимости передачи электроэнергии в сети:

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети можно определить по формуле.

$$C = \frac{I_{\text{сети}} + I_{\Delta \mathcal{E}}}{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}} = \frac{I_{\text{сети}} + I_{\Delta \mathcal{E}}}{P_a * T_{\text{нб}}} = \frac{162776 + 42347,5}{236 * 6000} = 0,14 \text{ руб/кВтч}$$

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		44



Продолжение таблицы 2.1

Нормальный режим	Аварийный режим
<p>Ток в отходящих линиях:</p> $I_{отх.л} = \frac{0,7S'_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot n_{отх.л}}$ $I_{отх.л} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12} = 128 \text{ А}$	<p>Ток в отходящих линиях:</p> $I_{отх.л} = 2 \cdot I_{норм.отх.л} = 256 \text{ А}$

где  $S_{нагр}$  – мощность нагрузки подстанции;  
 $S_{нт}$  – номинальная мощность трансформатора;  
 $S_{транз}$  – транзитная мощность;  
 $U_{ВН}$  – напряжение на стороне ВН подстанции;  
 $U_{НН}$  – напряжение на стороне НН подстанции;  
 $n_{пл}$  – количество питающих линий;  
 $n_{отх}$  – количество отходящих линий на стороне НН.

### 2.1.2 Расчет токов короткого замыкания на ВН и НН

Электроаппараты и шины РУ необходимо проверить на электродинамическую и термическую устойчивость к ТКЗ. Коммутационная аппаратура (выключатели и предохранители) проверяется, помимо этого, по отключающей способности. Для этого составляют расчетную схему замещения, намечают расчетные точки КЗ и определяют ТКЗ.

При разработке расчетной схемы для определения аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим электроустановки, при котором в данной цепи будет максимальный ТКЗ.

За расчетную точку КЗ принимают точку, при повреждении в которой через выбираемое оборудование либо проводник будет течь максимальный ток.

Секционный выключатель на СШ НН принимается нормально отключенный. Расчетную схему для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН можно представить следующим образом (рисунок 2.1):



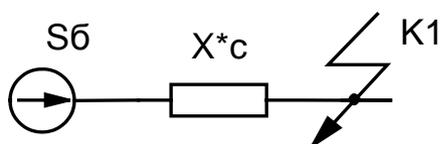


Рисунок 2.2 – Схема замещения при КЗ на СШ ВН

Принимаем базисную мощность  $S_B = 100 \text{ МВА}$

Базисный ток:

$$I_{Б220} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (2.4)$$

$$I_{Б220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

ТКЗ в начальный момент:

$$I_{п,0} = I_{п,t} = \frac{I_{6110}}{X_{*с}}, \quad (2.5)$$

$$I_{п,0} = I_{п,t} = \frac{0,502}{0,025} = 20,1 \text{ кА.}$$

Ударный ТКЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п,0}, \quad (2.6)$$

где  $k_{y1}$  – ударный коэффициент;

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 20,1 = 48,8 \text{ кА.}$$

3) Расчет трехфазного ТКЗ на СШ 10,5 кВ в точке К-2:

Составим схему замещения (рисунок 2.3):

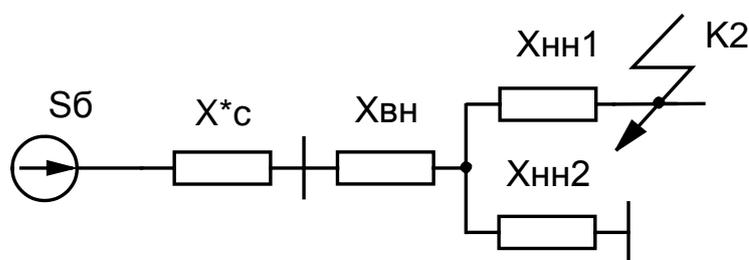


Рисунок 2.3 – Схема замещения при КЗ на СШ НН

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (2.7)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания в начальный момент:

$$I_{п,0} = I_{п,т} = \frac{I_6}{X}, \quad (2.8)$$

$$I_{п,0} = I_{п,т} = \frac{5,5}{0,517} = 10,6 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{y2} \cdot I_{п,0}, \quad (2.9)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 10,6 = 28,5 \text{ кА}.$$

### 2.1.3 Выбор выключателей, разъединителей на ВН и НН подстанции

На напряжении 110 кВ рекомендуются к установке воздушные и элегазовые выключатели. При выборе выключателей, как и прочего электрооборудования, целесообразно стремиться к однотипности, в связи с этим основной расчет производят по одной из цепей на ВН, а в остальных устанавливают аналогичные выключатели при условии прохождения электроаппаратов по основным параметрам.

Выключатели выбирают:

- по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст} = 110 \text{ кВ}, \quad (2.10)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max} = 294 \text{ А}, \quad (2.11)$$

в качестве расчетного тока в данном случае выступает ток утяжеленного режима цепей питающих ЛЭП;

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

- по отключающей способности,:

$$I_{п,0} = 20,1 \text{ кА.}$$

К установке принимаем элегазовый выключатель типа ВГТ-110Б-40/2500 У1 с гидравлическим приводом.

Собственное время отключения выключателя  $t_{с,в} = 0,03 \text{ с.}$

В первую очередь производят проверку на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк.ном}, \quad (2.12)$$

Расчетное значение периодической составляющей ТКЗ  $I_{п,0} = I_{п,\tau} = 20,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА} \Rightarrow$  проходит.

Затем проверяют возможность отключения аperiodической составляющей ТКЗ  $i_{а,\tau}$  в момент  $\tau$  расхождения контактов по условию:

$$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}, \quad (2.13)$$

Аperiodическую составляющую ТКЗ для ветви энергетической системы вычисляют:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.14)$$

где  $\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ;  $T_a = 0,03 \text{ с.}$

Расчетное время

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в}, \quad (2.15)$$

где  $t_{з,мин}$  – минимальное время действия РЗ;

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Согласно (8) имеем:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,1 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 7,5 \text{ кА.}$$

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

Завод – изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$  :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном} \quad (2.16)$$

где  $\beta_n$  – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей; определяется по кривой  $\beta_n = f(\tau)$  для  $\tau$  .

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,5 \text{ кА} > 7,5 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит}$$

Электродинамическую стойкость проверяют по условиям:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин} ; 20,1 \leq 40 \Rightarrow \text{проходит}, \quad (2.17)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин} ; 48,8 \leq 102 \Rightarrow \text{проходит}, \quad (2.18)$$

где  $I_{дин}, i_{дин}$  – действующее и амплитудное значения тока электродинамической стойкости;

$i_y$  – ударный ток КЗ.

Термическую стойкость проверяют по тепловому импульсу Т КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (2.20)$$

где  $W_k$  – полный тепловой импульс КЗ;

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (2.21)$$

$$t_{отк} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с};$$

$$W_k = 20,1^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 77 \text{ (кА)}^2\text{с}.$$

По каталогу

- предельный ток термической стойкости  $I_{тер} = 40 \text{ кА}$ ;

- длительность протекания  $I_{тер} - t_{тер} = 3 \text{ с}$  .

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2\text{с} \geq 77 \text{ (кА)}^2\text{с} \Rightarrow \text{проходит}$$

Все параметры сводятся в таблицу 2.2.

Разъединители выбирают:

- по номинальному напряжению

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						51

13.03.02.2018.254.00

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ};$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}} = 294 \text{ А}; \quad (2.23)$$

- по конструкции, роду установки.

Рассматривая два последних критерия совместно, выбирается разъединитель с номинальными токами  $I_{\text{ном}} \geq 294 \text{ А}$ , который предназначен для работы в районах с умеренным климатом.

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{П,0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \Rightarrow I_{\text{дин}} \geq 20,1 \text{ кА}, \quad (2.24)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \Rightarrow i_{\text{дин}} \geq 48,8 \text{ кА}; \quad (2.25)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \Rightarrow I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq 77 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (2.26)$$

В результате выбираем по справочнику разъединитель типа

РПД – 110/1250 УХЛ1.

Все параметры разъединителя сводятся в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей на ВН ПС

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-110Б-40/2500 У1	Разъединитель РПД – 110/1250 УХЛ1
Цепь питающих линий		
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = I_{\text{пит.л.}} = 294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{н.т}} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	Тип привода ПР-2Б-УХЛ1
$i_{\text{н.т}} = 7,5 \text{ кА}$	$i_{\text{н.ном}} = 25,5 \text{ кА}$	
$I_{\text{П,0}} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 48,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	
$B_k = 77 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
-	$I_{\text{тер.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{тер.}} = 25 \text{ кА}$
-	$t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с}$

В цепи 10,5 кВ с рабочим током  $I_{\text{ТР}}'' = 1542 \text{ А}$  и  $I_{\text{П},0} = 10,6 \text{ кА}$  принимается к установке вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 УЗ.

Собственное время отключения выключателя:  $t_{\text{с.в}} = 0,055 \text{ с}$

В первую очередь производят проверку на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{П},\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}, \quad (2.27)$$

Расчетное значение периодической составляющей ТКЗ

$$I_{\text{П},0} = I_{\text{П},\tau} = 10,6 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит}$$

Затем проверяют возможность отключения аperiodической составляющей ТКЗ  $i_{\text{а},\tau}$  в момент  $\tau$  расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}}, \quad (2.28)$$

Аperiodическую составляющую ТКЗ для ветви энергетической системы вычисляют:

$$i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П},0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (2.29)$$

где  $\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ; для системы напряжением 10 кВ  $T_a = 0,1 \text{ с}$ .

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{з,мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (2.30)$$

где  $t_{\text{з,мин}}$  – минимальное время действия РЗ;

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

Тогда получаем:

$$i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,1}} = 7,8 \text{ кА}.$$

Завод – изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						53

13.03.02.2018.254.00

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном} \quad (2.31)$$

где  $\beta_n$  – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей; определяется по кривой  $\beta_n = f(\tau)$  для  $\tau$ .

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА} > 7,8 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит}$$

Электродинамическую стойкость проверяют по условиям:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}; 10,6 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит.} \quad (2.32)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}; 28,5 \leq 52 \Rightarrow \text{проходит.} \quad (2.33)$$

где  $I_{дин}, i_{дин}$  – действующее и амплитудное значения тока электродинамической стойкости;

$i_y$  – ударный ТКЗ.

Термическую стойкость проверяют по тепловому импульсу ТКЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (2.24)$$

где  $B_k$  – полный тепловой импульс КЗ;

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (2.25)$$

$$t_{отк} = 0,1 + 0,075 = 0,175 \text{ с};$$

$$B_k = 10,6^2 \cdot (0,175 + 0,1) = 31 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

По каталогу

- предельный ток термической стойкости  $I_{тер} = 20 \text{ кА}$ ;
- длительность протекания  $I_{тер} \quad t_{тер} = 3 \text{ с}$ .

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \geq 31 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow \text{проходит}$$

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 2.3.

В отходящих линиях с максимальным рабочим током  $I_{отх.л.} = 256 \text{ А}$  и

$I_{п,0} = 10,6 \text{ кА}$  принимаем выключатель ВВ/TEL – 10 – 20/630 УЗ.



#### 2.1.4 Выбор КИП на присоединениях и СШ ВН и НН

Контроль за режимами работы основного и вспомогательного оборудования на ПС выполняется при помощи контрольно-измерительных приборов. Объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры зависят от характера объекта, структуры управления, особенностей режима работы. Выбор КИП и места их установки выполняется согласно [2], результаты выбора отражены на схеме электросоединений ПС в графической части ВКР.

#### 2.1.5 Выбор ТТ и ТН на ВН и НН подстанции

##### ТТ на ВН подстанции

ТТ, которые предназначены для питания КИП, выбираются:

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; \quad (2.27)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} = 294 \text{ А}, \quad (2.28)$$

номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки ведет к повышению погрешности;

- по конструкции и классу точности;

Для проверки по вторичной нагрузке используем схему включения (рисунок 2.5) и таблицу номинальных данных КИП. В цепи питающих ЛЭП устанавливаются следующие КИП: амперметры, ваттметры, варметры, ФИП для обнаружения места КЗ и приборы учета.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

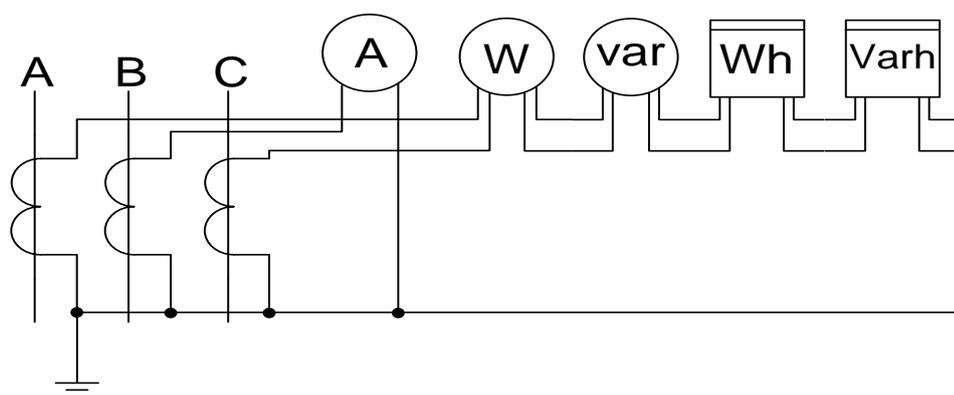


Рисунок 2.5 – Схема включения приборов в полную звезду

Таблица 2.5 – Расчет мощности счетчиков

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	1,0	2,5	-	2,5
Итого			6,0	0,5	6,0

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи не превосходила нормированной для данного класса точности, т.о. выбор по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}} \quad (2.29)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $z_2 \approx r_2$ , при этом вторичная нагрузка

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (2.30)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление КИП;

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (2.31)$$

$S_{\text{приб}}$  – мощность, которую потребляет КИП;

$I_{2\text{ном}}$  – вторичный номинальный ток КИП;

$r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов;  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (2.32)$$

Вторичная номинальная нагрузка ТТ в кл.т.  $0,5 z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ ;

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом};$$

При известном  $r_{\text{пр}}$  можно рассчитать сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (2.33)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление провода,

$$\rho = 0,0175 \frac{\text{См} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \text{ для провода с медными жилами};$$

$l_{\text{расч}}$  – расчетная протяженность соединительных проводов, которая учитывает схему включения КИП и ТТ, а также длину соединительных проводов между ними.

Схема включения ТТ – полная звезда, так как электросеть 110 кВ работает с эффективно заземленной нейтралью. Все фазы загружены равномерно, при этом  $l_{\text{расч}} = l_{\text{пр}} = 120 = 120 \text{ м}$ .

$$q = \frac{0,0175 \cdot 120}{0,86} = 2,442 \text{ мм}^2;$$

Согласно условию механической прочности принимается кабель КРВГ сечение которого составляет  $2,5 \text{ мм}^2$ .

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_y = 48,8 \text{ кА}$$

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

- по термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k = 77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Согласно вышеизложенному выбираются ТТ на ВН в цепи питающих ЛЭП. Параметры ТТ ВН ПС даны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Параметры ТТ ВН ПС

Расчетные данные	Каталожные данные ТОГФ-110 -300/5-0,5/10Р/10Р/10Р У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_y = 48,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 84 \text{ кВ}$
$B_k = 77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### Выбор ТТ на НН

ТТ в цепи силового трансформатора.

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad (2.34)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} = I'_{\text{ТР}} = 1542 \text{ А}, \quad (2.35)$$

- по конструкции и классу точности

В цепи устанавливаются следующие КИП: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии, которые включаются по схеме неполной звезды (рисунок 2.6).

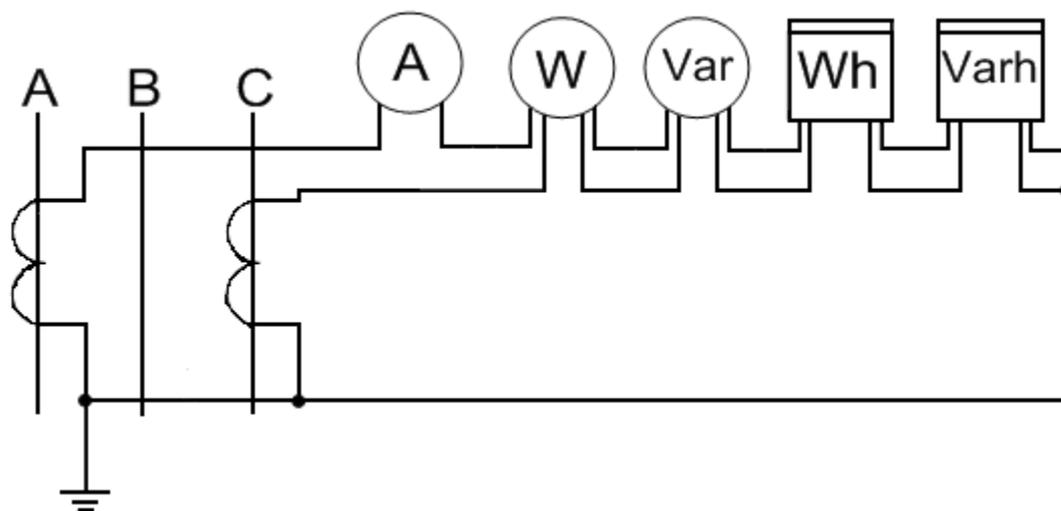


Рисунок 2.6 – Схема включения КИП в неполную звезду

Таблица 2.7 – Расчет мощности трансформаторов тока НН подстанции

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	1,5	2,5	-	2,5
Итого			6,5	-	6,0

Общее сопротивление КИП:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

вторичная номинальная нагрузка ТТ в кл.т. 0,5  $z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом};$

сопротивление контактов при пяти КИП  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом};$  допустимое

сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом};$$

сечение соединительных проводов при соединении в полную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,44} = 0,28 \text{ мм}^2;$$









- вторичной нагрузке в выбранном кл.т.  $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$ , а при соединении однофазных трансформаторов в звезду  $S_{2ном} = 3S_{2нт}$ .

Таблица 2.11 – Выбор ТН

КИП и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Колич-ество обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Количест-во КИП	Общая мощность	
								$P_2$ , Вт	$Q_2$ , Вар
<b>ВН 110 кВ</b>									
V	Система шин	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Регистр. вольт		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10	-
var	Цепи питающих и транзитных линий	Д-335	1,5	2	0	1	6	-	18
W		Д-335	1,5	2	1	0	6	18	-
Wh		САЗ-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	6	36	87,6
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	6	36	87,6
ФИП		-	3	1	1	0	6	18	-
<b>Итого</b>								120	193,2
ЗНОГ-110 У1		Однофазный трансформатор напряжения						$S_{2\Sigma} = 227,4$ ВА	
$U_{1ном} = 110$ кВ		Устанавливаем по одному трансформатору в каждую фазу							
$S_{2,кл.т.чн.0,5} = 400$ ВА		$S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200 > S_{2\Sigma}$							
<b>НН 10,5 кВ</b>									
V	Секция СШ	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Var	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
W		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	САЗ-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,4
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,4
<b>Итого</b>								58	116,8
ЗНОЛ.06-10		Однофазный трансформатор напряжения						$S_{2\Sigma} = 130,4$ ВА	
$U_{1ном} = 6,3$ кВ		Устанавливаем по одному трансформатору в каждую фазу							
$S_{2,кл.т.чн.0,5} = 75$ ВА		$S_{2ном} = 3 \cdot 75 = 225 > S_{2\Sigma}$							

### 2.1.6 Выбор токоведущих частей и изоляторов

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
						65



где  $B_k$  – тепловой импульс, выделяемый ТКЗ;

$$C=91 \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2} \text{ для алюминиевых шин};$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{31 \cdot 10^6}}{91} = 61 \text{ мм}^2;$$

что меньше принятого сечения.

- на механическую прочность

Определяется пролёт  $l$

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.42)$$

тогда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (2.43)$$

Так как СШ на изоляторах располагаются плашмя, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (2.44)$$

$$J = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{83}{10 \cdot 1}} = 2,5 \text{ м}^2,$$

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

Данный вариант размещения СШ дает возможность повысить протяженность пролета до 1,5 м, т.е. дает существенную экономию изоляторов.

Определяется сила взаимодействия между полосами

$$f_{\text{п}} = \frac{k_{\text{ф}} \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7}, \quad (2.45)$$

$$f_{\text{п}} = \frac{0,35 \cdot (28,5 \cdot 10^3)^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 711 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

Напряжение в материале полос составит

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

$$\sigma_{\pi} = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (2.46)$$

где  $W_n$  – момент сопротивления одной полосы.

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (2.47)$$

$$W_{\pi} = \frac{10^2 \cdot 1}{6} = 16,7 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\pi} = \frac{711 \cdot 1,5^2}{12 \cdot 16,7} = 8,0 \text{ МПа.}$$

Момент сопротивления пакета шин:

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.48)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{\phi}}; \quad (2.49)$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(28,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{0,8 \cdot 1,67} = 24 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\pi} + \sigma_{\phi} = 8 + 24 = 32 \leq \sigma_{\text{доп}} = 91.$$

поэтому шины механически прочны.

В распределительных устройствах жесткие шины крепятся на опорных и проходных изоляторах. Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей, а проходные изоляторы служат для соединения токоведущих частей КРУ с открытым распределительным устройством.

Опорные изоляторы выбирают по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению

$$u_{\text{уст}} \leq u_{\text{ном}}; \quad (2.50)$$

- 2) по допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (2.51)$$

где  $F_{\text{расч}}$  – сила, которая действует на изолятор;

$F_{\text{доп}}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора;

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a}; \quad (2.52)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (2.53)$$

В нашем случае шины расположены плашмя. Тогда расчетная сила будет:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (28,5 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1,5}{0,8} = 263 \text{ Н.}$$

Выбираем опорные штыревые изоляторы наружной установки типа ОНШ — 10 – 5 – 1УХЛ1. Каталожные данные выбранного изолятора:

номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;

минимальная разрушающая сила на изгиб  $F_{\text{разр}} = 5000 \text{ Н}$ .

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

Таким образом,  $F_{\text{расч}} = 263 \leq F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н}$ , следовательно, выбранные изоляторы проходят по механической прочности.

Проходные изоляторы выбираются:

1) по напряжению

$$u_{\text{уст}} \leq u_{\text{ном}}; \quad (2.54)$$

2) по номинальному току

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (2.55)$$

где  $I_{\text{мах}}$  – расчетный ток утяжеленного режима в цепи силового трансформатора на НН,  $I_{\text{мах}} = I_{\text{ТР}}^* = 1542 \text{ А}$ ;

$I_{\text{ном}}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора;

3) по допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (2.56)$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					69

13.03.02.2018.254.00

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (2.57)$$

Выбираем для установки проходной изолятор наружно-внутренней установки типа ИП-10/2500-12,5 УХЛ1. Каталожные данные выбранного изолятора согласно [2]:

номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ;

номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 2500$  А >  $I_{\text{max}} = 1542$  А;

минимальное усилие на изгиб  $F_{\text{разр}} = 12500$  Н.

Проверим изолятор на механическую прочность. Для проходных изоляторов расчетную силу найдем как:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{(28,5 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 132 \text{ Н.}$$

Допустимое усилие:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н.}$$

Мы получили, что  $F_{\text{расч}} = 132$  Н <  $F_{\text{доп}} = 7500$  Н, а значит выбранные изоляторы проходят по механической прочности.

## 2.2 Собственные нужды подстанции

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции зависит от мощности подстанции, ее напряжения, типа устанавливаемого оборудования и наличия обслуживающего персонала.

Перечень потребителей приведен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Перечень потребителей на подстанции

Вид потребителя	Единичная мощность		Кол-во	Всего	
	Р, кВт	Q,кВар		Р, кВт	Q,кВар
Охлаждение ТРДН-40000	3	0	2	6	0
Подогрев ВГТ-110	4,4	0	2	8,8	0
Подогрев приводов разъединителей	0,6	0	12	7,2	0
Освещение ОРУ ВН	6	0	1	6	0



- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, которые обусловлены внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, которые обусловлены перегрузкой;
- снижения уровня масла.

Следовательно устанавливают следующие виды защит [8, 12]:

- дифзащита от разных видов КЗ;
- МТЗ как резервная от внешних многофазных КЗ;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

### 2.3.1. Дифференциальная защита

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени [12].

Защиту выполняют при помощи дифференциального реле РСТ 15.

Номинальные токи обмоток трансформатора:

высшего напряжения

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{T2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (2.60)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201,1 \text{ А};$$

низшего напряжения

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{T2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2}. \quad (2.61)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1101 \text{ А}.$$

В выражениях (2.60) и (2.61):

$S_{\text{T2}}$  – номинальная мощность трансформатора Т2, ВА;

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		72

$U_{ВН}$  – напряжение ВН трансформатора, В;

$U_{НН}$  – напряжение НН трансформатора, В.

Для расчета ТТ найдем максимальные рабочие токи:

на ВН

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{ВН}}; \quad (2.62)$$

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot 201,1 = 281,5 \text{ А};$$

на НН

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{НН}}. \quad (2.63)$$

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot 1101 = 1541,4 \text{ А}.$$

На стороне ВН принимается к установке ТТ типа ТОГФ-110-300-0,5/10Р/10Р/10Р:  $I_{1н} = 300 \text{ А}$ ,  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации ТТ

$$k_I^{\text{ВН}} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}; \quad (2.64)$$

$$k_I^{\text{ВН}} = \frac{300}{5} = 60.$$

На стороне НН принимается к установке ТТ типа ТЛ-10-2000-0,5/10Р:  $I_{1н} = 2000 \text{ А}$ ,  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации ТТ

$$k_I^{\text{НН}} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}. \quad (2.65)$$

$$k_I^{\text{НН}} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Схема обмоток силового трансформатора Т2 -  $Y_n/D/D$ , в значит, для компенсации сдвига фаз ТТ на ВН включают по схеме полного треугольника ( $k_{\text{сх}}^{\text{ВН}} = \sqrt{3}$ ), а ТТ на НН — по схеме неполной звезды ( $k_{\text{сх}}^{\text{НН}} = 1$ ).

Вторичные токи ТТ в номинальном режиме работы [12]:

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

$$I_2^{BH} = \frac{k_{cx}^{BH}}{k_I^{BH}} \cdot I_{ном}^{BH}; \quad (2.66)$$

$$I_2^{BH} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 201,1 = 5,80 \text{ A};$$

$$I_2^{HH} = \frac{k_{cx}^{HH}}{k_I^{HH}} \cdot I_{ном}^{HH}. \quad (2.67)$$

$$I_2^{HH} = \frac{1}{400} \cdot 1541,4 = 3,85 \text{ A}.$$

За основную сторону принимается сторона ВН, так как  $I_2^{BH} > I_2^{HH}$  [12].

Определяются токи небаланса, которые вызваны погрешностями ТТ  $I'_{нб}$  и РПН  $I''_{нб}$ . При этом все токи приводятся к ступени напряжения основной стороны.

Определяются ток небаланса  $I'_{нб}$ :

$$I'_{нб} = k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (2.68)$$

где  $k_{одн} = 1$  – коэффициент однотипности ТТ;

$k_a = 1$  – коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле;

$\varepsilon = 1$  – допустимая погрешность ТТ;

$I_{КЗ}^{(3)}$  – максимальный сквозной ток, который приведен на ВН, А.

$$I_{КЗ}^{(3)} = I_{КЗ} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{ВН}}; \quad (2.69)$$

$$I_{КЗ}^{(3)} = 10,6 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} = 968 \text{ A};$$

$$I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 968 = 96,8 \text{ A}.$$

Определяется ток небаланса  $I''_{нб}$  [12]:

$$I''_{нб} = (\Delta u_\alpha + \Delta u_\beta) \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (2.70)$$

где  $\Delta u_\alpha = 0,16$  — пределы регулирования напряжения на ВН;

$\Delta u_\beta = 0$  — пределы регулирования напряжения на СН.







$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{2 \cdot I_{\text{сз}}}; \quad (2.81)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10600}{2 \cdot 2055,2} = 4,5 > 1,5$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определяется ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{I}}} \cdot I_{\text{сз}}; \quad (2.82)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{400} \cdot 2055,2 = 5,14 \text{ А.}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах  $I_{\text{ср}} = (1,5 \div 6) \text{ А}$ .

Определяется сумма уставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{min}}} - 1; \quad (2.83)$$

$$\Sigma \Theta = \frac{5,14}{1,5} - 1 = 2,43 \approx 2,4$$

Принимается сумма уставок  $\Sigma \Theta = 1,6 + 0,8 = 2,4$ .

Определяется ток уставки реле:

$$I_{\text{уст}} = (1 + \Sigma \Theta) \cdot I_{\text{min}};$$

$$I_{\text{уст}} = (1 + 2,4) \cdot 1,5 = 5,1 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимают

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{секц}} + \Delta t, \quad (2.84)$$

где  $\Delta t = 0,4 \text{ с}$  – ступень селективности для статического реле.

$$t_{\text{сз}} = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{ с.}$$

Используется реле времени РВ-01.

### 2.3.3 МТЗ с выдержкой времени на ВН

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						78

13.03.02.2018.254.00

МТЗ выполняют как резервную защиту от междуфазных РЗ на реле РСТ 11 с  $k_B = 0,9$  [12].

Реле включают во вторичные обмотки уже выбранных ТТ со стороны питания, то есть схема включения ТТ и реле – полный треугольник ( $k_{сх} = \sqrt{3}$ ),  $k_I = 60$ .

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{maxраб}^{ВН}, \quad (2.85)$$

здесь  $k_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$I_{maxраб}^{ВН}$  – величина максимального рабочего тока на ВН трансформатора в случае перегрузки, А.

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 281,5 = 375,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч}^{осн} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_{сз}}. \quad (2.86)$$

$$K_{ч}^{осн} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{968}{375,3} = 2,2 > 1,5$$

следовательно защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определяется ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 375,3 = 10,82 \text{ А.}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-24, ток срабатывания находится в пределах  $I_{ср} = (5 \div 20) \text{ А}$ .

Определяется сумма уставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{10,82}{5} - 1 = 1,16 \approx 1,2.$$

Принимается сумма уставок  $\Sigma \Theta = 0,8 + 0,4 = 1,2$ .

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						79

13.03.02.2018.254.00

Определяется ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + 1,2) \cdot 5 = 3,3 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимают по условию отстройки от времен срабатывания МТЗ на НН

$$t_{сз} = t_{сз.НН} + \Delta t, \quad (2.87)$$

где  $\Delta t = 0,4 \text{ с}$  – степень селективности для статического реле.

$$t_{сз} = 2,1 + 0,4 = 2,5 \text{ с.}$$

Используется реле времени РВ-01.

### 2.3.4 Защита от перегруза на НН

Защита от перегруза на НН выполнена при помощи токового реле РСТ 11 с коэффициентом возврата  $k_B = 0,9$ .

Защита выполняется при помощи одного реле, которое включено во вторичную обмотку того же ТТ, что и реле МТЗ, на ток фазы А, с действием на отключение,  $k_I = 400$ ,  $k_{сх} = 1$ .

Ток срабатывания защиты рассчитывается как:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ}^{НН}; \quad (2.88)$$

здесь  $k_{отс} = 1,05$  – коэффициент отстройки;

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1541,1 = 1798,0 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_I} \cdot I_{сз}; \quad (2.89)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{400} \cdot 1798 = 4,50 \text{ А.}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах  $I_{ср} = (1,5 \div 6) \text{ А}$ .

Определяется сумма уставок:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						80

13.03.02.2018.254.00















$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{П}}; \quad (3.9)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{П}} = 90 \text{ A};$$

По номинальным параметрам сети для плавки гололеда принимается разъединитель РПГ-110/2000 УХЛЗ. Выбранные разъединители необходимо проверить по следующим параметрам:

- проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (3.10)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ на стороне 110 кВ ПС-6,  $i_{\text{уд}} = 48,8 \text{ кА}$ ;

$$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 48,8 \text{ кА} \text{ – верно};$$

- проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq W_{\text{К}}. \quad (3.11)$$

где  $I_{\text{ТЕР}}$  – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$  – допустимая продолжительность протекания тока термической стойкости, с;

$W_{\text{К}}$  – тепловой импульс тока КЗ

$$W_{\text{К}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{А}}), \quad (3.12)$$

где  $T_{\text{А}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно [1]  $T_{\text{А}} = 0,03 \text{ с}$ ;

$t_{\text{отк}}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (3.13)$$

здесь  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты, принимаем  $t_{\text{рз}} = 0,5 \text{ с}$ ;

$t_{\text{ов}}$  – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{отк}} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с.}$$

тогда

$$W_{\text{К}} = 10,6^2 \cdot (0,56 + 0,03) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq W_{\text{К}} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной ВКР была спроектирована электрическая сеть 110 кВ, обеспечивающая электрической энергией потребителей.

Для расчета были отобраны два варианта схем энергоснабжения. Исходя из условий надежности электроснабжения потребителей 1 и 2 категории, для сложнзамкнутой кольцевой электрической сети были выбраны одноцепные ЛЭП. Исходя из условий надежности электроснабжения потребителей 1 и 2 категории (не менее двух трансформаторов на подстанции) был произведен выбор трансформаторов на всех подстанциях; для трансформаторов были рассчитаны сопротивления.

На основе программного расчета был произведен выбор сечений проводов ВЛЭП по экономической плотности тока. Полученные сечения были подвергнуты проверке по нагреву. По выбранным сечениям были рассчитаны сопротивления и проводимости ВЛЭП.

В результате технико-экономического сравнения вариантов схем выяснили, что приведенные затраты вариантов различаются на 16%, что позволяет считать первый вариант более экономичным.

Для сети №1 были проведены расчеты максимального, минимального и послеаварийных режимов работы. В результате проведенных расчетов можно убедиться в том, что все потребители обеспечиваются непрерывным снабжением электроэнергией с напряжением, равным желаемому. При этом изменение режима работы практически не оказывает влияния на качество снабжения потребителей электроэнергией. В заключение работы были рассчитаны технико-экономические показатели спроектированной сети.

Во второй части ВКР проведён выбор электрической аппаратуры, а именно:

- выключателей;
- разъединителей;
- комплектного распределительного устройства;

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				



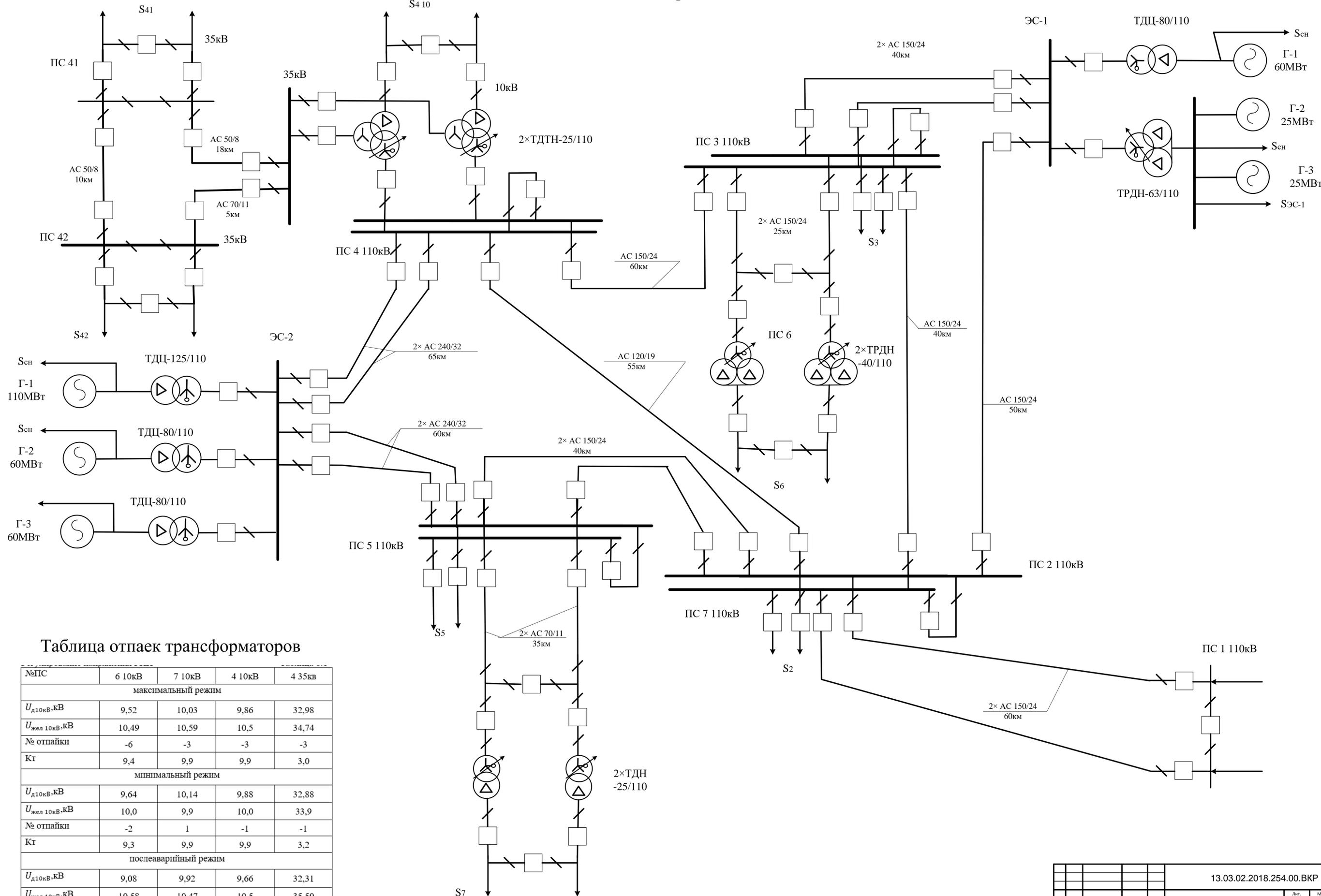








# Однолинейная схема электрических соединений сети



**Таблица отпаяк трансформаторов**

№ПС	6 10кВ	7 10кВ	4 10кВ	4 35кВ
максимальный режим				
$U_{д10кВ,кВ}$	9,52	10,03	9,86	32,98
$U_{жел 10кВ,кВ}$	10,49	10,59	10,5	34,74
№ отпайки	-6	-3	-3	-3
Кт	9,4	9,9	9,9	3,0
минимальный режим				
$U_{д10кВ,кВ}$	9,64	10,14	9,88	32,88
$U_{жел 10кВ,кВ}$	10,0	9,9	10,0	33,9
№ отпайки	-2	1	-1	-1
Кт	9,3	9,9	9,9	3,2
послеаварийный режим				
$U_{д10кВ,кВ}$	9,08	9,92	9,66	32,31
$U_{жел 10кВ,кВ}$	10,58	10,47	10,5	35,50
№ отпайки	-7	-3	-3	-3
Кт	9,3	9,9	9,9	3,0

13.03.02.2018.254.00.ВКР				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Булатов	Деменева		
Провер.	Булатов			
Электрическая схема сети				
Лист 1		Листов 4		
И. контроль	Булатов	ЮуРГУ, кафедра ЭССиСЭ		
Утв.	Горшков			



РПД-110/1250 У1

РПД-110/1250 У1

РПД-110/1250 У1

ТОГФ 110-300/5-У1

ВГТ-110Б-40/2500 У1

ОПН-У-110

ТРДН-40000/110/10

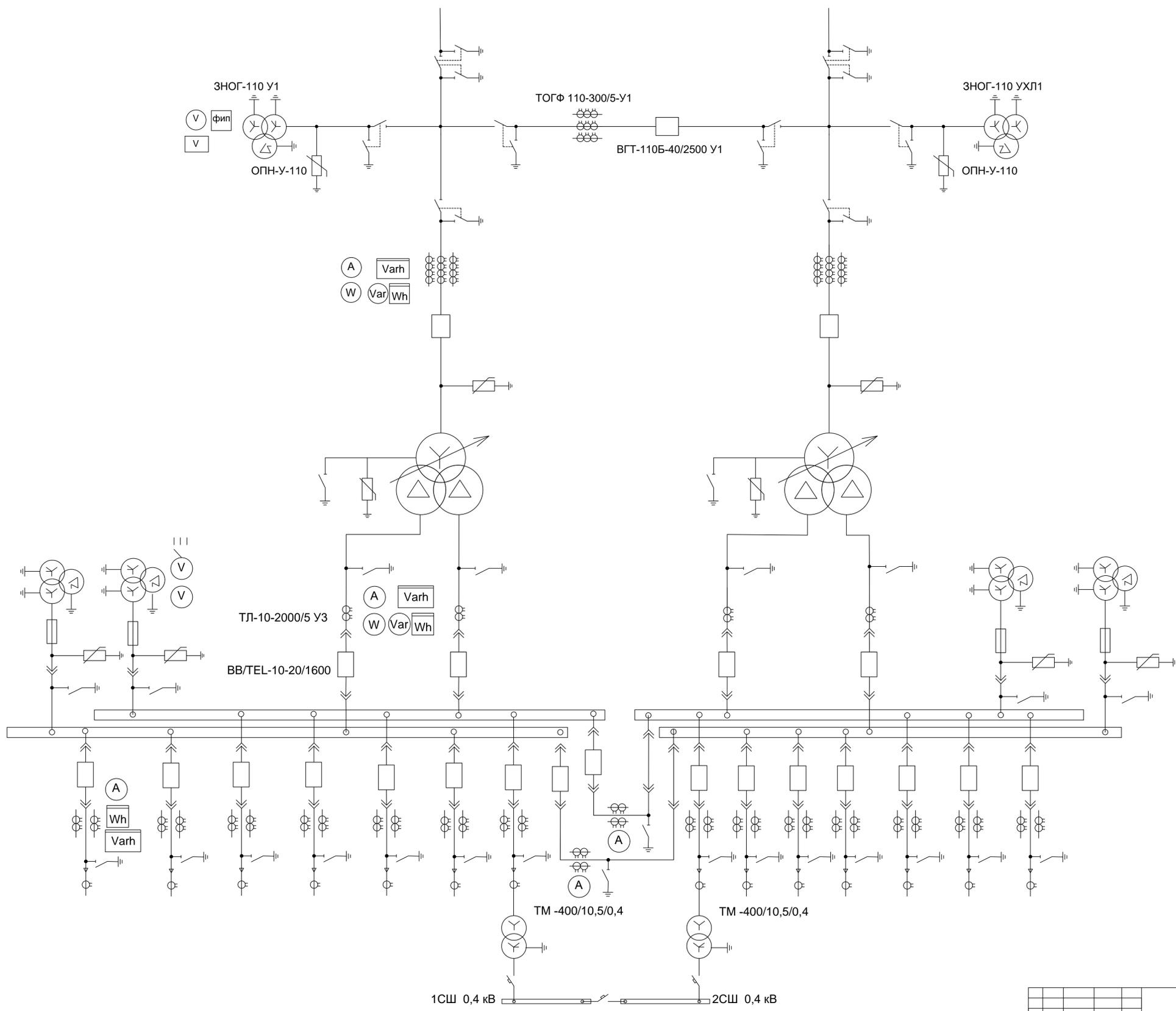
ЗНОЛ.06-10

АД31Т-100х10  
АД31Т-100х10

ВВ/ТЕЛ-10-20/630

ТЛ-10-2500/5 У3

ТЗЛМ



13.03.02.2018.254.00.ВКР

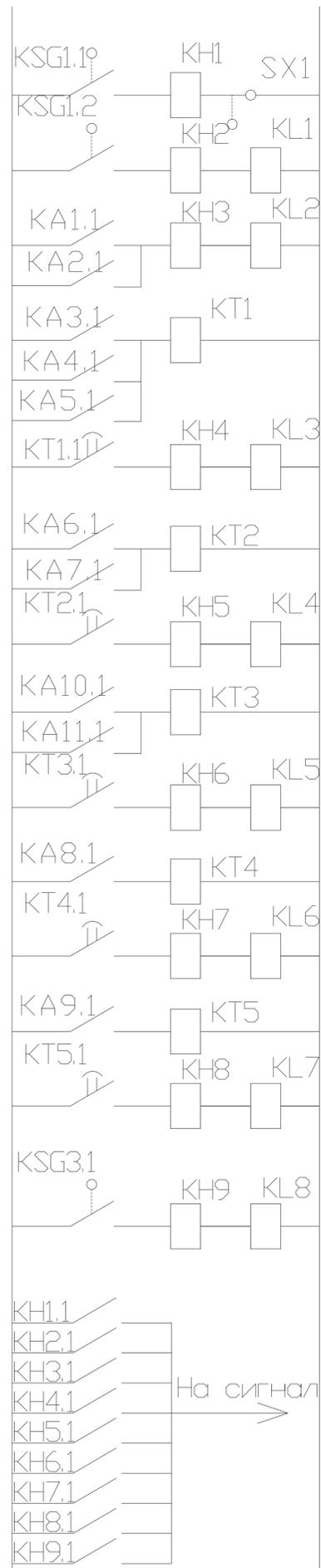
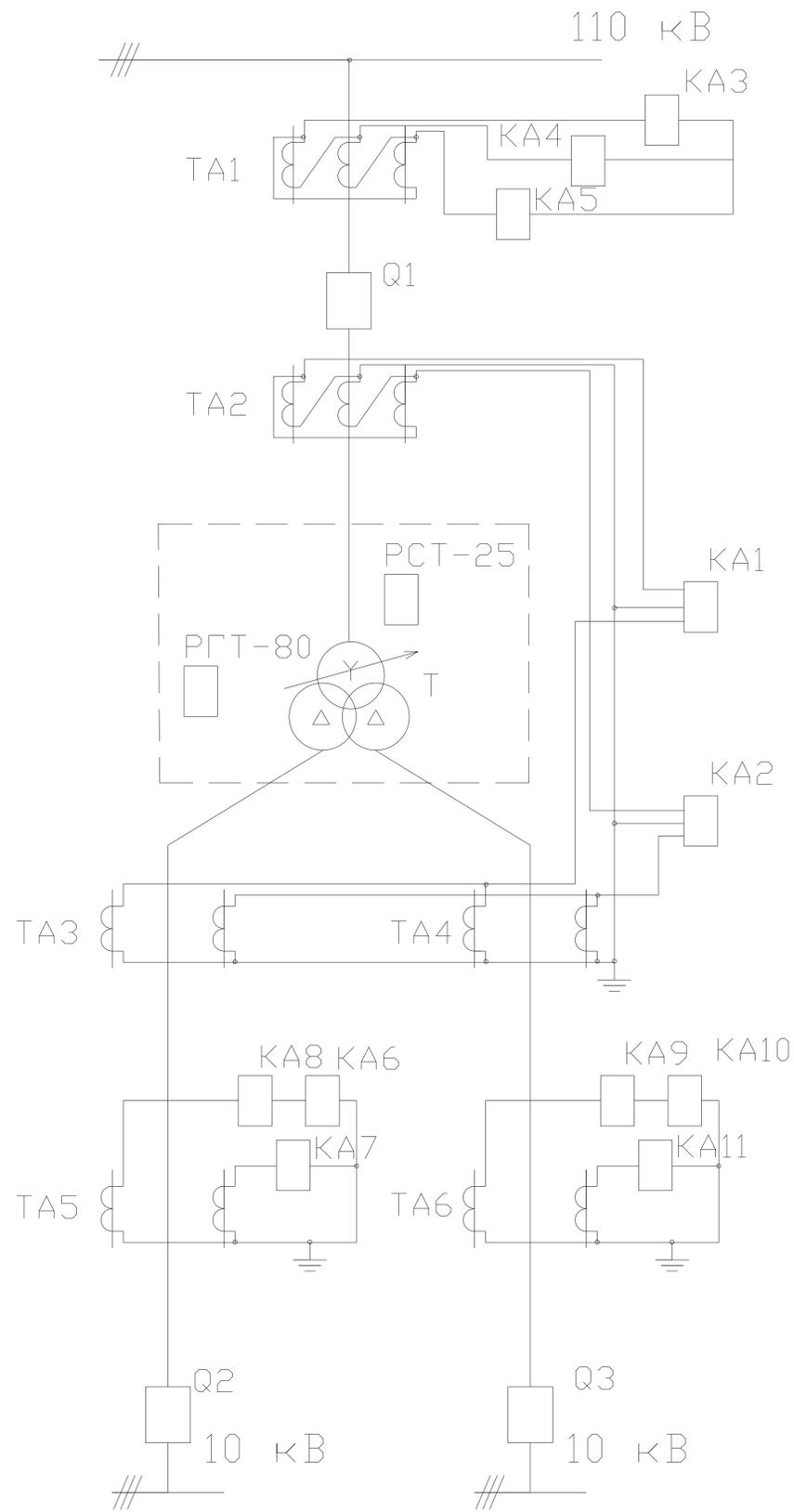
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработ.	Деменева			
Провер.	Булатов			
Н. контр.	Булатов			
Утв.	Горшков			

Схема электрическая ПС-6

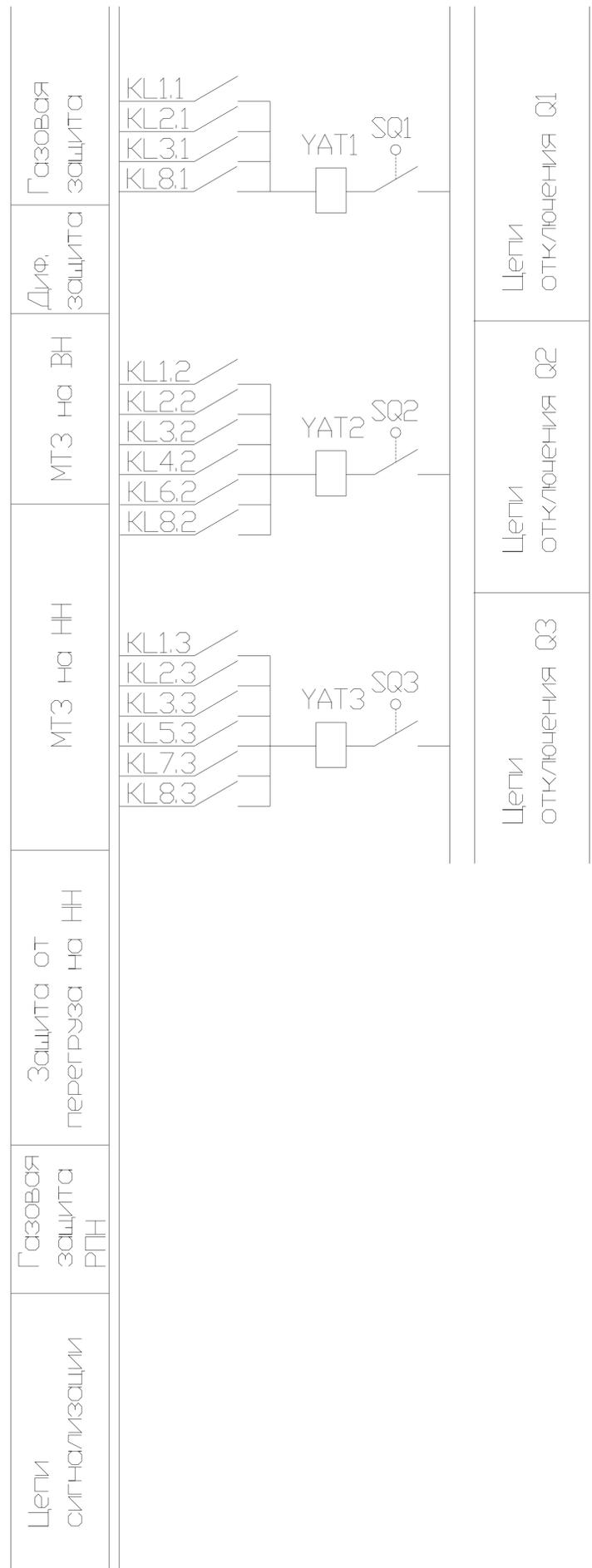
Лист 3 | Листов 4

ЮУрГУ,  
Кафедра ЭССиСЭ

Лит	Масса	Масштаб
В	К	Р



Цепи оперативного тока



Формат Знак	Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
	1	T	Трансформатор ТРДН-40000/10/10	1	
	2	TA1, TA2	Трансформатор тока ТОГФ-110-300/5	6	
	3	TA3, TA4, TA5, TA6	Трансформатор тока ТЛ-10-2000/5	8	
	4	Q1	Выключатель ВГТ-110-40/2500 У1	1	
	5	Q2, Q3	Выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У3	1	
			Газовая защита		
	6	KSG	Газовое реле РГТ-80	1	
	7	KH1, KH2	Указательное реле РУ-21	2	
	8	KI1	Промежуточное реле РП-25	1	
	9	SX	Контакт состояния выключателя	1	
			Дифференциальная защита		
	10	KA1, KA2	Дифференциальное реле РСТ-15	2	
	11	KH3	Указательное реле РУ-21	1	
	12	KI2	Промежуточное реле РП-25	1	
			Максимальная токовая защита на НН		
	13	KA6, KA7, KA10, KA11	Токовое реле РСТ-11-19	4	
	14	KH5, KH6	Указательное реле РУ-21	2	
	15	KI4, KI5	Промежуточное реле РП-23	2	
	16	KT2, KT3	Реле времени РВ-01	2	
			Максимальная токовая защита на ВН		
	17	KA3, KA4, KA5	Токовое реле РСТ-11-24	3	
	18	KH1	Указательное реле РУ-21	1	
	19	KI3	Промежуточное реле РП-23	1	
	20	KT1	Реле времени РВ-01	1	
			Защита от перегруза на НН		
	21	KA8, KA9	Токовое реле РСТ-11-19	2	
	22	KH7, KH8	Указательное реле РУ-21	2	
	23	KI6, KI7	Промежуточное реле РП-25	2	
	24	KT4, KT5	Реле времени РВ-01	2	
			Газовая защита РПН		
	25	KSG	Газовое реле РСТ-25	1	
	26	KH9	Указательное реле РУ-21	2	
	27	KI8	Промежуточное реле РП-25	1	
	21	YAT1, YAT2, YAT3	Электромагнит отключения	3	
	22	SQ1, SQ2, SQ3	Контакт состояния выключателя	3	

13.03.02.2018.254.00.ВКР

Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
	4				В	К	Р
				Лист 4 из 4			
				ЮУрГУ, Кафедра ЭССиСЭ			

Схемы релейной защиты