

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ 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, \_\_\_\_\_  
(должность)  
\_\_\_\_\_/ /  
(подпись и печать)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Развитие системы электроснабжения аграрно-промышленного района**  
**и разработка подстанции 110/35/6 кВ**

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2019.000 ВКР**

(код направления, год, номер студенческого билета)

**Руководитель, должность**

\_\_\_\_\_/ М.Г. Баландин /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы ПЗ – 571**

\_\_\_\_\_/ Ю.В. Суханова /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, должность**

\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
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/  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

Сухановой Юлии Валертевны  
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие системы электроснабжения аграрно-промышленного района  
и разработка подстанции 110/35/6 кВ

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 201\_ г. № \_\_\_\_\_

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

3. Исходные данные к работе

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



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

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Всего \_\_\_ листов

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

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

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

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

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

## Содержание

Введение.....	7
1 Развитие системы электроснабжения аграрно-промышленного района .	8
1.1 Анализ существующей схемы сети.....	8
1.1.1 Характеристика технических параметров сети.....	8
1.1.2 Расчет и анализ параметров существующей сети.....	10
1.2 Анализ работы электрической сети, связанный с ростом нагрузки потребителей .....	24
1.3 Реконструкция существующей сети.....	34
1.4 Регулирование напряжения.....	44
2. Проект подстанции 110/35/6 кВ.....	49
2.1 Выбор структурной схемы.....	52
2.2 Выбор схемы распределительных устройств.....	53
2.3 Выбор мощности силовых трансформаторов.....	56
2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	56
2.5 Расчет токов в цепях.....	58
2.6 Выбор коммутационной аппаратуры.....	60
2.6.1 Выбор коммутационных аппаратов на стороне ВН.....	60
2.6.2 Выбор коммутационных аппаратов на стороне СН.....	66
2.6.3 Выбор коммутационных аппаратов на стороне НН.....	68
2.7 Выбор средств контроля и измерения.....	69
2.7.1 Выбор трансформаторов тока.....	69
2.7.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	77
2.8 Выбор токоведущих частей распределительных устройств подстанции и вспомогательного оборудования.....	82
2.9 Выбор схемы питания собственных нужд подстанции.....	85
2.9.1 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	85
3. Техника безопасности при эксплуатации электрооборудования подстанции.....	87
3.1 Электробезопасность.....	87
3.1.1 Защитные меры электробезопасности.....	91
3.2 Требования к персоналу.....	93
3.3 Требования к территории, производственным зданиям, рабочим местам.....	94
3.4 Порядок и условия производства работ.....	98
3.5 Электрозащитные средства.....	100
3.6 Пожарная безопасность.....	102
3.6.1 Действия персонала при возникновении пожара.....	105
3.7 Освещение ОРУ подстанции.....	106
4 Экономическая часть.....	108
4.1 Капиталовложения на сооружение подстанции.....	108

					<b>13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

4.2 Эксплуатационные расходы.....	110
4.3 Определение объема работ в условных единицах.....	111
4.4 Расчет фонда заработной платы.....	112
4.5 Определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии.....	113
4.6 Расчет фондов потребления.....	114
4.7 Основные технико-экономические показатели проекта.....	115
Заключение.....	116
Литература.....	117
Приложение А Существующая сеть в минимальном режиме.....	118
Приложение Б Существующая сеть в режиме перспективных нагрузок	120
Приложение В Существующая сеть в режиме минимальных нагрузок..	122
Приложение Г Реконструируемая сеть в режиме перспективных нагрузок .....	124
Приложение Д Режим работы сети после отключения линии 5-13.....	126
Приложение Е Режим работы сети после отключения одной цепи линии 3-5.....	128
Приложение Ж Режим работы сети после отключения одной цепи линии 3-12.....	130
Приложение З Режим работы сети после отключения линии 4-21.....	132
Приложение И Графическая часть на 5-ти листах, ф. А1	

## Введение

В современных условиях эксплуатация электростанций, электрических сетей и подстанций требует их объединения в едином техническом, оперативном, экономическом и хозяйственно-административном комплексе. Таким комплексом является энергосистема, где происходит концентрация производства электроэнергии на совместно работающих электростанциях, ее передача и распределении с помощью единой разветвленной эл. сети, состоящей из линий электропередачи и подстанций, что обеспечивает:

- повышение надежности электроснабжения и требуемое качество электроэнергии (поддержание нормальных уровней частоты и напряжения);
- использование достижений научно-технического прогресса в целях поддержания устойчивой работы электрических сетей, создания и развития централизованных систем автоматического управления режимами, укрупнение электростанций и подстанций, применение высокоэкономичного энергооборудования большой единичной мощности;
- возможность лучшего маневрирования и использования энергоресурсов;
- взаимное резервирование в электросетях;
- максимальную экономичность режимов работы энергосистемы при рациональном расходе топлива и гидроресурсов на электростанциях и оптимальных условиях обмена потоками мощности в электросетях;
- уменьшение потерь в электросетях;
- наименьшую себестоимость электроэнергии;

С целью выполнения вышеуказанных технико-экономических преимуществ и ведется проектирование электросетей, которое включает в себя множество стадий. Именно при проектировании выбирается наиболее рациональный путь решения задачи. Задача проектирования многоцелевая и, как правило, не имеет однозначного решения. Определенность в решении вводится требованием обеспечить при проектировании наивысшую экономическую целесообразность путем сравнения намеченных вариантов на основе технико-экономических вариантов.

					<b>13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7



# 1 Развитие системы электроснабжения аграрно-промышленного района

## 1.1 Анализ существующей схемы сети

### 1.1.1 Характеристика технических параметров сети

Система электроснабжения аграрно-промышленного района включает в себя 32 узла (рис.1). Выдача электроэнергии осуществляется двумя электростанциями ЭС-1 и ЭС-2 с шин 110 и 220 кВ. В нормальном режиме работы существующей сети генерация электростанций составляет  $845 + j323$  МВА. При этом часть мощности отдается в другие энергосистемы. В данную же сеть поступает мощность  $S = 147,8 + j55,5$  МВА, что составляет 17,8% от общей генерации станций.

Основными потребителями электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях системы, являются промышленные, строительные организации и сельскохозяйственные производства. Большинство промышленных потребителей относятся ко второй категории, перерыв в электроснабжении которых, приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Для таких потребителей допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или оперативно-выездной бригады. Эти требования относятся к таким предприятиям района, как Станкостроительный завод, шахты и карьеры Объединения «Южуралзолото», разрез Коелгинского мрамора, Южноуральский завод «Кристалл», тяговые подстанции «Кумысная», «Упрун». К большому сожалению из-за недальновидной политики правительства, таковых сельскохозяйственных потребителей в рассматриваемом районе нет. Кроме того к потребителям второй категории относятся больницы, роддома, пожарные, милиция, перекачные, отделения связи и т.п. По требованиям надежности эти потребители обеспечиваются электроэнергией от двух независимых источников питания.

Остальные потребители относятся к третьей категории. Для них допустим перерыв в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток /4/.

Напряжение, на котором осуществляется выдача мощности потребителям 6,10,35 кВ. Загрузка трансформаторов системы в часы максимума (0,1...0,2) Sном.

Воздушные линии электропередач (ЛЭП) выполнены на железобетонных и металлических опорах. Марка используемого провода – сталеалюминиевый (АС).

По требованиям надежности воздушные ЛЭП выполнены двухцепными (как два независимых источника питания), либо одноцепными, когда надежность

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

электроснабжения обеспечивается за счет двухстороннего питания, либо создания кольцевых схем.

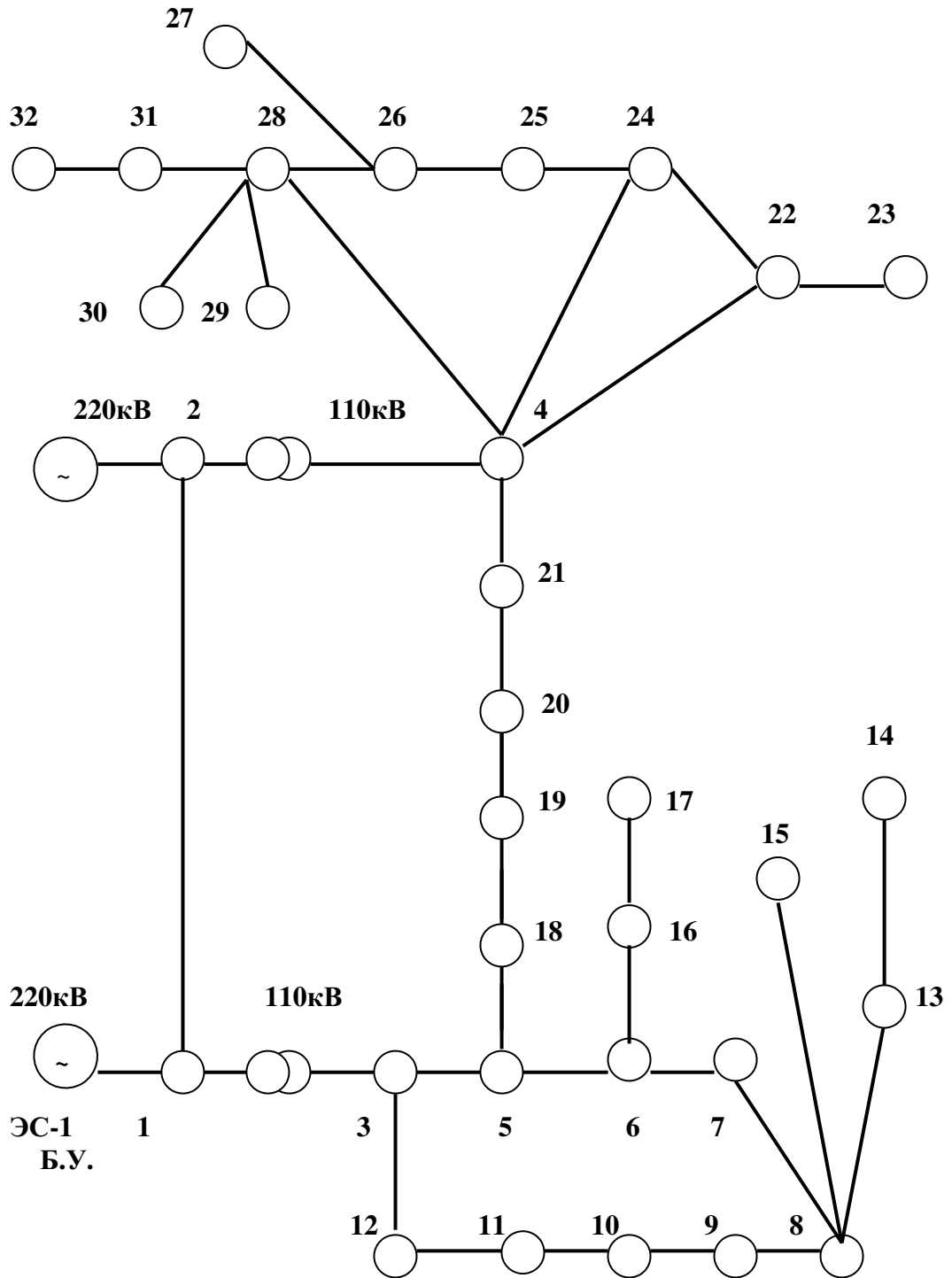


Рисунок 1- Граф схемы существующей сети

### 1.1.2 Расчет и анализ параметров существующей сети

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение ее работы сточки зрения загрузки основных элементов (линий электропередач, трансформаторов). В часы максимума трансформаторы подстанций существующей сети загружены не более чем на 30 % от  $S_{ном}$ , поэтому потери в трансформаторах незначительные. Расчет произведен по заданным нагрузкам без учета потерь мощности в трансформаторах. Расчет режима начинается с составления полной схемы замещения сети, в которую линии электропередач вводятся П - образными схемами замещения ( рисунок 2 ).

### 1.1.3 Расчет и анализ параметров существующей сети

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение ее работы сточки зрения загрузки основных элементов ( линий электропередач, тр-ров ). В часы максимума трансформаторы подстанций существующей сети загружены не более чем на 30 % от  $S_{ном}$ , поэтому потери в трансформаторах незначительные. Расчет произведен по заданным нагрузкам без учета потерь мощности в трансформаторах. Расчет режима начинается с составления полной схемы замещения сети, в которую линии электропередач вводятся П-образными схемами замещения ( рисунок 2 ).

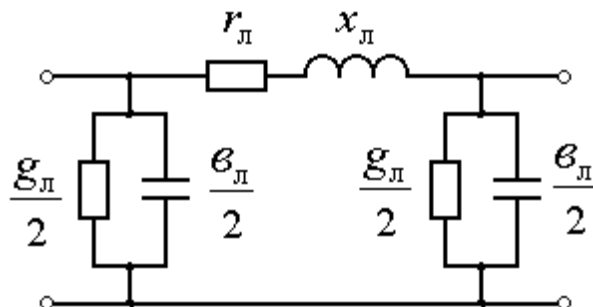


Рисунок 2 - П-образная схема замещения линии электропередачи

Параметры ЛЭП:

$$1. \text{ Активное сопротивление: } r_{лэ} = \frac{r_0 l}{n}, \quad (1)$$

где  $r_0$  - погонное сопротивление , Ом/км, зависит от марки провода, определяется по / 2 / ;

$l$  - длина ЛЭП, км ;

$n$  – количество параллельных линий.

2. Индуктивное сопротивление: 
$$x_{лэ} = \frac{x_0 l}{n}, \quad (2)$$

где  $x_0$ - погонное сопротивление, Ом/км , определяется по / 2 /.

3. Емкостная проводимость: 
$$b_{лэ} = n b_0 l, \quad (3)$$

где  $b_0$  - удельная емкостная проводимость, См/км , находим из / 2 /.

Зная марку провода и длину ЛЭП, определяем параметры всех линий сети. Расчет сведем в таблицу 1.

Рассматриваемая сеть состоит из участков с различными номинальными напряжениями  $U_{ном}$ , поэтому параметры всех участков сети следует пересчитать на одно напряжение, приняв его за базисное  $U_б$ , по формулам:

$$r_i = r_i \left( \frac{U_б}{U_{ном}} \right)^2, \quad (4)$$

$$x_i = x_i \left( \frac{U_б}{U_{ном}} \right)^2. \quad (5)$$

Базисный и балансирующий узел №1 ( см. рис. 1 ). За базисное принимаем напряжение 110 кВ.

Приведем к базисному напряжению сопротивления линии 1-2, работающей при напряжении  $U_{ном}$  220кВ.

Таблица 1- Параметры схемы замещения участков сети

№ участка	Марка провода	n	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$B_0 \cdot 10^{-6}$ См/км	L, км	$R_i$ , Ом	$X_i$ , Ом	$B_i \cdot 10^{-6}$ См
3-5	АС-240/32	2	0,12	0.401	2.85	6.26	0.38	1.26	35.7
5-6	АС-120/19	2	0,249	0.423	2.69	8	0.99	1.69	43.04
6-7	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	48.6	12.1	20.6	130.7
7-8	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	27.8	6.9	11.8	74.8
8-9	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	23.6	5.88	9.98	63.5
9-10	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	21.7	5.4	9.18	58.3
10-11	АС/120/19	1	0,249	0.423	2.69	19.7	4.9	8.35	53.1
11-12	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	11.8	2.3	4.91	32.3
12-3	АС-150/24	2	0,195	0.416	2.74	3.3	0.32	0.69	18.1
8-13	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	17.3	4.3	7.3	46.4
13-14	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	16.8	4.18	7.1	45.1
8-15	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	21.2	5.3	8.97	57
6-16	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	10.7	2.1	4.45	28.4

Продолжение таблицы 1

№ участка	Марка провода	n	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	B <sub>0</sub> *10 <sup>-6</sup> См/км	L, км	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	B <sub>i</sub> *10 <sup>-6</sup> См
16-17	АС-95/16	1	0,314	0.429	2.65	24.3	7.63	10.4	64.4
5-18	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	7.4	1.44	3.1	28.3
18-19	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	22.5	4.4	9.36	61.7
19-20	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	38.7	7.54	16.1	105.9
20-21	АС-240/32	1	0,12	0.401	2.85	50.2	6	20.1	143.1
21-4	АС-240/32	1	0,12	0.401	2.82	2.7	0.32	1.1	7.7
4-22	АС-185/29	1	0,156	0.409	2.82	15.1	2.35	6.2	42.5
4-24	АС-185/29	1	0,156	0.409	2.82	20.5	3.2	8.4	57.81
22-24	АС-185/29	1	0,156	0.409	2.82	7	1.1	2.9	19.7
22-23	АС-185/29	1	0,153	0.409	2.82	9	1.4	3.7	25.4
24-25	АС-185/29	1	0,156	0.409	2.82	22	3.43	9	62
25-26	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	7	1.37	2.9	18.2
26-27	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	0.5	0.1	0.21	1.37
26-28	АС-150/24	1	0,195	0.416	2.74	44.8	8.7	18.6	122.8
28-29	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	1.5	0.37	1.6	10.1
4-28	АС-185/29	1	0,156	0.409	2.82	46.8	7.3	19.1	132
28-30	АС-120/19	1	0,249	0.423	2.69	13.5	3.36	5.7	36.3
28-31	АС-70/11	1	0,42	0.42	2.73	25.6	10.6	0.6	69.9
31-32	АС-70/11	1	0,42	0.42	2.73	16.7	7	7	45.6
1-2	АС-500/64	2	0,059	0.041	2.79	63.4	1.87	13	353.7

$$r_{1-2} = 1,87 \left( \frac{110}{220} \right)^2 = 0,47 \quad , \quad x_{1-2} = 13 \left( \frac{110}{220} \right)^2 = 3,25 \quad .$$

Нагрузки в узлах существующей сети приняты по данным декабрьского максимума 2003г. Трансформаторы подстанций загружены не более чем на 30 % номинальной мощности. Потребляемая в узлах мощность представлена в таблице 2.

Таблица 2- Нагрузки в узлах сети

№ узла	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
P <sub>н</sub> , МВт	18,8	10,6	2,4	11,1	1,1	1,7	1,8	5	1,1	11,1	1,1	0,4	0,4	5,8	2,6
Q <sub>н</sub> , МВар	11,4	4,7	1	4,8	0,5	0,8	0,6	2,1	0,5	4,8	0,5	0,2	0,1	2,5	0,8

Продолжение таблицы 2

№ узла	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
P <sub>н</sub> , МВт	8,1	20,2	4,3	0,8	10,2	4,4	6,4	1,7	11	5,7	1,4	1	2
Q <sub>н</sub> , МВар	1,8	1,4	2	0,5	2,5	2,5	1,6	0,6	4,8	2,4	0,6	0,5	0,9

Электростанция ЭС-1 (рис.1) представлена в схеме замещения шинами 220 кВ (узел №1-БУ), шинами 110 кВ (узел №3).

Электростанция ЭС-2 представлена шинами 220 кВ (узел №2) и шинами 110кВ (узел №4).

Узловые мощности при этом содержат как собственную генерацию станций, так и нагрузки на шинах, питающие другие системы.

$$\underline{S}_i = \underline{S}_H - ( \underline{S}_Г - \underline{S}_{сн} - \Delta \underline{S}_Т ), \quad (6)$$

где  $\underline{S}_H$  – мощность нагрузки на шинах, МВА;

$\underline{S}_Г$  – мощность, выдаваемая генераторами, МВА ;

$\underline{S}_{сн}$  – мощность собственных нужд станций, МВА , согласно / 4 / примем  
 $P_{сн} = 8 \% P_Г$ ,  
 $Q_{сн} = 8 \% Q_Г$  ;

$\Delta \underline{S}_Т$  – потери мощности в трансформаторах станций, МВА ,  $\Delta P_Т = 3 \% P_Г$ ,

$\Delta Q_Т = 10 \% Q_Г$ ;

В существующем режиме на ЭС-2 шины 220 кВ:  $\underline{S}_Г220 = 228 + j156$  ;

$\underline{S}_H = 234,5 - j17,1$  ;

шины 110 кВ :  $\underline{S}_Г110 = 44 + j12$  ;

$\underline{S}_H = 168,7 + j69,5$  ;

$$\underline{S}_{эс-2} = 234,5 - j17,1 - ( 228 - 228 \cdot 0,08 - 228 \cdot 0,03 ) - j ( 156 - 156 \cdot 0,08 - 156 \cdot 0,1 ) = 31,5 - j145.$$

По выражению можно сделать вывод о том, что узел №2 потребляет активную энергию и вырабатывает реактивную.

$$\underline{S}_4 = 168,7 - j69,5 - ( 44 - 44 \cdot 0,08 - 44 \cdot 0,03 ) - j ( 12 - 12 \cdot 0,08 - 12 \cdot 0,1 ) = 129,5 + j59,7.$$

Узловая мощность ЭС-1 шин 110 кВ – только нагрузка:  $\underline{S}_H = 247,9 - j44,3$  ;

Шины 220кВ и 110 кВ электростанций связаны через автотрансформаторы. Автотрансформаторы на ЭС-1 типа 3\*АТДЦТН-250/220/110, на ЭС-2 типа 2\*АТДЦТН-250/220/110.

Таблица 3 - Паспортные данные автотрансформаторов станций

Тип	Sном, МВА	Uк вс, %	Uк вн, %	Uк сн, %	ΔPк вс, МВт	ΔPх, МВт	ΔQх, МВар
АТДЦТН-250/220/110	250	11	32	20	0,52	0,125	1

Определим для них параметры схемы замещения. Схема замещения автотрансформатора отражена на рисунке 3.

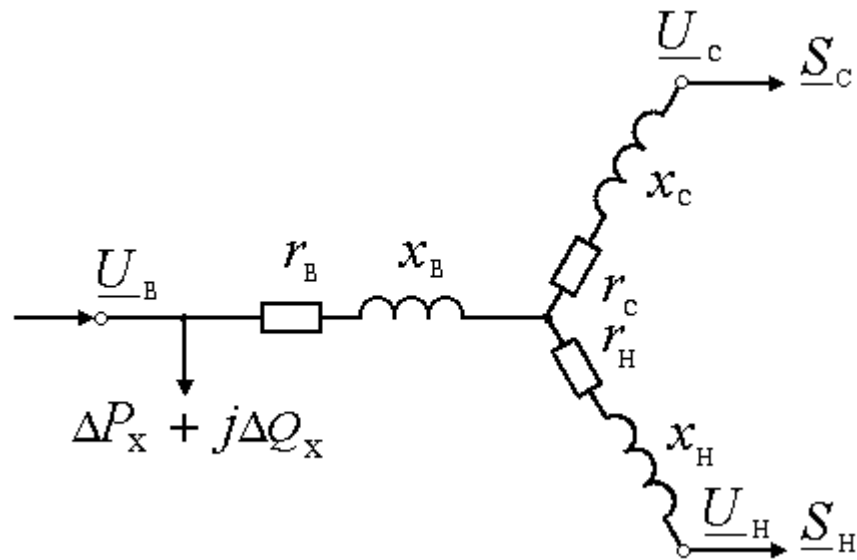


Рисунок 3 - Схема замещения автотрансформатора и трехобмоточного трансформатора

Активное сопротивление обмоток:

$$r_{B-C} = \frac{\Delta P_{KB-C} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (7)$$

где  $\Delta P_{KB-C}$  - потери короткого замыкания, МВт;

$U_{НОМ}$  - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{НОМ}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активные сопротивления обмоток высшего и среднего и низшего напряжения:

Мощность обмотки высшего напряжения равна номинальной мощности автотрансформатора, а мощность обмотки низшего напряжения составляет от неё не более 50%. При наличии магнитной связи активные сопротивления в схеме замещения обратно пропорциональны мощностям соответствующих обмоток:

$$r_B = r_C = \frac{r_{B-C}}{2}, \quad (8)$$

$$\text{а для обмотки НН :} \quad r_H = 2r_B. \quad (9)$$

$$r_{B-C} = \frac{0,52 * 220^2}{250^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

$$r_B = r_C = \frac{0,4}{2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

$$r_H = 2 \cdot 0,2 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Суммарные реактивные сопротивления пар обмоток рассчитываются по формулам:

$$x_{B-C} = \frac{U_{KB-C} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}}, \quad x_{B-H} = \frac{U_{KB-H} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}}, \quad x_{C-H} = \frac{U_{KC-H} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}}, \quad (10),(11),(12);$$

где  $U_{KB-C}, U_{KB-H}, U_{KC-H}$  – напряжения короткого замыкания, %, а индуктивное сопротивление каждой обмотки находится из следующих выражений:

$$x_B = \frac{1}{2}(x_{B-C} + x_{B-H} - x_{C-H}), \quad (13)$$

$$x_C = \frac{1}{2}(x_{B-C} + x_{C-H} - x_{B-H}), \quad (14)$$

$$x_H = \frac{1}{2}(x_{C-H} + x_{B-H} - x_{B-C}). \quad (15)$$

$$x_{B-C} = \frac{11 \cdot 220^2}{100 \cdot 250} = 21,3 \text{ Ом}; \quad x_{B-H} = \frac{32 \cdot 220^2}{100 \cdot 250} = 61,95 \text{ Ом};$$

$$x_{C-H} = \frac{20 \cdot 220^2}{100 \cdot 250} = 38,7 \text{ Ом.}$$

$$x_B = \frac{1}{2}(21,3 + 61,95 - 38,7) = 22,3 \text{ Ом}; \quad x_C = \frac{1}{2}(21,3 + 38,7 - 61,9) = -1,9 \text{ Ом};$$

$$x_H = \frac{1}{2}(61,95 + 38,7 - 21,3) = 39,7 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление средней обмотки отрицательно, в дальнейших расчетах его не учитываем.

Генерация мощности на ЭС-1 и ЭС-2 осуществляется со стороны 220 и 10 кВ автотрансформаторов. Генерация мощности со стороны 10 кВ автотрансформаторов станций ЭС-1 и ЭС-2 полностью компенсируется частью нагрузки на шинах 110 кВ станций т.е. обмотка НН автотрансформаторов не нагружена и ее в схеме замещения не учитываем. Схема замещения упрощается

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						15



и принимает вид рисунок 4 .

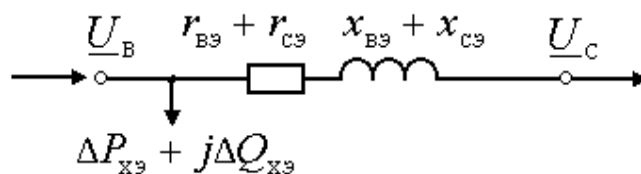


Рисунок 4 - Упрощенная эквивалентная схема замещения при отсутствии нагрузки на обмотке НН автотрансформатора

Так как на шинах ЭС-1 и ЭС-2 установлено 3 и 2 автотрансформатора, то для схемы замещения определяются эквивалентные параметры.

$$r_{вэ} = \frac{r_B}{n}, \quad \text{Ом}; \quad (16),$$

$$x_{вэ} = \frac{x_B}{n}, \quad \text{Ом}; \quad (17)$$

где  $n$  – количество АТ, установленных на подстанции.

$$\text{ЭС-1: } r_{вэ} = \frac{0,2}{3} = 0,067 \text{ Ом}; \quad x_{вэ} = \frac{22,3}{3} = 7,43 \text{ Ом};$$

$$\text{ЭС-2: } r_{вэ} = \frac{0,2}{2} = 0,1 \text{ Ом}; \quad x_{вэ} = \frac{22,3}{2} = 11,16 \text{ Ом}.$$

Приведем сопротивления автотрансформаторов ЭС-1 и ЭС-2 к базисному напряжению по выражениям (4) и (5).

$$r_{1-3} = 0,067 \left( \frac{110}{220} \right)^2 = 0,02 \text{ Ом}; \quad r_{2-4} = 0,1 \left( \frac{110}{220} \right)^2 = 0,03 \text{ Ом};$$

$$x_{1-3} = 7,43 \left( \frac{110}{220} \right)^2 = 1,9 \text{ Ом}; \quad x_{2-4} = 11,16 \left( \frac{110}{220} \right)^2 = 2,8 \text{ Ом}.$$

Для упрощения графа сети рассчитаем потоки мощности на тупиковых участках. Расчет по определению мощности на участках целесообразно вести начиная с наиболее удаленных конечных пунктов. Добавляя к потоку мощности у приемного конца каждого участка потери мощности на нем, определим потери мощности у его приемного конца. Для линий 110 кВ проводимости  $\mathcal{B}$  лэ (рис. 2) можно заменить зарядной мощностью:

$$-j \frac{Q_{сэ}}{2} = -j U_{\text{НОМ}}^2 \frac{n \mathcal{B}_0 l}{2}, \quad (18)$$

Расчетная нагрузка для узлов - мощности нагрузки узла с учетом зарядной мощности линий, подключенных к данному узлу.

$$\underline{S}_{ip} = \underline{S}_{in} + j \frac{Q_i}{2}, \quad (19)$$

Потери мощности на  $i$ -том участке линии :

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} (r_0 + jx_0)l, \text{ МВА}, \quad (20)$$

Рассмотрим участок 6-17. Схема замещения представлена на рисунке 5.

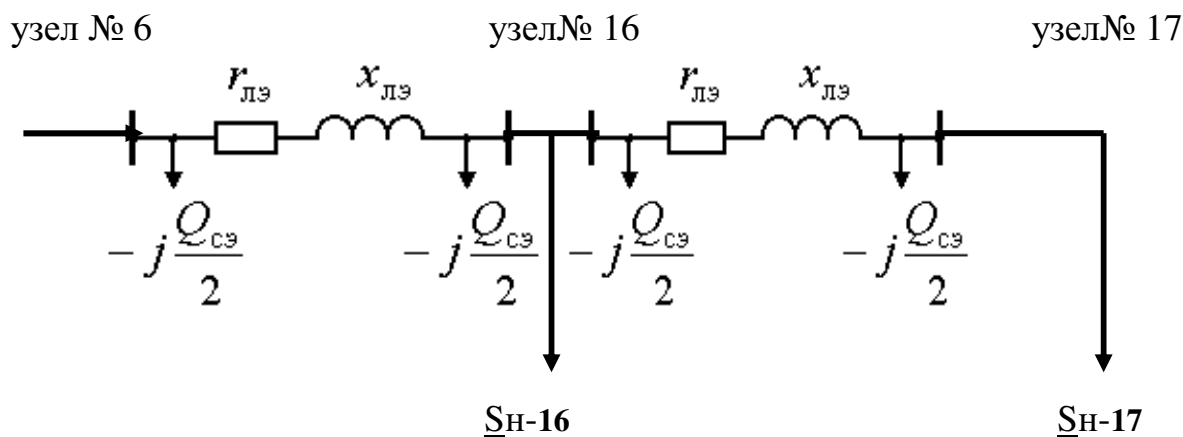


Рисунок 5 - Схема замещения участка 6-17

Расчет начнем с удаленного узла 17

$$\frac{Q_{сэ}}{2}_{6-17} = 110^2 \frac{64,4 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,39 \text{ МВар};$$

$$\underline{S}_{17p} = 0,4 + j0,1 - j0,39 = 0,4 - j0,29 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{16-17} = \frac{0,4^2 + 0,29^2}{110^2} (7,63 + j 0,4) = 0,5 + j0,7 \text{ МВА};$$

$$\frac{Q_{сэ}}{2}_{6-16} = 110^2 \frac{28,4 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,17 \text{ МВар};$$

$$\underline{S}_{17p} = 0,4 + j0,2 - j0,39 - j0,17 + 0,5 + j0,7 + 0,4 - j0,28 = 1,3 + j0,23 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{16-17} = \frac{1,3^2 + 0,23^2}{110^2} (0,23 + j 4,45) = 0,3 + j0,6 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{16-17p} = 1,3 + j0,23 + 0,3 + j0,6 - j0,7 = 1,6 + j0,66$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная мощность узла №6 :

$$\underline{S}_{6p} = \underline{S}_6 + \underline{S}_{16-17p} = 10.6 + j4.7 + 1.6 + j0.66 = 12.2 + j5.36 ;$$

Аналогичным способом рассчитаем участки 8-14,15; 22-23; 26-27; 28-32,30,29;.

Результаты расчета сведены в таблицу 5, где сразу же проведена проверка линий по току.

Ток участка :

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{НОМ}} , \quad (21)$$

где  $S_i$ - поток мощности на участке, МВА ;

$I_i$  – ток, проходящий по участку ВЛ, А.

Таблица 5-Потоки мощности на тупиковых подстанциях

№ участка	Марка провода	$S_i$ , МВА	$I_i$ , А	$I_{доп}$ , А
17-16	АС-95/16	0,49	2,6	330
16-6	АС-150/24	1,32	6,9	445
8-15	АС-120/19	1,11	5,8	380
8-13	АС-120/19	13	68,3	380
13-14	АС-120/19	11,99	63	380
22-23	АС-185/29	0,9	4,7	510
26-27	АС-150/24	1,8	5,3	445
28-29	АС-120/19	6,2	32,5	380
28-30	АС-120/19	1,5	7,9	380
32-31	АС-70/11	2,1	11	265
31-28	АС-70/11	3,06	18,9	265

По результатам расчетов тупиковых ветвей можно сделать вывод о том, что нагрузка участков этих ветвей лежит в пределах допустимого, и их реконструкция не требуется.

Граф существующей сети можно упростить, заменив тупиковые ветви характеризующими их мощностями :

$$\underline{S}_{p\ 8-14} = 12,31+j4,3 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 26-27} = 1,7+j0,6 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 8-15} = 11+j0,2 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 28-32} = 3+j0,62 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 6-17} = 1,6+j0,6 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 28-30} = 1,4+j0,6 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 22-23} = 0,8+j0,45 \text{ МВА} ,$$

$$\underline{S}_{p\ 28-29} = 5,7+j2,4 \text{ МВА} .$$

Тогда расчетные нагрузки узлов:

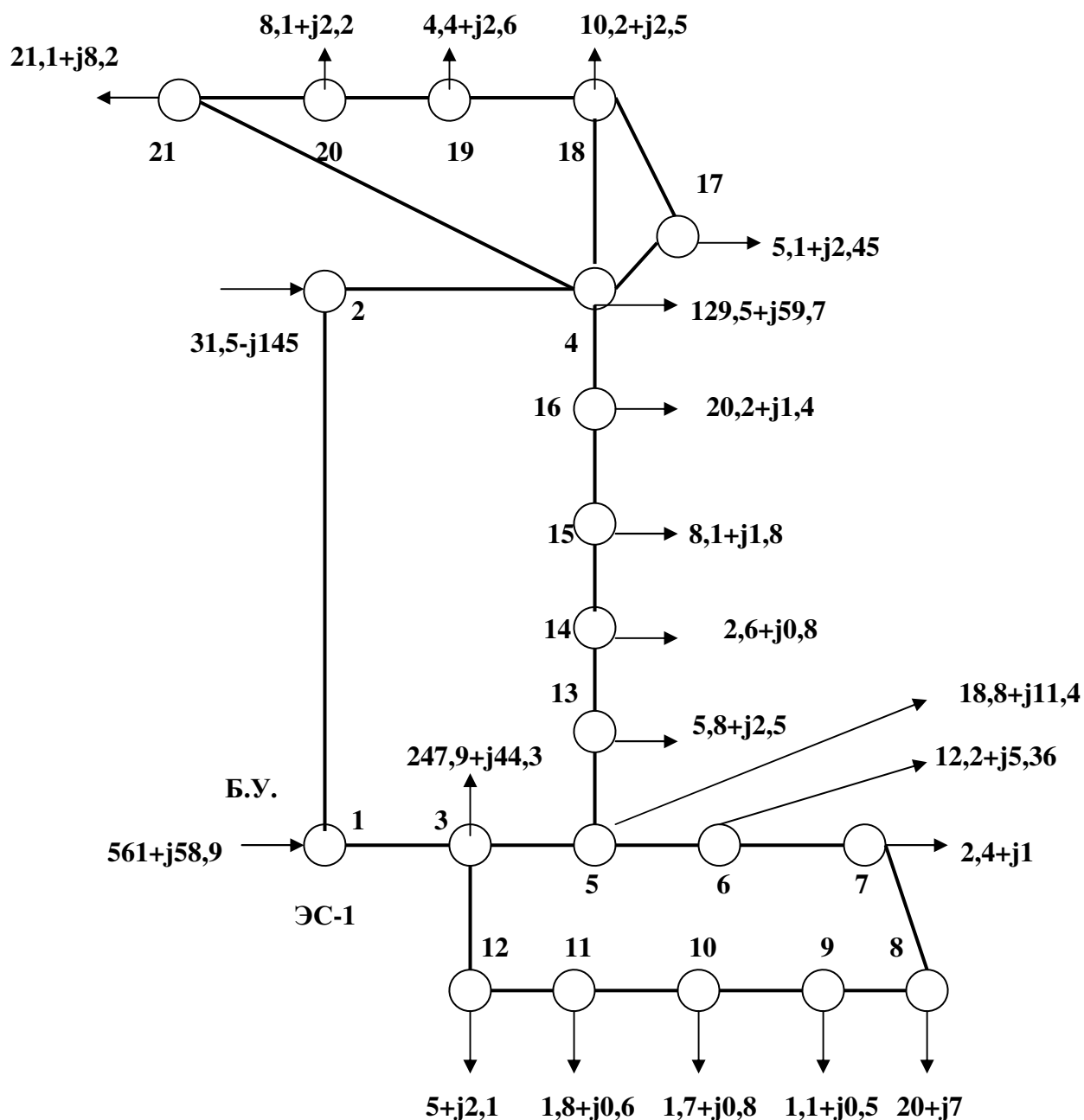
$$\underline{S}_{p8} = \underline{S}_{p8-14} + \underline{S}_{p8-15} + \underline{S}_{H8} = 12,31+j4,3+1,1+j0,2+6,6+j2,9 = 20+j7 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p22} = \underline{S}_{p22-23} + \underline{S}_{H22} = 08+j0,45+4,3+j2 = 5,1+j2,45 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p26} = \underline{S}_{p26-27} + \underline{S}_{H26} = 1,7+j0,6+6,4+j1,6= 8,1+j2,2 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p28}=\underline{S}_{p28-32}+\underline{S}_{p28-30}+\underline{S}_{p28-29}+\underline{S}_{H28}= 3+j0,6+1,4+j0,6+5,7+j2,4+11+j4,8=21,1+j8,2 \text{ МВА}.$$

В результате получили упрощенный граф сети ( рис. 6 ), с помощью которого и будем рассчитывать режимы работы сети.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## Рисунок 6 - Граф схемы существующей сети

Расчет режима произведен с использованием программного модуля NetCAD. Стационарный режим электрической сети описывается системой нелинейных алгебраических уравнений с комплексными переменными:

$$\underline{Y} \underline{B} = \frac{\underline{S}_k^*}{\sqrt{3} \underline{U}_k^*} - \underline{Y} \underline{B}, \quad (22)$$

где  $\underline{Y}$  - матрица узловых проводимостей;

$\underline{U}$  - вектор неизвестных узловых напряжений;

$\underline{S}^*$  - вектор узловых мощностей;

$\underline{Y}_B$  - вектор проводимостей узлов по отношению к балансирующему;

$\underline{U}_B$  - напряжение балансирующего узла ( $U_B=110$  кВ);

В качестве исходной информации задается конфигурация сети (рисунок 5) и параметры схемы замещения, определяемые обычно указанием для каждой ветви номеров узлов начала и конца ее, сопротивления ( $\underline{Z}_s = \underline{R}_s + j\underline{X}_s$ ) и емкостной проводимости ( $\underline{B}_s$ ) для линий, сопротивления для трансформаторов. Параметры режима определяются узловыми мощностями ( $\underline{S}_i$ ) и напряжением в балансирующем узле ( $\underline{U}_B$ ). По параметрам сети определяется матрица узловых проводимостей. Обычно операции с комплексными переменными заменяются арифметическими операциями с действительными числами. При этом система комплексных уравнений, имеющая порядок  $n$ , определяемый по числу независимых узлов, преобразуется в систему из  $2n$  уравнений с действительными переменными.

Правая часть системы (20) при фиксированном значении узловых напряжений образует вектор задающих токов:

$$\underline{J} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3} \underline{U}^*} - \underline{Y} \underline{B} = j_a + j_r, \quad (23)$$

Решение системы (22) позволяет найти составляющие  $U_r$  и  $U_a$  вектора узловых напряжений.

Итерационный процесс поиска узловых напряжений начинается с задания исходного приближения, в качестве которого обычно принимают  $U_a^{(0)} = U_B$  и  $U_p^{(0)} = 0$ . Затем определяются по (23) задающие токи и решается система (22). Найденные напряжения  $U_a^{(1)}$  и  $U_p^{(1)}$  сравниваются с  $U_a^{(0)}$  и  $U_p^{(0)}$ . Если различие напряжений больше принятой точности расчета по напряжению  $\epsilon_{ps} U$ , то  $U_a^{(0)}$  и  $U_p^{(0)}$  заменяются на  $U_a^{(1)}$  и  $U_p^{(1)}$  и расчет повторяется. При обеспечении заданной

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

точности итерационный процесс заканчивается. Полученные напряжения в узлах используются для определения токов и потоков мощности в ветвях.

При этом сначала рассчитывается ток ветви:

$$\underline{I}_{kj} = \frac{U_k - U_j}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{kj}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U_k - U_j) \underline{Y}_{kj}, \quad (24)$$

где  $U_k, U_j$  - напряжения на концах ветви k-j ;

$\underline{Z}_{kj}$  и  $\underline{Y}_{kj}$  – сопротивление и проводимость ветви.

Активные и реактивные составляющие тока можно найти следующим образом:

$$\underline{I}_{akj} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U_{ak} - U_{aj}) g_{kj} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U_{pk} - U_{pj}) \mathcal{B}_{kj}, \quad (25)$$

$$\underline{I}_{pkj} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U_{ak} - U_{aj}) \mathcal{B}_{kj} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U_{pk} - U_{pj}) g_{kj}, \quad (26)$$

где  $g_{kj}$  и  $\mathcal{B}_{kj}$  – активная и реактивная составляющие проводимости линии между узлами k и j.

По токам в ветвях и напряжениям в узлах рассчитываются мощности: в начале линии

$$\underline{S}_{kj}^H = \sqrt{3} \cdot U_k \underline{I}_{kj}^*, \quad (27)$$

в конце линии

$$\underline{S}_{kj}^K = \sqrt{3} \cdot U_j \underline{I}_{kj}^*. \quad (28)$$

Активные и реактивные составляющие мощности определяют по следующим выражениям:

$$P_{kj}^H = \sqrt{3} \cdot U_{ak} I_{akj} + \sqrt{3} \cdot U_{pk} I_{pkj}; \quad (29)$$

$$Q_{kj}^H = \sqrt{3} \cdot U_{pk} I_{akj} - \sqrt{3} \cdot U_{ak} I_{pkj}, \quad (30)$$

По найденным потокам мощности всех ветвей для каждого узла  $k$ , кроме балансирующего, определяется небаланс мощности:

$$P_{\text{нб } k} = \sum_{(j)} P_{kj} - P_k, \quad (31)$$

$$Q_{\text{нб } k} = \sum_{(j)} Q_{kj} - Q_k, \quad (32)$$

где  $P_k, Q_k$  – узловые мощности;

$P_{kj}, Q_{kj}$  – потоки по ветвя, связанным с узлом  $k$ .

Если небаланс в каждом узле не превышает допустимого значения, расчет заканчивается. В противном случае осуществляется возврат на продолжение итеративного процесса определения узловых напряжений при  $\text{eps}U = 0,5 \text{ eps}U$ . После обеспечения баланса в узлах определяются потери мощности по ветвям и в целом по сети, а так же другие параметры режима ( модули напряжений, углы и т. д.).

Потери мощности можно найти по разности потоков мощности в начале и в конце линии:

$$\Delta S_{kj} = S_{kj}^H - S_{kj}^K = \left( P_{kj}^H - P_{kj}^K \right) + j \left( Q_{kj}^H - Q_{kj}^K \right), \quad (33)$$

или по току ветви :

$$\Delta S_{-k} = \sqrt{3} I_{-k}^2 * ( R_{kj} + jX_{kj} ), \quad (34)$$

Если предусматривать эти значения по всем ветвям схемы, получим потери мощности для электрической сети.

Сумма потоков мощности для всех линий, связанных с балансирующим узлом, позволяет определить мощность, поступающую из балансирующего узла.

Существует несколько методов решения системы ( 22 ). В программе Net CAD реализован метод Гаусса-Зейделя.

Систему алгебраических уравнений ( 22 ) можно записать в виде:

$$aX = B.$$

В матрице  $a$ , соответствующей узловым проводимостям, наибольшие элементы располагаются на главной диагонали, что обеспечивает необходимые условия сходимости итерационного процесса, основное соотношение которого:

$$X_k^{(i+1)} = \frac{1}{a_{kk}} \left[ b_k - \sum_{j=1}^{k-1} a_{kj} X_j^{(i+1)} - \sum_{j=k+1}^{2n} a_{kj} X_j^{(i)} \right], \quad (35)$$

где k-номер итерации;

Если хотя бы одна составляющая  $X_k^{(i+1)}$  вектора неизвестных отличается от значения  $X_k^{(i)}$ , то на предыдущей итерации на величину, большую заданной точности  $\epsilon_{ps}$ , то итерационный процесс продолжается.

Метод достаточно прост в программной реализации и имеет неплохую сходимость. Он широко используется в промышленных программах анализа режимов сложных энергосистем.

Полученные в результате расчета параметры представлены в приложении А. Проведем проверку сети по допустимым токам  $I_{доп}$  ( из 2 ). Рассчитанные потоки мощности и токи в ветвях, определенные по выражению (21) сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Потоки мощности и токи в ветвях сети

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп,А
1-2	2*АС-500/64	232,7	1223	2*945
3-5	2*АС-240/32	65,7	345	2*610
5-5	АС-120/19	24,7	130	380
6-7	АС-120/19	11,6	61	380
7-8	АС-120/19	9,2	48	380
8-9	АС-120/19	11,7	61	380
9-10	АС-120/19	12,8	67	380
10-11	АС-120/19	14,6	77	380
11-12	АС-120/19	16,5	87	380
12-3	2*АС-150/24	21,8	115	2*445
5-13	АС-150/24	21,3	112	445
13-14	АС-150/24	15,5	81	445
14-15	АС-150/24	12,8	67	445
15-16	АС-240/32	6,7	35	610
16-4	АС-240/32	16,5	87	610
4-17	АС-185/29	16,2	85	510
4-18	АС-185/29	15,7	83	510
17-18	АС-185/29	10,7	56	510
18-19	АС-185/29	16,1	85	510
19-20	АС-150/24	11,3	59	445
20-21	АС-150/24	2,9	12	445
21-4	АС-185/29	19,3	101	510

Суммарные потери активной мощности :  $\sum \Delta P = 3,861 \text{ МВт}$ ;

Минимальное напряжение в узле №8 - 105,2 кВ

$$\Delta U_{нб} = \frac{U_i - U_n}{U_n} 100\%, \quad (36)$$



$$\Delta U_{нб} = \frac{105,2 - 110}{110} 100\% = 4,4\%.$$

Проверим нагрузочную способность автотрансформаторов на ЭС-1 и ЭС-2. Различают допустимые нагрузки и допустимые перегрузки трансформатора. Если режим работы трансформатора не ускоряет старение изоляции и срок ее службы остается соответствующим номинальному режиму, то режим допускается неограниченно долгими и называется допустимой длительной нагрузкой. Предельный коэффициент загрузки  $K_3 = 0,7$ .

Режим, вызывающий ускоренный износ и сокращение срока службы изоляции, называют перегрузкой. Согласно ГОСТу 14209-69 аварийную перегрузку трансформаторов рекомендуется принимать равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток, т.е.  $K_{п} = 1,4$ .

Совокупность всех допустимых нагрузок и перегрузок определяют его нагрузочную способность / 5 /.

Таблица 7 - Анализ загрузки автотрансформаторов

Узел	№ участка	Тип автотр-ра	Si.MBA	$K_3$	$K_{п}$
ЭС-1	1-3	3*АТДЦТН-250/220/110	343	$\frac{343}{3*250} = 0,46$	$\frac{343}{2*250} = 0,69$
ЭС-2	2-4	2*АТДЦТН-250/220/110	214	$\frac{214}{2*250} = 0,43$	$\frac{214}{250} = 0,86$

По полученным в таблице 7 результатам видно, что загрузка всех автотрансформаторов  $K_3 < 0,7$ , коэффициент перегрузки  $K_{п} < 1,4$ .

Рассмотрев и проанализировав результаты расчетов можно сказать, что сеть работает с неоптимизированными напряжениями в узлах, хотя токи в ветвях далеки до критических.

При проектировании планируется увеличение нагрузок потребителей до  $0,7 S_{ном тр-ра}$ . Выполним проверку этого режима.

## 1.2 Анализ работы электрической сети, связанный с ростом нагрузки потребителей

При проектировании данной сети не планируется подключение новых потребителей (п/ст), а увеличение энергопотребления связано с ростом нагрузок существующих подстанций ( до  $0,7 S_{ном тр-ров}$  ). Расчет нагрузок проведем на примере подстанции 5.

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

В существующем режиме п/ст работает с  $\cos\Phi_H = P/S$ , (37)

$$\cos\Phi_H = 18,8/22 = 0,9 .$$

В режиме перспективных нагрузок:  $S = S_T \cdot n \cdot K_3$ , (38)

$$S = 31,5 \cdot 2 \cdot 0,7 = 44,1 \text{ МВА} .$$

$$P_{\text{нг}} = S \cos\Phi_H , \quad (39)$$

$$P_{\text{нг}} = 44,1 \cdot 0,9 = 37,8 \text{ МВт} .$$

$$Q_{\text{нг}} = \sqrt{\frac{P^2}{\cos^2\varphi} - P^2} , \quad (40)$$

$$Q_{\text{нг}} = \sqrt{\frac{37,8^2}{0,9^2} - 37,8^2} = 18,3 \text{ МВар} .$$

Расчет перспективных нагрузок остальных п/ст производится аналогично и результаты сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Новые нагрузки потребителей

№ узла	Тип трансформатора	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>нг</sub> , МВар
5	2*ТДТН-31,5/110/35/6	37,8	18,3
6	2*ТДТН-25/110/35/10	31,5	15,3
7	2*ТДТН-25/110/35/10	31,4	15,2
8	ТДТН-25/110/35/10 ТДТН-16/110/35/10	26,4	12,1
9	2*ТДН-10/110/10	12,9	5,4
10	2*ТМН-6,3/110/10	7,8	4
11	ТДТГ-10/110/6,3 ТМ-7,5/110/6,3	11,6	3,8
12	2*ТДТН-25/110/35/10	32,4	13,1
13	2*ТМН-6,3/110/10	8,1	3,4
14	2*ТДТН-25/110/35/10	32	13,4
15	2*ТМН-6,3/110/10	8,2	3,5
16	2*ТМН-6,3/110/10	7,84	4,04
17	ТМН-6,3/110/10 ТДНГ-10/110/10	8	1,6
18	2*ТМ-6,3/110/10	8,3	3,6
19	2*ТМН-6,3/110/10	8,5	2,5
20	2*ТДТН-25/110/35/10	34,3	7
21	2*ТДТН-25/110/35/10	35	0,2
22	2*ТДТН-10/110/35/10	12,7	5,7
23	2*ТДТН-16/110/35/10	19	11,9
24	ТРДН-25/110/10	17	4,3
25	2*ТМН-6,3/110/10	7,67	4,7
26	2*ТДТН-10/110/35/10	11,1	8,7
27	2*ТМН-6,3/110/10	8,33	3,1
28	ТДТН-10/110/35/6,3 КТРН-10/110/35/6,3	12,8	5,4

29	2*ТМН-6,3/110/6,3	8,1	3,4
30	2*ТМН-6,3/110/6,3	8,2	3,3
31	2*ТМН-6,3/110/6,3	7,9	4,5
32	ТМН-6,3/110/6,3	4,41	1,9

По данным о новых нагрузках потребителей составим баланс активных и реактивных мощностей.

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче / 4 /, т.е. баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi}, \quad (41)$$

где  $\sum P_{\Gamma}$  - суммарная генерируемая мощность эл. станций, МВт;

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

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum P_{\Pi}$ , потерь мощности в линиях  $\sum P_{\text{л}}$  и трансформаторах  $\sum P_{\text{т}}$ .

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3%, в трансформаторах 1,2...1,5% от мощности всех нагрузок:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{л}} + \sum P_{\text{т}}, \quad (42)$$

В параметр суммарной нагрузки  $\sum P_{\text{н}}$  помимо собственных нагрузок п/ст (табл. 8) входят транзитные мощности перетоков в другие системы. Потребление собственных нужд ЭС учтено в значении суммарной генерирующей мощности  $P_{\Gamma}$ .

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{н}} &= 247,9 + 129,5 + 37,8 + 31,5 + 31,4 + 26,4 + 12,9 + 7,8 + 11,6 + 32,4 + 8,1 + 32 + 8,2 + 7,84 + 8 + \\ & 8,3 + 8,5 + 34,3 + 35 + 12,7 + 19 + 17 + 7,67 + 11,1 + 8,33 + 12,8 + 8,1 + 8,2 + 7,9 + 4,41 = 837 \text{ МВт}; \\ \sum \Delta P_{\text{л}} &= 0,03 * 837 = 25,1 \text{ МВт}; \\ \sum \Delta P_{\text{т}} &= 0,015 * 837 = 12,6 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

$$\sum P_{\Pi} = 837 + 25,1 + 12,6 = 874,5 \text{ МВт}.$$

Баланс активных мощностей в рассматриваемом сетевом районе обеспечивается за счет обменной мощности соседней энергосистемы (через узел 1). Определим необходимую обменную мощность, генерируемую балансирующим узлом:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\Gamma} - \sum P_{\Pi}, \quad (43)$$

$$\sum P_{\Gamma} = - 31,5 \text{ МВт}.$$

$$P_{\text{с}} = -31,5 - 874,5 = - 905,95 \text{ МВт}.$$

Знак ( - ) говорит о генерации мощности в балансирующем узле при дефиците

ее в сетевом районе.

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_3 + \sum Q_c = \sum Q_{\Pi}, \quad (44)$$

где  $\sum Q_{\Gamma}$  - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами эл. станций при коэффициенте мощности не ниже номинального, МВар;

$\sum Q_3$  - суммарная мощность, генерируемая линиями, МВар;

- для ЛЭП 110кВ:  $Q_{30} = 30$  кВар/км;

- для ЛЭП 220 кВ:  $Q_{30} = 120$  кВар/км.

Длина линий 110 кВ составляет:

$$L_{110\Sigma} = 1503,5 \text{ км};$$

$$L_{220\Sigma} = 63,4 \text{ км};$$

$$\sum Q_3 = (0,03 \cdot 1503,5) + (0,12 \cdot 63,4) = 52,7 \text{ МВар.}$$

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum Q_{\text{т}}, \quad (45)$$

$$\sum Q = 44,3 + 59,7 + 18,3 + 15,3 + 15,2 + 12,1 + 5,4 + 4 + 3,8 + 13,1 + 3,4 + 13,4 + 3,5 + 4,04 + 1,6 + 3,6 + 2,5 + 7 + 0,2 + 5,7 + 11,9 + 4,3 + 4,7 + 8,7 + 3,1 + 5,4 + 3,4 + 3,3 + 4,5 + 1,3 = 287,3 \text{ МВар.}$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать при  $U=110$  кВ 10...15% от модуля передаваемой по линии мощности.

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0,1 \cdot 287,3 = 28,7 \text{ МВар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе составляют примерно 5...9% от полной мощности, проходящей через трансформатор.

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = 0,07 \cdot 287,3 = 20,11 \text{ МВар};$$

$$\sum Q_{\Pi} = 287,3 + 28,7 + 20,11 = 336,11 \text{ МВар};$$

$$\text{Обменная мощность: } Q_c = \sum Q_{\Gamma} + \sum Q_3 - \sum Q_{\Pi}, \quad (46)$$

$$Q_c = 145 + 52,7 - 336,11 = -138,41 \text{ МВар};$$

$$\text{Проверим } \text{tg}\varphi_c: \quad \text{tg}\varphi_c = \frac{Q_c}{P_c}, \quad (47)$$

$$\text{tg}\varphi_c = \frac{138,41}{905,95} = 0,15, \text{ что соответствует требуемому } \text{tg}\varphi_c = 0 \dots 0,35.$$

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					

Устанавливать дополнительные источники реактивной мощности (компенсирующие устройства) не требуется.

После анализа работы сети в условиях возрастающей нагрузки определим приведенные мощности подстанций:

$$\underline{S}_{пр} = \underline{S}_H + \Delta \underline{S}_T, \quad (48)$$

где  $\Delta \underline{S}_T$  – потери мощности в трансформаторах, МВА.

Потери мощности в  $n_T$  двухобмоточных трансформаторах рассмотрим на примере подстанции №29

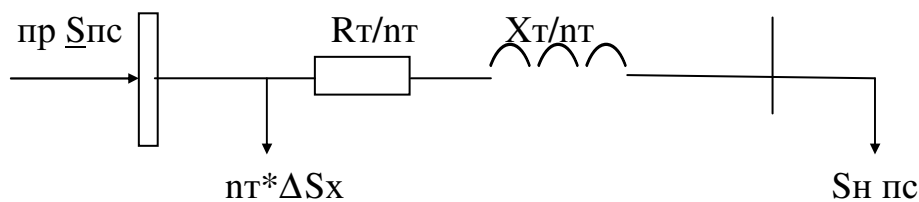


Рисунок 7 - Схема замещения двухобмоточного трансформатора

На подстанции 29 установлены 2\* ТМН-6,3/110/6,3. Паспортные данные приведены в таблице 9 из / 4 /.

Таблица 9- Паспортные данные трансформатора

Тип трансформатора	Sном, МВА	R <sub>T</sub> , Ом	X <sub>T</sub> , Ом	ΔP <sub>x</sub> , кВт	ΔQ <sub>x</sub> , кВар
ТМН-6,3/110/6,3	6,3	14,7	220,4	11,5	50,4

Потери мощности:

$$\Delta S_T = \frac{1}{n} \left( \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot (r_T + jx_T) + n(\Delta P_x + j\Delta Q_x), \quad (49)$$

)

где  $\underline{S}_H = P_H + jQ_H$  - мощность подстанции со стороны НН, МВА;

$\underline{Z}_T = R_T + jX_T$  - активные и реактивные сопротивления обмоток тр-ра, Ом;

$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$  - потери холостого хода тр-ра, МВА;

$n_T$  - число тр-ров на п/ст.

$$\Delta S_T = \frac{1}{2} \left( \frac{8,1^2 + 3,4^2}{110^2} \right) \cdot (147 + j2204) + 2(0,0115 + j0,0504) = 0,073 + j0,81 \text{ МВА},$$

тогда  $\underline{S}_{пр29} = 8,1 + j3,4 + 0,073 + j0,81 = 8,2 + j4,21 \text{ МВА}.$

Приведенные мощности других двухобмоточных трансформаторов рассчитываются аналогично и сведены в таблицу 12.

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой (п/ст 24):

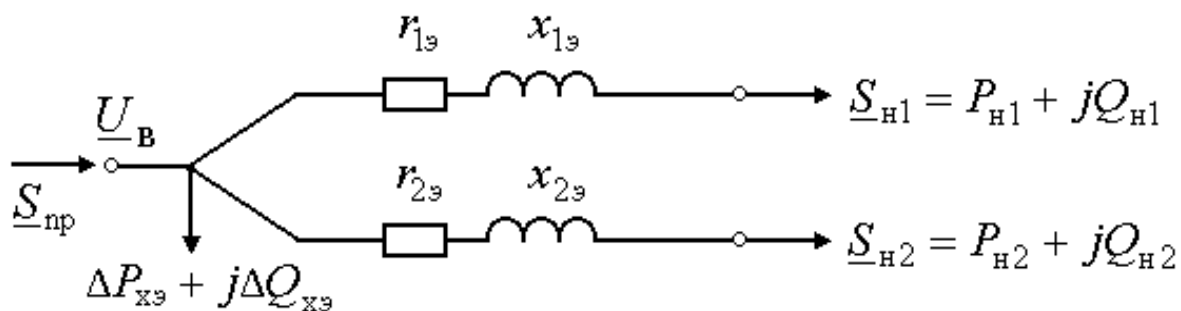


Рисунок 8 - Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой

На подстанции 24 установлен трансформатор ТРДН-25/110/10

Таблица 10- Паспортные данные трансформатора ТРДН-25/110/10

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВА	ΔP <sub>к</sub> , кВт	U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВар
ТРДН-25/110/10	25	120	10,5	27	175

Активное сопротивление трансформатора ТРДН-25/110/10:

$$r_1 = r_2 = 2 r_{\Sigma} = \frac{2 \Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2}{n S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (50)$$

где ΔP<sub>к</sub> - потери короткого замыкания, кВт;

S<sub>НОМ</sub> - номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$r_1 = r_2 = \frac{2 * 0,12 * 110^2}{1 * 25^2} = 4,64 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma} = \frac{1}{2} r_{\text{н1}} = \frac{1}{2} 4,64 = 2,32 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_1 = x_2 = 2 x_{\Sigma} = \frac{U_K U_{\text{НОМ}}^2}{n S_{\text{НОМ}} 100}, \quad (51)$$

где U<sub>к</sub> - напряжение короткого замыкания, % ;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$x_1 = x_2 = \frac{2 \cdot 10,5 \cdot 110^2}{1 \cdot 100 \cdot 25} = 101,64 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma} = \frac{1}{2} r_{\text{нл}} = \frac{1}{2} 101,64 = 50,82 \text{ Ом.}$$

Примем, что нагрузка подстанции равномерно распределена по секциям .  
Потери мощности в трансформаторе, по выражению ( 49 ).

$$\Delta S_{\tau} = 2 \left[ \left( \frac{17^2 / 4 + 4,3^2 / 4}{110^2} \right) \cdot ( 2,32 + j50,82 ) + (0,027 + j0,175) \right] = 0,03 + j0,175 \text{ МВА.}$$

$$\text{Тогда } \underline{S}_{\text{пр24}} = 17 + j4,3 + 0,03 + j0,175 = 17,03 + j4,5 \text{ МВА.}$$

Схема замещения для трехобмоточных трансформаторов представлена на рисунке 3. Приведенную мощность найдем для п/ст 7 с трансформаторами ТДТН-25/110/35/10.

Таблица 11- Паспортные данные трансформатора ТДТН-25/110/35/10

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВА	R <sub>в,с,н</sub> , Ом	X <sub>в</sub> , Ом	X <sub>с</sub> , Ом	X <sub>н</sub> , Ом	ΔP <sub>х</sub> , мВт	ΔQ <sub>х</sub> , мВар
ТДТН-25/110/35/10.	25	1,5	56,9	0	35,7	0,031	0,175

Потери мощности в обмотках СН:

$$\Delta S_{\text{сн}} = \frac{1}{n} \left( \frac{P_{\text{сн}}^2 + Q_{\text{сн}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot ( r_c + jx_c ), \quad (52)$$

$$\Delta S_{\text{сн}} = \frac{1}{2} \left( \frac{15,7^2 + 7,6^2}{110^2} \right) \cdot ( 1,5 + j0 ) = 0,0011 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в обмотках НН :

$$\Delta S_{\text{нн}} = \frac{1}{n} \left( \frac{P_{\text{нн}}^2 + Q_{\text{нн}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot ( r_{\text{н}} + jx_{\text{н}} ), \quad (53)$$

$$\Delta S_{\text{нн}} = \frac{1}{2} \left( \frac{15,7^2 + 17,6^2}{110^2} \right) \cdot ( 1,5 + j3,57 ) = 0,0011 + j0,0025 \text{ МВА.}$$

Мощность через обмотку ВН:

$$\underline{S}_{ВН} = \underline{S}_{НН} + \Delta \underline{S}_{НН} + \underline{S}_{СН} + \Delta \underline{S}_{СН} , \quad (54)$$

$$\underline{S}_{ВН} = ( 15,7 + j7,6 ) + ( 0,0011 + j0,0025 ) + ( 15,7 + j7,6 ) + 0,001 = 31,4 + j15,2 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в обмотках ВН:

$$\Delta S_{ВН} = \frac{1}{n} \left( \frac{P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2}{U_{НОМ}^2} \right) ( r_B + jx_B ) , \quad (55)$$

$$\Delta S_{ВН} = \frac{1}{2} \left( \frac{31,4^2 + 15,2^2}{110^2} \right) ( 1,5 + j56,9 ) = 0,002 + j0,08 \text{ МВА,}$$

тогда  $\underline{S}_{пр7} = ( 31,4 + 0,002 ) + j( 15,2 + 0,08 ) + 2 ( 0,031 + j0,175 ) = 31,5 + j15,6 \text{ МВА.}$

Для других трехобмоточных трансформаторов  $\underline{S}_{пр}$  рассчитывается аналогично и данные расчета сведены в таблицу 12.

Таблица 12-Приведенные мощности подстанций

№ п/с	Rв, Ом	Rс, Ом	Rн, Ом	Rт, Ом	Xв, Ом	Xс, Ом	Xн, Ом	Xт, Ом	ΔPх кВт	ΔQх кВар	Rнг, МВт	Qнг, МВар	Rпр, МВт	Qпр МВар
5	1,3	1,3	1,3	-	46,5	20,8	0	-	70	536	37,8	18,3	37,9	19,1
6	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	31,5	15,3	31,8	16,4
7	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	31,4	15,2	31,5	15,6
8	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	26,4	12,1	26,7	12,8
	2,7	2,7	2,7	-	88	0	52	-	26	168				
9	-	-	-	7,95	-	-	-	139	60	70	12,9	5,4	13,4	6,4
10	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	7,8	4	8,1	4,67
11	-	-	-	7,95	-	-	-	139	14	70	11,6	3,8	11,8	4,6
12	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	32,4	13,1	32,6	13,9
13	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,1	3,4	8,4	4,1
14	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	32	13,4	32,4	14,1
15	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,2	3,5	8,4	4,1
16	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	7,84	4	8	4,7
17	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8	1,6	8,2	2,2
				7,95				139	14	70				
18	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,3	3,6	8,4	4,4
19	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,5	2,5	8,7	3,33
20	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	34,3	7	34,8	7,7
21	1,5	1,5	1,5	-	56,9	0	35,7	-	31	175	35	0,2	35,8	1,1
22	5	5	5	-	142	0	82,7	-	17	110	12,7	5,7	12,9	6,4
23	2,6	2,6	2,6	-	88,9	0	52	-	100	160	19	11,9	19,4	13
24	-	-	-	2,54	-	-	-	55,9	27	175	17	4,3	17,3	4,5
25	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	7,67	4,7	7,87	5,3
26	5	5	5	-	142	0	82,7	-	17	110	11,1	8,7	11,6	9,9
27	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,33	3,1	8,53	3,7
28	5	5	5	-	142	0	82,7	-	17	110	12,8	5,4	13,1	6,2
	4,8	4,8	4,8	-	140	0	80	-	15	106				
29	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,1	3,4	8,2	4,21
30	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	8,2	3,3	8,4	4,06
31	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	7,9	4,5	8,1	5,2
32	-	-	-	14,7	-	-	-	220	11,5	50,4	4,41	1,9	4,6	2,7



Анализ работы сети в режиме максимальных нагрузок начнем с проверки загрузки тупиковых ветвей.

Рассчитаем потоки мощности на тупиковых ветвях по выражениям ( 18...20 ).  
Результаты расчета занесены в таблицу 13.

Таблица 13 – Потоки мощности на тупиковых ветвях

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп, А
17-16	АС-95/16	8,3	44	390
16-6	АС-150/24	16,6	87	445
8-15	АС-120/19	8,7	46	380
8-13	АС-120/19	44,8	235	380
13-14	АС-120/19	34,6	182	380
22-23	АС-185/29	22,3	117	510
26-27	АС-150/29	8,9	47	445
28-29	АС-120/19	8,8	46	380
28-30	АС-120/19	8,8	46	380
32-31	АС-70/11	4,7	25	265
31-28	АС-70/11	13,5	71	265

Загрузка линий тупиковых ветвей в пределах допустимого и их реконструкция не требуется.

При этом

$$\underline{S}_{p8-14} = 41,2 + j17,6 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p26-27} = 8,33 + j3,1 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p8-15} = 8,23 + j2,87 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p28-32} = 12,32 + j5,63 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p6-17} = 15,9 + j4,8 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p28-30} = 4,41 + j1,62 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p22-23} = 19 + j11,75 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p28-29} = 8,1 + j3,4 \text{ МВА};$$

тогда расчетные нагрузки узлов:

$$\underline{S}_{p8} = \underline{S}_{p8-14} + \underline{S}_{p8-15} + \underline{S}_{n8} = 41,2 + j17,6 + 8,23 + j2,87 + 26,4 + j12,1 = 75,8 + j32,6 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p22} = \underline{S}_{p22-23} + \underline{S}_{n22} = 19 + j11,75 + 12,7 + j5,7 = 31,7 + j17,5 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p26} = \underline{S}_{p26-27} + \underline{S}_{n26} = 8,33 + j3,1 + 11,1 + j8,7 = 19,43 + j11,8 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p28} = \underline{S}_{p28-32} + \underline{S}_{p28-30} + \underline{S}_{p28-29} + \underline{S}_{n28} = 41,4 + j17,7 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p6} = \underline{S}_{p6-17} + \underline{S}_{n6} = 15,9 + j4,8 + 31,5 + j15,3 = 47,4 + j20,1 \text{ МВА}.$$

Таким образом упрощенный граф сети представлен в виде:

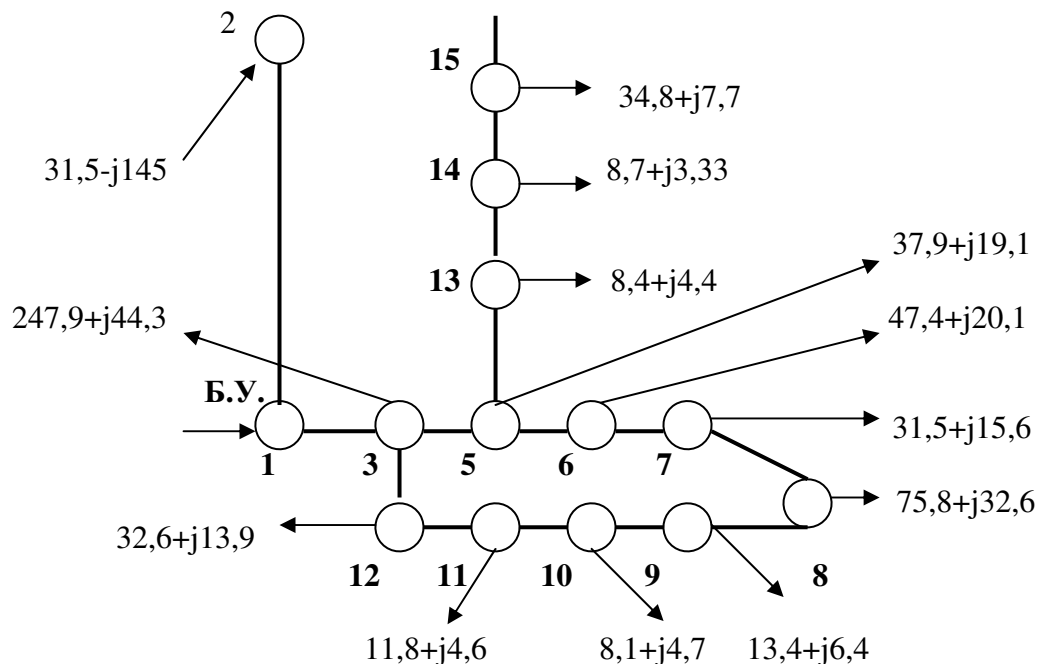


Рисунок 9 - Граф сети в режиме перспективных нагрузок

Рассчитаем режим работы с максимальными нагрузками при помощи программного модуля NetCad. Результаты расчета представлены в приложении Б, а также в виде карты режима на листе 2.

Данные о потоках мощности по ветвям сведены в таблицу 14, где также проведена проверка по допустимому току и экономической плотности тока (Jэк).

Таблица 14- Потоки мощности по ветвям

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп, А	Jэк, А/мм <sup>2</sup>	Примечание
1-2	2*АС-500/64	334,1	1756	2*945	1,8	
3-5	2*АС-240/32	215	1130	2*610	2,3	
5-6	АС-120/19	132,2	695	380	5,8	Реконструкция
6-7	АС-120/19	79	415	380	3,5	Реконструкция
7-8	АС-120/19	34,7	182	380	1,5	
8-9	АС-120/19	50,8	267	380	2	
9-10	АС-120/19	69,1	363	380	3	Реконструкция
10-11	АС-120/19	82,5	433	380	3,6	Реконструкция
11-12	АС-120/19	97,2	514	380	4,3	Реконструкция
12-3	2*АС-150/24	133,9	704	2*445	2,3	
5-13	АС-150/24	40,3	212	445	1,4	
13-14	АС-150/24	31,6	166	445	1,1	
14-15	АС-150/24	22,9	120	445	0,8	
15-16	АС-240/32	15,9	84	610	0,35	
16-4	АС-240/32	49,8	262	610	1,1	
4-17	АС-185/29	49,4	260	510	1,4	
4-48	АС-185/29	40,8	214	510	1,2	
17-18	АС-185/29	12,7	67	510	0,4	
18-19	АС-185/29	35,4	186	510	1	
19-20	АС-150/24	25,7	135	445	0,9	
20-21	АС-150/24	3,8	20	445	0,1	

4-21	АС-185/29	42,6	224	510	1,21	
------	-----------	------	-----	-----	------	--

Суммарные потери в сети 25105 МВт.

По результатам расчетов видно, что линии 5-6, 6-7, 10-11, 11-12 с ростом нагрузок оказались перегруженными, поэтому необходима их реконструкция. Линии 9-10, 12-3, 8-9, 3-5 работают с перетоками близкими к критическим по нагреву и по экономической плотности тока.

Согласно /1/ экономическая плотность тока  $A/mm^2$  при числе часов максимума нагрузки от 1000 до 3000 в год для неизолированных алюминиевых проводов  $J_{ЭК}=1,3$ , но согласно /п.1.3.27. /1/ / допускается двукратное превышение нормированных значений.

Проверим загрузку автотрансформаторов на ЭС-1 и ЭС-2.

Таблица 15 - Анализ загрузки автотрансформаторов

Узел	№ ветви	Тип автотрансформатора	$S_i$ , МВА	$K_{загрузки}$	$K_{перегрузки}$
ЭС-1	1-3	3*АТДЦТН-250/220/110	613,4	$613,4/3*250=0,8$	$613,4/2*250=1,2$
ЭС-2	2-4	2*АТДЦТН-250/220/110	333,3	$333,3/2*250=0,66$	$333,3/250=1,3$

Коэффициент загрузки автотрансформаторов на ЭС-1 оказался несколько завышенным, а коэффициент перегрузки при этом в допустимых пределах.

Балансирующий узел в данном режиме генерирует :  $S_1 = 897 + j264,7$  МВА.

$$\operatorname{tg}\varphi_c = \frac{264,7}{897} = 0,3, \text{ что в пределах допустимого.}$$

### 1.3 Реконструкция сети

Вопросы реконструкции существующих сетей приобретают особое значение в последнее время, когда в ряде энергосистем для значительного количества электросетевых объектов наступает срок физического и морального износа. При реконструкции сети следует исходить из общих принципов ее построения на более далекую перспективу.

Составление наиболее целесообразных вариантов схем является практически сложной задачей, так как при большом количестве пунктов питания и узлов нагрузок количество возможных вариантов получается очень большим. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов. Для этого в последнее время все большее применение находят математические модели и ЭВМ.

Рассмотрим несколько вариантов реконструкции сети.

В результате проверки существующей сети в режиме работы с перспективными нагрузками напрашивается вывод о несоответствии некоторого оборудования при работе в новых условиях. По итогам определения потокораспределения в сети (табл.14) необходима реконструкция, связанная с перегрузкой контура 3,7,8,12.С целью уменьшения потерь электроэнергии,

увеличения напряжения у потребителей соединим конечную точку п/ст 8 с шиной ОРУ-110кВ ЭС-1 (рис.9). Кроме разгрузки контура мы увеличим надежность электроснабжения потребителей.

Произведем расчет сечений существующего провода, который не проходит по нагреву и экономической плотности тока.

Сечение провода выбираем исходя из экономически целесообразной плотности тока :  $J_{эк} = 1,3 \text{ А/мм}^2$ .

По данным расчета максимального режима ( см. прил. Б ) в контур 3,7,8,12 поступает со стороны ЭС-1  $I = 1534\text{А}$ .

Сечение линий 3-5 и 3-12 составляет:

$$F = 2 \cdot 240 + 2 \cdot 150 = 780 \text{ мм}^2, \text{ экономический ток при этом из } F_{эк} = \frac{I}{J_{эк}}, \quad (56)$$

получится:  $I = F_{эк} J_{эк} = 1,3 \cdot 780 = 1040 \text{ А}$ .

Сечение новых ЛЭП должно скомпенсировать разницу между реальным и экономически целесообразным током линий 3-15 и 3-12 , по ( 56 ):

$$F_{эк} = \frac{1534 - 1040}{1,3} = 380 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение ЛЭП 3-6 и 3-10 АС-240/32,  $L = 13,3$  и  $26,7$  км.

Параметры ЛЭП занесены в таблицу 16.

Кроме этого в сети присутствует ответственный узел, питающий шахты золотодобывающей промышленности. Для увеличения надежности эл. снабжения предусмотрим питание узла 21 от узла 5, питающегося от ЭС-1. Сечение ВЛ выберем, исходя из (56), ориентируясь при этом, что :

$$S_{перетока} = 41,4 + j17,7 \text{ МВА}.$$

Из выражения (21)  $I = 237\text{А}$ , тогда экономическое сечение из (56)

$$F_{эк} = 182 \text{ мм}^2$$

Выбираем для соединения п/ст 5 и 21 ВЛЭП с проводом АС-185/29  $L = 80$  км.

Реконструкции подлежат линии 5-6, 6-7, 9-10, 11-12. Выбор сечений ЛЭП рассмотрим на примере линии 5-6, остальные линии пересчитаны аналогично и параметры новых ЛЭП сведены в таблицу 16.

Сечение ЛЭП 5-6  $F = 120 \text{ мм}^2$ , из (56)

$$I = F_{эк} J_{эк} = 1,3 \cdot 120 = 156 \text{ А}$$

$$F_{эк} = \frac{695 - 156}{1,3} = 414 \text{ мм}^2$$

К монтажу принимаем 2АС-185/29

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							35

13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР

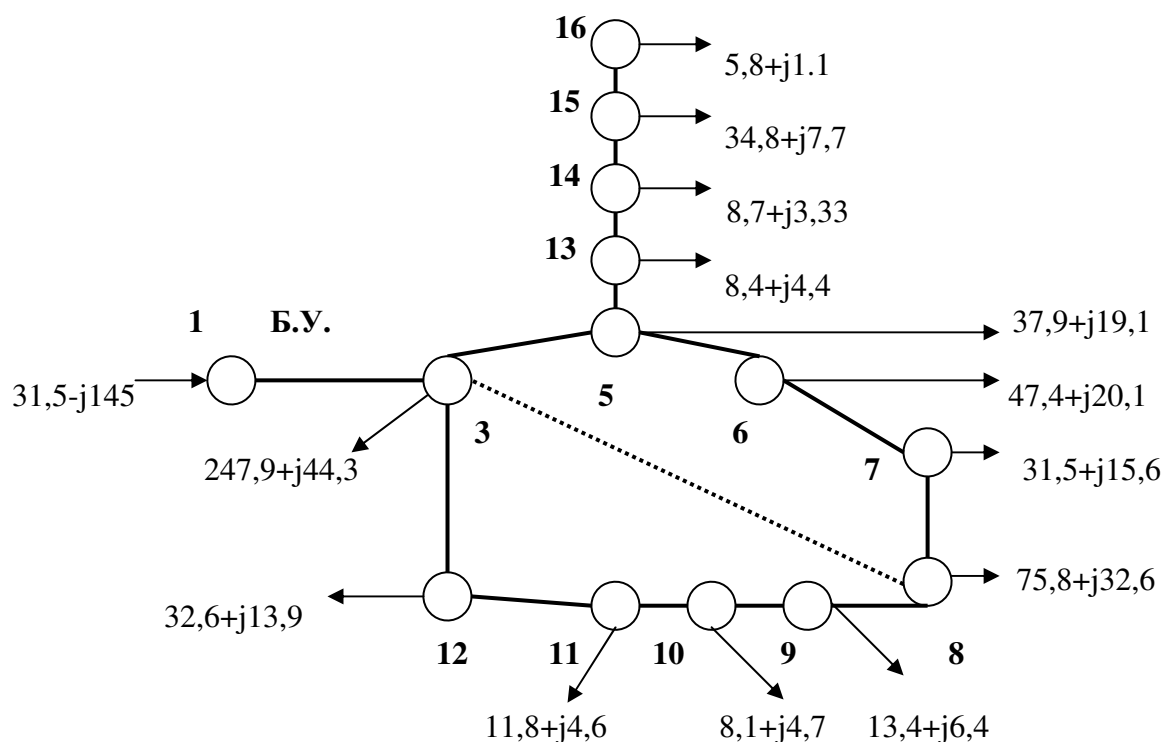


Рисунок 10 – Реконструкция сети

Таблица 16 - Параметры новых ЛЭП

№ участка	Марка провода	n	R <sub>0</sub> , Ом	X <sub>0</sub> , Ом	B <sub>0</sub> * 10 <sup>-6</sup> , См	L, км	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	B <sub>i</sub> * 10 <sup>-6</sup> , См
3-8	2*АС-240/32	1	0,12	0,401	2,85	83	4,98	16,6	473,1
5-21	АС-185/29	1	0,156	0,409	2,82	80	12,5	32,7	225,6
5-6	2*АС-185/29	2	0,156	0,409	2,82	8	0,45	1,64	45,1
6-7	АС-185/29	1	0,156	0,409	2,82	48,6	7,58	19,9	137,1
9-10	АС-150/24	1	0,195	0,416	2,74	21,7	4,23	9,03	59,5
10-11	АС-240/32	1	0,12	0,401	2,85	19,74	2,37	7,9	56,3
11-12	АС- 240/32	1	0,12	0,401	2,85	11,8	1,42	4,73	33,6

Расчет измененной сети проведем с помощью программного модуля NetCad. Проверим загрузку линий.

Таблица 17 – Потоки мощности по ветвям

№ участка	Марка провода	S <sub>i</sub> , МВА	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	J <sub>p</sub> , А/мм <sup>2</sup>
1-2	2*АС-500/64	310	1629	2*945	1,6
3-5	2*АС-240/32	192	1009	2*610	2,1
5-6	2*АС-185/29	86,9	456	2*510	1,3
6-7	АС-185/29	34,9	183	510	0,9
7-8	АС-120/19	4,1	22	380	0,2
8-9	АС-120/19	15,1	79	380	0,7
9-10	АС-150/24	29,9	157	445	1
10-11	АС-240/32	39,7	209	610	0,9
11-12	АС-240/32	52,9	278	610	1,2
12-3	2*АС-150/24	88,5	465	2*445	1,6
5-13	АС-150/24	37,9	199	445	1,3

13-14	АС-150/24	29,2	153	445	1
14-15	АС-150/24	20,5	108	445	0,7
15-16	АС-240/32	17,3	91	610	0,4
16-4	АС-240/32	51,7	272	610	1,1
4-17	АС-185/29	45	236	510	1,3
4-18	АС-185/29	36,2	190	510	1
17-18	АС-185/29	8,5	45	510	0,2
18-19	АС-185/29	27,1	142	510	0,8
19-20	АС-150/24	17,6	92	445	0,6
20-21	АС-150/24	4,8	25	445	0,2
4-21	АС-185/29	26,8	141	510	0,8
5-21	АС-185/29	24,9	131	510	0,7
3-8	2*АС-240/32	71	375	2*610	0,8

Проверим загрузку автотрансформаторов.

Таблица 18 - Проверка автотрансформаторов

Узел	№ участка	Тип автотрансформатора	Si, МВА	Кзагрузки	Кперегрузки
ЭС-1	1-3	3*АТДЦТН-250\220/110	616,2	616,2/3*250 =	616,2/2*250 = 1,2
ЭС-2	2-4	2*АТДЦТН-250/220/110	308	308/2*250 = 0,6	308/250 = 0,8

$K_3 < 0,7$ ,  $K_n < 1,4$ -автотрансформаторы по нагрузке проходят.

Проверим  $\operatorname{tg}\varphi_c$  ( узел №1 )  $S_{1r} = 885,1 + j232,1$  МВА

$$\operatorname{tg}\varphi_c = \frac{232,1}{885,1} = 0,26 \text{ – в пределах допустимого.}$$

Проанализировав полученные в результате расчета сведения о потоках мощности в ветвях, о загрузке автотрансформаторов, а также о генерации мощности в балансирующем узле, можно сделать вывод о том, что после реконструкции сеть удовлетворяет техническим требованиям о допустимой загрузке линий и трансформаторов, о связи по реактивной мощности с соседней энергосистемой с нормированным  $\operatorname{tg}\varphi_c$ . Кроме этого в результате реконструкции сети мы уменьшили потери электроэнергии с 21,105МВт на 11,503Вт, что составляет 9,602МВт.

Для принятого варианта схемы сети рассчитаем несколько послеаварийных режимов, возникающих в случае возможного отключения:

- линии 5-13
- одной цепи линии 3-5
- одной цепи линии 3-12
- линии 4-16

Для расчета воспользуемся программным модулем NetCad.

Отключение линии 5-13.

Целью расчета является проверка загрузки линии 4-16 и загрузки автотрансформатора на ЭС-2.

Таблица 19 -Проверка загрузки линии

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А
4-16	АС-240/32	90,9	478	610

Таблица 20 - Проверка загрузки автотрансформатора

Узел	№ участка	Тип автотрансформатора	Si, МВА	Кзагрузки	Кперегрузки
ЭС-2	2-4	2*АТДЦТН-250/220/110	365	365/2*250 = 0,73	365/250 = 1,46

Загрузка линии в пределах допустимого, а автотрансформатор работает с перегрузом.

Отключение линии 3-5

Результаты расчета представлены в приложении Е.

Цель расчета- проверка загрузки контура 3-7-8-12 и линии 4-16

Таблица 21- Проверка загрузки линий

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А	Примечание
3-12	2*АС-150/24	121,4	638	2*445	
12-11	АС-240/32	85,6	450	610	
11-10	АС-240/32	70,9	373	610	
10-9	АС-150/24	59,2	311	445	

Продолжение таблицы 21

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А	Примечание
9-8	АС-120/19	42,7	224	380	
8-7	АС-120/19	84,4	443	380	Не проходит
7-6	АС-185/29	44,1	232	510	
4-16	АС-240/32	142,2	747	610	Не проходит
3-8	2*АС-240/32	115,5	607	2*610	

Требуется реконструкция линий 8-17 и 4-16.

Отключение одной цепи линии 3-12

Цель расчета – проверка загрузки линий 3-5, 3-12.

Таблица 22 -Проверка загрузки линии

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А
3-5	2*АС-240/32	182	985	2*610
3-12	АС-150/24	80,9	425	445

Загрузка линий в пределах допустимого.

Отключение линии 4-16

Цель расчета – проверка загрузки линий 5-13, 13-14, 3-5.

Таблица 23 - Проверка загрузки линии

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А	Примечание
-----------	---------------	---------	-------	---------	------------

15-13	АС-150/24	102,1	537	445	Не проходит
13-14	АС-150/25	91	478	445	Не проходит
3-5	2*АС-240/32	229	1203	2*610	

Требуется реконструкция линий 5-13 и 13-14

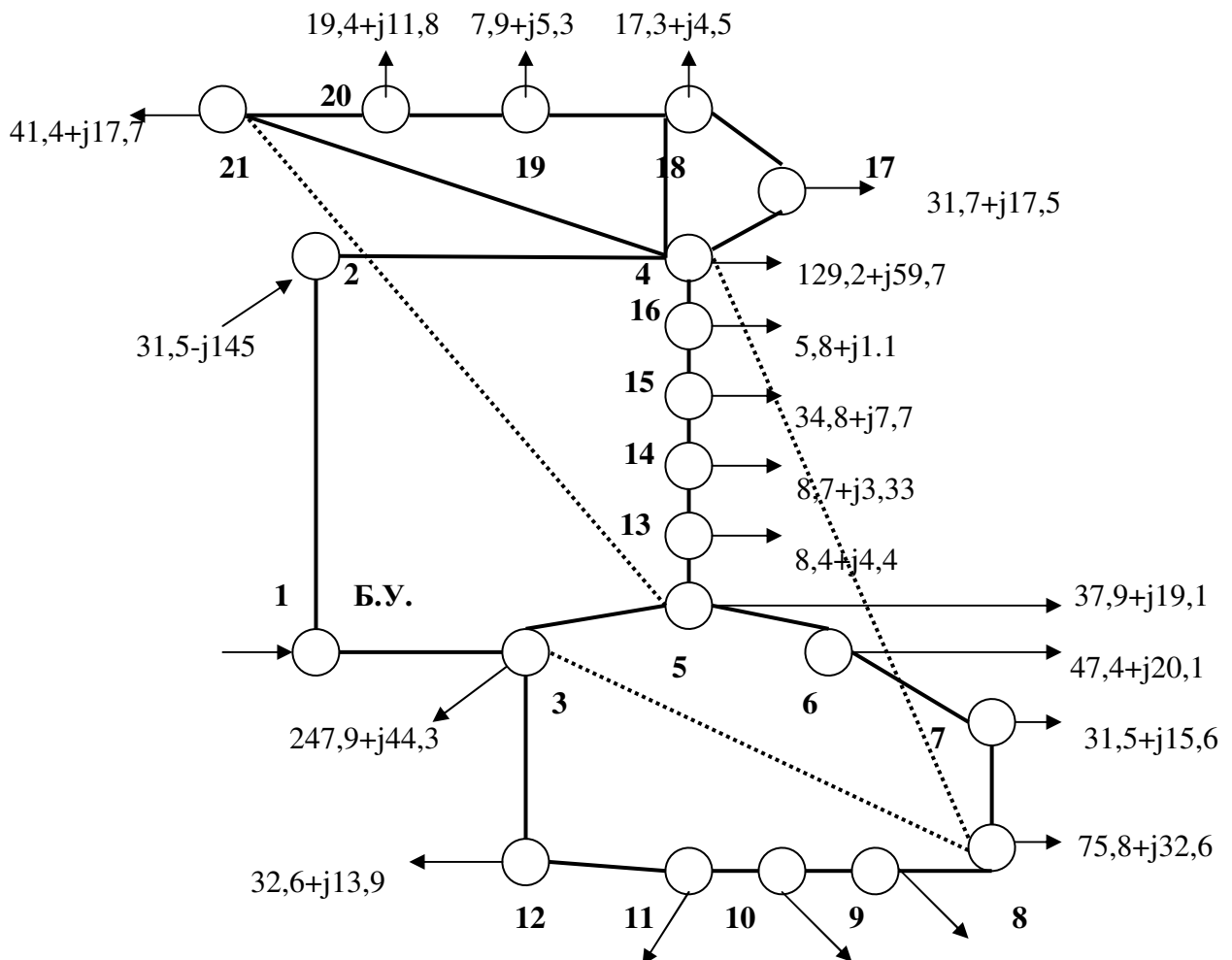
Из результатов расчетов можно сделать вывод о невозможности эксплуатации сети в послеаварийном режиме.

Рассмотрим еще один режим. Наиболее удаленный и загруженный узел запитаем отЭС-1 (рис.11) и проверим наиболее тяжелые послеаварийные режимы:

- отключение одной цепи линии 3 – 5;
- отключение одной цепи линии 3 – 12;
- отключение линии 4 - 16;

Таблица 24 – Параметры новой ЛЭП

№ участка	Марка провода	n	R <sub>0</sub> , Ом	X <sub>0</sub> , Ом	B <sub>0</sub> * 10 <sup>-6</sup> , См	L, км	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	B <sub>i</sub> * 10 <sup>-6</sup> , См
4-8	2*АС-150/24	2	0,195	0,416	2,74	120	11,7	25	656,7



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР

Лист

39



## Рисунок 11 – Реконструкция сети

Отключение цепи линии 3-5

Цель: проверка пропускной способности контура 3-8-12;

Таблица 25 – Проверка загрузки линий

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А	Примечание
3-5	АС-240/32	205,2	1078	610	Не проходит
5-6	2*АС-185/29	97,4	511	2*510	
3-12	2*АС-150/24	107,3	563	2*445	
12-11	АС-240/32	71,5	376	610	

Отключение цепи линии 3-12

Цель: проверка контура 3-8-12

Таблица 26 – Проверка загрузки линий

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А	Примечание
3-5	2*АС-240/32	205,2	1078	2*610	
3-12	АС-240/32	216,4	1137	2*610	Не проходит

Требуется реконструкция линии 3-12.

Отключение линии 4-16.

Цель: Проверка линий 3-5, 13-5, 13-14, 14-15 и загрузки автотрансформатора на ЭС-1.

Таблица 27 – Проверка загрузки линий

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Идоп, А	Примечание
3-5	2*АС-240/32	264,7	1391	2*610	Не проходит
13-5	АС-150/24	99,7	524	445	Не проходит
13-14	АС-150/24	90,4	475	445	Не проходит
14-15	АС-150/24	77,1	405	445	

После такой реконструкции сеть также не готова справиться с послеаварийными режимами.

Произведем еще некоторые изменения в сети.

С целью уменьшения потерь электроэнергии и увеличения напряжения у потребителей предлагается соединить п/ст 6 и п/ст 10 с шинами ОРУ 110 кВ ЭС-1 (рис. 11), тем самым, кроме разгрузки контура мы увеличим надежность электроснабжения потребителей.

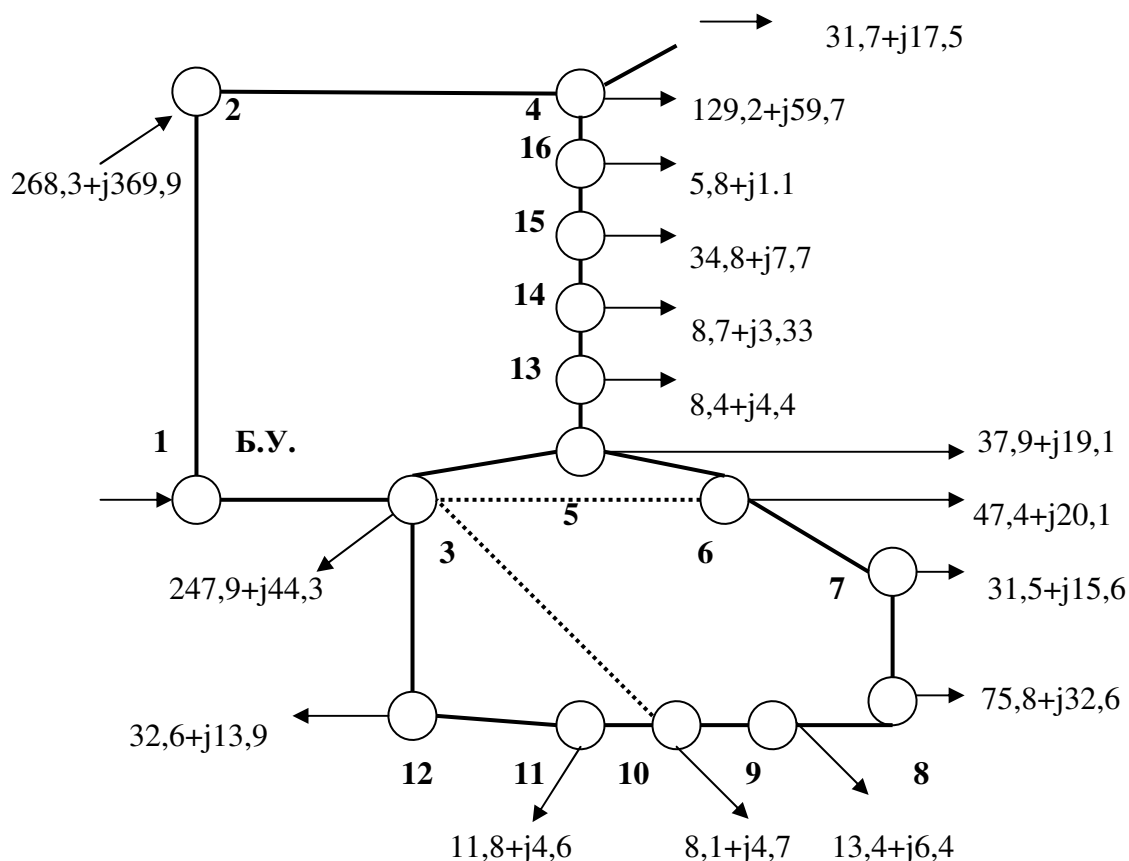


Рисунок 12 – Реконструкция сети

Кроме того с увеличением роста нагрузок потребуется ввод новых мощностей от ЭС-2. Так как ЭС-2 работает на 42% от своей установленной мощности, введем в работу 7 блок с турбогенератором ТГ-100 и 9 блок с турбогенератором ТВФ-200.

Таблица 28 - Параметры новых ЛЭП

№ участка	Марка провода	n	R <sub>0</sub> , Ом	X <sub>0</sub> , Ом	B <sub>0</sub> * 10 <sup>-6</sup> , С <sub>М</sub>	L, км	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	B <sub>i</sub> * 10 <sup>-6</sup> , С <sub>М</sub>
3-6	АС-240/32	1	0,12	0,401	2,85	13,3	1,59	5,3	37,9
3-10	АС-240/32	1	0,12	0,401	2,85	26,7	3,2	10,7	76,03

Расчет измененной сети проведем с помощью программного модуля NetCad. Результаты расчета представлены в приложении Г, а так же в виде карты режима ( см. лист 2 ).

Проверим загрузку линий .

Таблица 29 - Поток мощности по ветвям сети

№ участка	Марка провода	S <sub>i</sub> , МВА	I <sub>i</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	J <sub>p</sub> , А/мм <sup>2</sup>
1-2	2*АС-500/64	210	1104	2*945	1,1
3-5	2*АС-240/32	132,7	697	2*610	1,5
5-6	2*АС-185/29	67	352	2*510	1
6-7	АС-185/29	70,3	371	510	2
7-8	АС-120/19	27,2	143	380	1,2

8-9	АС-120/19	57,8	304	380	2
9-10	АС-150/24	75,9	399	445	2,3
10-11	АС-240/32	34,2	180	610	0,75
11-12	АС-240/32	47,2	248	610	1,03
12-3	2*АС-150/24	85,4	448	2*445	1,5
5-13	АС-150/24	22,2	117	445	0,8
13-14	АС-150/24	15,6	82	445	0,5
14-15	АС-150/24	11,3	59	445	0,4
15-16	АС-240/32	35,1	184	610	0,8
16-4	АС-240/32	69,1	363	610	1,5
4-17	АС-185/29	48,3	254	510	1,4
4-18	АС-185/29	39,7	209	510	1,1
17-18	АС-185/29	11,7	61	510	0,3
18-19	АС-185/29	33,8	176	510	1
19-20	АС-150/24	24,1	127	445	0,8
20-21	АС-150/24	1,5	8	445	0,05
4-21	АС-185/29	39,5	208	510	1,1
5-21	АС-185/29	9,8	51	510	0,3
3-6	АС-240/32	52,1	274	610	1,1
3-10	АС-240/32	51,6	271	610	1,1

Проверим загрузку автотрансформаторов

Таблица 30 - Проверка автотрансформаторов

Узел	№ участка	Тип автотрансформатора	Si, МВА	Кзагрузки	Кперегрузки
ЭС-1	1-3	3*АТДЦТН-250\220/110	591,6	$591,6/3*250 = 0,7$	$591,6/2*250 = 1,2$
ЭС-2	2-4	2*АТДЦТН-250/220/110	347	$347/2*250 = 0,7$	$347/250 = 1,38$

$K_3 < 0,7$ ;  $K_{п} < 1,4$ -автотрансформаторы по нагрузке проходят.

Проверим  $\operatorname{tg}\varphi_c$  (узел №1)  $S_{1r} = 586,1 + j1,8\text{МВА}$ .

$$\operatorname{tg}\varphi_c = \frac{1,8}{586,1} = 0,0031 - \text{в пределах допустимого.}$$

Проанализировав полученные в результате расчета сведения о потоках мощности в ветвях, о загрузке автотрансформаторов, а также о генерации мощности в балансирующем узле, можно сделать вывод о том, что после реконструкции сеть удовлетворяет техническим требованиям о допустимой загрузке линий и трансформаторов, о связи по реактивной мощности с соседней энергосистемой с нормированным  $\operatorname{tg}\varphi_c$ . Кроме этого в результате реконструкции сети мы уменьшили потери электроэнергии с 21,105МВт на 13,352Вт, что составляет 7,753МВт.

Для принятого варианта схемы сети рассчитаем некоторые характерные режимы: режим минимальных нагрузок (существующих) и перспективных нагрузок (приложение В). Результаты расчета предоставлены на листе 2, а также несколько послеаварийных режимов, возникающих в случае возможного отключения:

- линии 5-13
- одной цепи линии 3-5
- одной цепи линии 3-12

- линии 4-16

Для расчета воспользуемся программным модулем NetCad. Результаты расчета представлены в виде карты режима (лист3 ).

Отключение линии 5-13.

Результаты расчета приведены в приложении Д. Целью расчета является проверка загрузки линии 4-16 и загрузки автотрансформатора на ЭС-2.

Таблица 31 - Проверка загрузки линии

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп, А
4-16	АС-240/32	90,9	478	610

Таблица 32 - Проверка загрузки автотрансформатора

Узел	№ участка	Тип автотрансформатора	Si, МВА	Кзагрузки	Кперегрузки
ЭС-2	2-4	2*АТДЦТН-250/220/110	365	$365/2*250 = 0,7$	$365/250 = 1,4$

Загрузка линии в пределах допустимого, автотрансформатор работает на пределе, но в пределах допустимого.

Отключение одной цепи линии 3-5.

Результаты расчета представлены в приложении Е.

Цель расчета - проверка загрузки контура 3-7-8-12 и линии 4-16

Таблица 33 - Проверка загрузки линий

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп, А
3-12	2*АС-150/24	83,5	439	2*445
12-11	АС-240/32	48	252	610
11-10	АС-240/32	34,4	252	610
10-9	АС-150/24	77,4	406	445
9-8	АС-120/19	59,4	312	380
8-7	АС-120/19	25,9	136	380
7-6	АС-185/29	65,4	344	510
4-16	АС-240/32	70,9	373	610
3-6	АС-240/32	68,4	359	610
3-10	АС-240/32	53,1	279	610

Загрузка линий в пределах допустимого.

Отключение одной цепи линии 3-12.

Результаты расчета представлены в приложении Ж.

Цель расчета – проверка загрузки линий 3-5, 3-12, 3-6, 3-10.

Таблица 34 -Проверка загрузки линии

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп, А
3-5	2*АС-240/32	133	699	2*610
3-12	АС-150/24	80,41	442	445

3-6	АС-240/32	52,2	274	610
7-6	АС-185/29	65,4	344	510

Загрузка линий в пределах допустимого.

Отключение линии 4-21

Результаты расчета в приложении 3.

Цель расчета – проверка загрузки линий 4-18, 4-17, 5-21, 3-5.

Таблица 35 - Проверка загрузки линии

№ участка	Марка провода	Si, МВА	Ii, А	Iдоп, А
4-18	АС-185/29	51,6	271	510
4-17	АС-185/29	59,2	312	510
5-21	АС-185/29	23,2	122	510
3-5	2*АС-240/32	145,8	766	2*610

Загрузка линий в пределах допустимого

Связь по реактивной мощности через балансирующий узел происходит с  $\text{tg}\varphi = 0 \dots 0,1$  во всех послеаварийных режимах. Исходя из расчетов режимов можно сделать вывод о том, что сеть удовлетворяет техническим требованиям в максимальном и послеаварийном режимах.

По итогам расчетов была проведена проверка уровней напряжения, в ходе которой выявлено, что наибольшее отклонение от номинального напряжения в максимальном и минимальном режимах зафиксировано на шинах подстанции №7  $U_7(\text{min}) = 118.9\text{кВ}$  ;  $U_7(\text{max}) = 107.17\text{кВ}$ . Необходимо рассмотреть возможность регулирования напряжения на подстанции 7.

#### 1.4 Регулирование напряжения

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электрической энергии, т.е. при нормированных значениях  $f$ ,  $U$  не симметрии и несинусоидальности формы кривой напряжения. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличению потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению срока службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущербом у потребителей.

Основным способом регулирования напряжения является изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой (РПН). Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Обычно желаемое напряжение на вторичных шинах подстанции в максимальном режиме принимаются на 5-7% выше номинального напряжения питающей сети, а режиме минимальных нагрузок 0-5%  $U_{ном.}/4$   
 На п/ст №7 установлены 2\*ТДТН-25/110/35/10.

Таблица 36 – Паспортные данные ТДТН-25/110/35/10

Тип трансформатора	Сном, МВА	Rв,с,н, Ом	Xв, Ом	Xс, Ом	Xн, Ом	ΔРх, МВт	ΔQх, МВар	Предел регулирования
ТДТН-25/110/35/10.	25	1,5	54	0	33	0,036	0,25	+, - 9 · 1,78

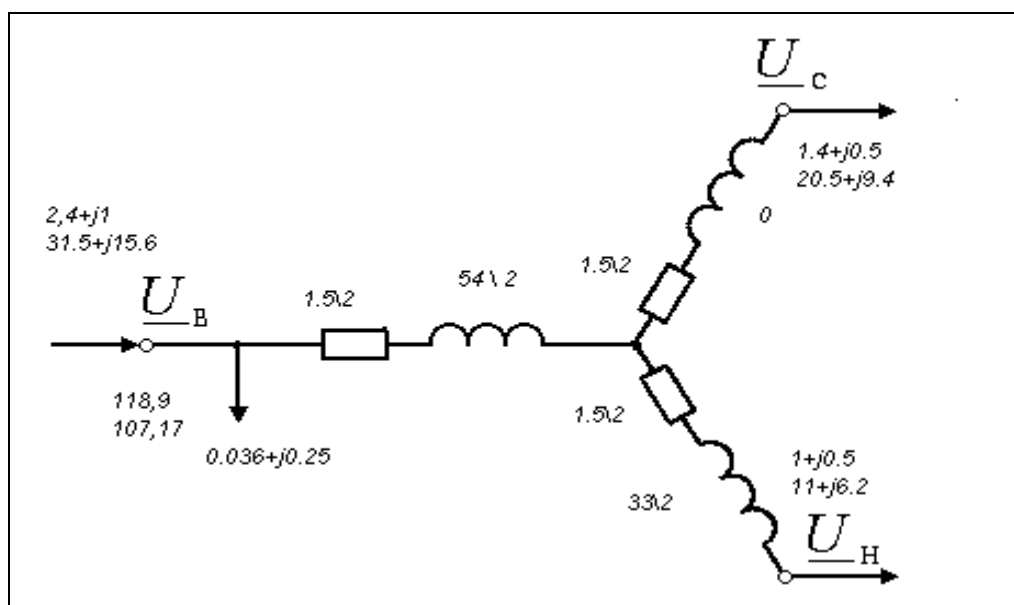


Рисунок 12 – Схема замещения ТДТН-25/110/35/10

Выбор ответвлений со стороны НН и СН производится по условию поддержания на этих шинах желаемого напряжения.

В режиме существующих нагрузок :  $U_{нж} = 10$  кВ,  $U_{сж} = 37,5$  кВ.

В режиме перспективных нагрузок: :  $U_{нж} = 10,5$  кВ,  $U_{сж} = 38,5$  кВ.

1. Режим существующих нагрузок (min):  $U_{нж} = 10$  кВ  $U_{сж} = 37,5$  кВ

При  $U = 10$  кВ учитываем только продольную составляющую падения напряжения. Определим потери напряжения в обмотках высшего  $\Delta U_{вн}$ , среднего  $\Delta U_{сн}$ , низшего  $\Delta U_{нн}$  напряжений трансформатора

$$\Delta U_{вн} = \frac{P_v r_v + Q_v x_v}{U_{вн}}, \quad (57)$$

$$\Delta U_{сн} = \frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_{вн} - U_{вн}}, \quad (58)$$

$$\Delta U_{нн} = \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_{вн} - U_{вн}}, \quad (59)$$

где  $P_B + jQ_B$ ;  $P_C + jQ_C$ ;  $P_H + jQ_H$  – соответственно активные и реактивные мощности, протекающие по обмоткам высшего, среднего и низкого напряжения, МВА;

$U_{ВН}$  – напряжение на шинах высшего напряжения подстанции, кВ;

$G_B + jX_B$ ;  $G_C + jX_C$ ;  $G_H + jX_H$  – эквивалентные сопротивления соответствующих обмоток трансформатора, Ом.

$$\Delta U_{ВН} = \frac{2,4 \cdot 0,75 + 1 \cdot 27}{118,9} = 0,24 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{СН} = \frac{1,4 \cdot 0,75}{118,9 - 0,24} = 0,009 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{НН} = \frac{1 \cdot 0,75 + 0,5 \cdot 16,5}{118,9 - 0,24} = 0,076 \text{ кВ};$$

Определим приведенное напряжение на шинах среднего напряжения  $U_{СН}^*$  и низкого напряжения  $U_{НН}^*$ :

$$U_{СН}^* = U_{0\text{ВН}} - \Delta U_{СН}, \quad (60)$$

$$U_{НН}^* = U_{0\text{ВН}} - \Delta U_{НН}, \quad (61)$$

где  $U_{0\text{ВН}} = U_{ВН} - \Delta U_{ВН} = 118,9 - 0,24 = 118,16 \text{ кВ}$ ,

$U_{СН}^* = 118,16 - 0,0009 = 118,15 \text{ кВ}$ ,

$U_{НН}^* = 118,16 - 0,076 = 118,08 \text{ кВ}$ .

Определим значение напряжения ответвления на обмотках ВН, обеспечивающих желаемое напряжение на шинах НН:

$$U_{\text{отв В}} = \frac{U_{НН}^* U_{ХХ}}{U_{НЭС}}, \quad (62)$$

где  $U_{ХХ}$  – напряжение холостого хода трансформатора, кВ  $U_{ХХ} = 11 \text{ кВ}$ ;

$$U_{\text{отв В}} = \frac{108,08 \cdot 11}{10} = 129,9 \text{ кВ}.$$

Учитывая, принятый для данного трансформатора способ регулирования, подберем стандартную отпайку:

$$U_{\text{отв В}} - U_{\text{НОМ В}} = 129,9 - 115 = 14,9 \text{ кВ, т.е. 7-ая отпайка}$$

Напряжение ответвления на обмотке ВН при выбранной отпайке:

$$U_{\text{отв В}} = 115 + \frac{115 \cdot 1,78 \cdot 7}{100} = 129,3 \text{ кВ}$$

Определим действующее напряжение на шинах НН при выбранной отпайке:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{НН}}^* U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.в}}}, \quad (63)$$

$$U_{\text{НН}} = \frac{108,08 \cdot 11}{129,3} = 10,04 \text{ кВ.}$$

Проверим отклонение действительного напряжения от номинального:

$$U = \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} * 100\%, \quad (64)$$

$$U = \frac{10,04 - 10}{10} \cdot 100\% = 0,4 \%, \text{ что не превышает допустимого.}$$

Определим ответвление со стороны среднего напряжения, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах СН:

$$U_{\text{отв.с}} = \frac{U_{\text{жс}} * U_{\text{отв.ст.в}}}{U_{\text{сн}}^*}, \quad (65)$$

$$U_{\text{отв.с}} = \frac{37,5 * 129,3}{118,15} = 41,04 \text{ кВ.}$$

Подберем стандартную отпайку:

$$U_{\text{отв.с}} - U_{\text{НОМ}} = 41,04 - 37,5 = 3,54 \text{ кВ, т.е. 2-ая отпайка}$$

$$U_{\text{отв.ст.с}} = 37,5 + \frac{115 \cdot 2,5 \cdot 2}{100} = 41,6 \text{ кВ.}$$

Рассчитаем действительное напряжение на шинах СН при выбранной стандартной отпайке:

$$U_{\text{сн}} = \frac{U_{\text{сн}}^* U_{\text{отв.ст.с}}}{U_{\text{отв.ст.в}}}, \quad (66)$$

$$U_{\text{сн}} = \frac{118,15 \cdot 41,6}{129,3} = 38,01 \text{ кВ.}$$

Отклонение напряжения по (64):

$$U = \frac{38,01 - 37,5}{137,5} \cdot 100\% = 1,4 \%, \text{ что не превышает допустимого.}$$

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47



2. Режим перспективных нагрузок (max):  $U_{нж} = 6,3$  кВ  $U_{сж} = 38,5$  кВ.  
 Потери напряжения по (57...59):

$$\Delta U_{вн} = \frac{31,5 \cdot 0,75 + 15,6 \cdot 27}{107,17} = 4,04 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{сн} = \frac{20,5 \cdot 0,75}{107,17 - 4,04} = 0,15 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{нн} = \frac{11 \cdot 0,75 + 6,2 \cdot 16,5}{107,17 - 4,04} = 1,04 \text{ кВ}.$$

Приведенные напряжения по (60,61):

$$U_{сн}^* = (107,17 - 4,45) - 0,15 = 105,39 \text{ кВ};$$

$$U_{нн}^* = (107,17 - 4,45) - 1,04 = 104,5 \text{ кВ}.$$

Напряжение ответвления по (62):

$$U_{отв в} = \frac{104,5 \cdot 11}{6,3} = 109,47 \text{ кВ}.$$

$$U_{отв в} - U_{ном} = 109,47 - 115 = -5,5 \text{ т.е 2-ая отпайка}.$$

$$U_{отв в} = 115 - \frac{115 \cdot 2,5 \cdot 2}{100} = 110,9 \text{ кВ};$$

$$U_{нн} = \frac{104,5 \cdot 11}{110,9} = 10,36 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения по (64):

$$U = \frac{10,5 - 10,36}{10,5} \cdot 100\% = 0,13 \%, \text{ что не превышает допустимого}.$$

Ответвление со стороны среднего напряжения по (65):

$$U_{отв с} = \frac{38,5 \cdot 110,9}{105,39} = 40,5 \text{ кВ, т.е 1-ая отпайка}$$

$$U_{отв ст с} = 38,5 + \frac{115 \cdot 1,78 \cdot 1}{100} = 40,5 \text{ кВ};$$

$$U_{сн} = \frac{105,39 \cdot 40,5}{110,9} = 38,5 \text{ кВ};$$

$$U = \frac{38,5 - 38,5}{38,5} \cdot 100\% = 0\%.$$

## 2. Проект подстанции 110/35/6 кВ

Целью данного раздела является проектирование и расчет подстанции 110/35/6 кВ – подстанции № 28, являющейся частью рассматриваемой электрической сети. На рисунке 14 - 19 представлен внешний вид существующей подстанции.



Рисунок 14 – Трансформаторы КТРН-10/110/35/6 и ТДТН-10/110/35/6

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



Рисунок 15 – Выключатели МКП-110



Рисунок 16 – Разъединители РДЗ-110

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР

Лист

50



Рисунок 17 – Закрытое распределительное устройство



Рисунок 18 – ОПУ, комплекты защит ВЛ-110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР

Лист

51



Рисунок 19 – Аккумуляторная

Исходные данные для проектирования взяты для режима перспективных нагрузок.

Таблица 37 – Исходные данные для проектирования

Узел	Сторона ВН				Сторона СН				Сторона НН			
	U <sub>вн</sub> , кВ	п вв, шт	потх. вл, шт	Странз. МВА	U <sub>сн</sub> , кВ	п вл шт	S <sub>ш</sub> , МВА	S <sub>спр</sub> , МВА	U <sub>нн</sub> , кВ	п вл, шт	S <sub>ш</sub> , МВА	S <sub>спр</sub> , МВА
28	110	3	3	28,6+ J13,1	35	2	8+ j5,8	8,4+ j6.4	6	20	19,2 + J9,3	19,8+ j11,1

## 2.1 Выбор структурной схемы

На проектируемой подстанции представлены три стороны напряжения, поэтому будем иметь три распределительных устройства (РУ) : РУ ВН, РУ СН, РУ НН. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей на подстанции установлены два трансформатора. Надежность электроснабжения в этом случае будет обеспечена и при аварийном отключении одного из них. Структурная схема представлена на рисунке 20.

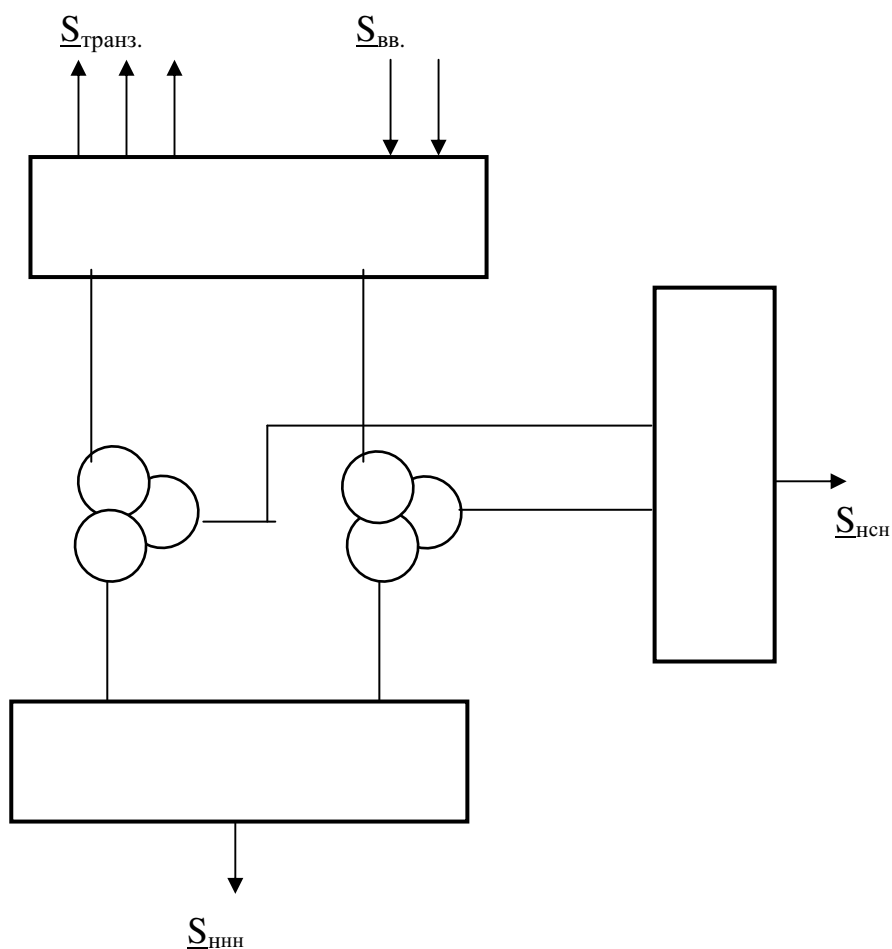


Рисунок 20 – Структурная схема подстанции

## 2. 2 Выбор схем распределительных устройств

Схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах;

- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию во всех режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала;
- схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

В соответствии с /6/ главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием типовых схем РУ 35-750кВ, утвержденных Минэнерго СССР и согласованных с Госстроем СССР.

На проектируемой подстанции число присоединений на стороне высшего напряжения равно 8 : 3Ввода, 3 отходящих линии и 2 тр-ра. Руководствуясь /2/ при числе присоединений от 5 до 13 принимаем схему РУ ВН две несекционированные системы шин с обходной (рис.21)

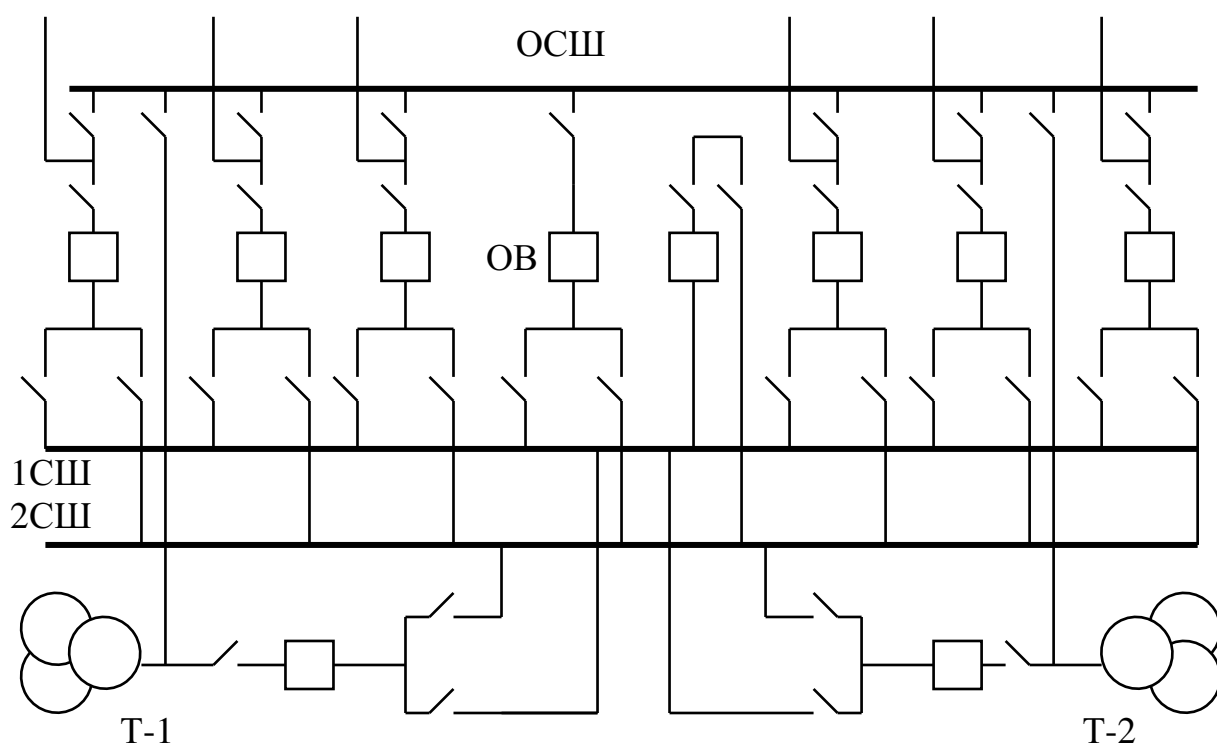


Рисунок 21 – Схема РУ-110кВ

В принятой схеме параллельная работа двух несекционированных систем шин осуществляется с помощью постоянно включенного выключателя (ШСВ). Для вывода в ремонт любого из выключателей РУ устанавливается дополнительный отдельный обходной выключатель (ОВ), общий для всего РУ. В нормальном режиме работы половина цепей (линий и трансформаторов) присоединяется к одной системе шин, а другая половина цепей – ко второй СШ. В таком режиме схемы при отказе выключателя любой из линий (или трансформаторов) релейная защита отключит ШСВ и, таким образом, половина присоединений РУ сохранится в работе, а значит, сохранится бесперебойное питание всех потребителей, присоединенных к РУ. Однако в случае отказа ШСВ с возникновением КЗ одновременно на обеих системах шин будет потеряно целиком все РУ. Как показал опыт эксплуатации, схема является достаточно

гибкой и достаточно надежной, позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Недостатком схемы является большое количество коммутационной аппаратуры, токоведущих материалов, что делает схему дорогой.

На сторонах СН и НН выбираем схему РУ – одиночная секционированная система сборных шин (рис.22).

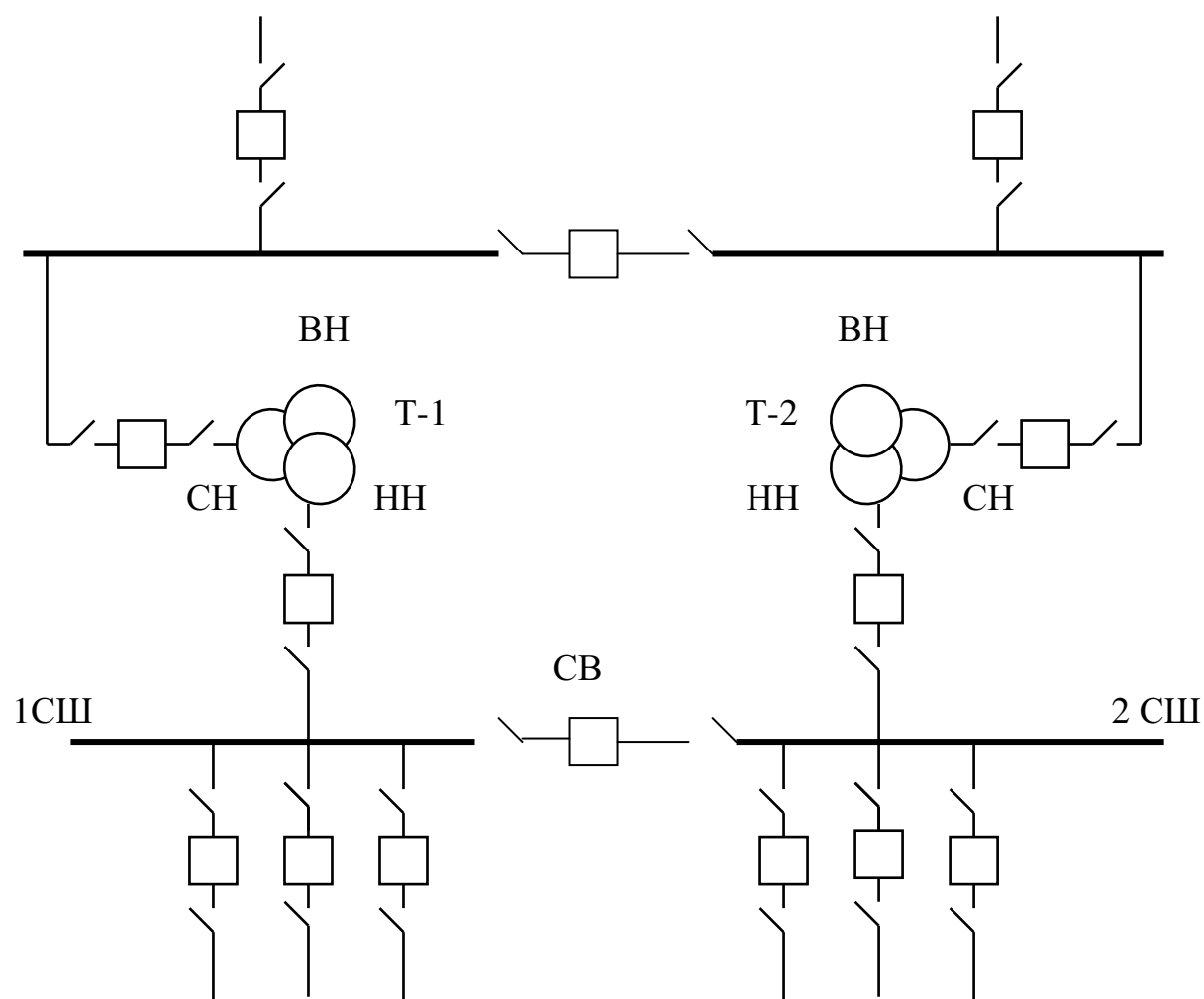


Рисунок 22 – Схема РУ- 6;35кВ

Схема проста и наглядна. На каждую цепь необходим один выключатель для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. Авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей, вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе. Недостатком схемы является то, что при повреждении и последующем ремонте одной секции, ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а нерезервированные потребители – без питания на все время ремонта.

						13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			55



### 2.3 Выбор мощности силовых трансформаторов

При выборе числа и типов трансформаторов стремятся сократить затраты как на сами тр-ры, так и на сооружение РУ, уменьшая его размеры и объем устанавливаемой электротехнической аппаратуры. Высокая надежность тр-ров дает возможность увеличивать их единичную мощность и уменьшать удельную стоимость. Отсюда вытекает, что для заданных условий необходимо выбирать трансформаторы предельной мощности /5/.

Мощность трансформатора выбираем из условия:

$$S_{\text{ном тр-ра}} > 0,7 S_{\text{мах}} , \quad (67)$$

где  $S_{\text{мах}}$  – максимальная нагрузка, МВА.

Согласно ГОСТ 14209-69 в аварийных случаях трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку в 1,4 номинальной мощности на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 суток. По таблице 24:

$$S_{\text{ном тр-ра}} = 0,7 \sqrt{(8+19,2)^2 + (5,8+9,3)^2} = 31,1 \text{ МВА}$$

Выбираем два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН - 40 /110/35/6  
Проверим их по перегрузу:

$$K_{\text{п}} = \frac{S_{\text{мах}}}{S_{\text{ном т}}} , \quad (68)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{\sqrt{27,2^2 + 15,1^2}}{40} = 0,8, \text{ что меньше } 1,4. \text{ Паспортные данные}$$

трансформатора занесены в таблицу 38

Таблица 38 – Паспортные данные тр-ра ТДТН-40/110/35/6

Тип тр-ра	Rв, Ом	Rс, Ом	Rн, Ом	Xв, Ом	Xс, Ом	Xн, Ом	Uвх, кВ	Uсх, кВ	Uнх, кВ	ΔPх, кВт	ΔQх, кВар
ТДТН-40/110/35/6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	115	38,5	6,6	43	240

### 2.4 Расчет токов короткого замыкания

Причиной КЗ является нарушение изоляции электрических цепей, вызываемое различного рода факторами.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин, проводов и т.п. Поэтому проводники и аппараты должны быть технически устойчивы, т.е. не повреждаться при протекании тока КЗ в течение расчетного времени.

Протекание тока КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Поэтому следует принимать меры к тому, чтобы токоведущей части аппараты и электрические машины выдерживали эти усилия, т.е. обладали электродинамической стойкостью.

Для обеспечения надежной работы электрических систем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор токоведущих частей и аппаратов по условиям КЗ. Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определить ток КЗ в любой интересующий момент времени.

Для расчета токов трехфазного КЗ на шинах 110, 35, 6 кВ воспользуемся программным модулем ENERGO. При этом автотрансформаторы станций ЭС-1 и ЭС-2, генераторы, блочные трансформаторы рассматриваемой подстанции 28 вводятся в расчет своими каталожными данными. Для сетей 220 и 110кВ предельная мощность отключения составляет  $S_{откл\ пред} = 9000\text{MBA}$ . В качестве мощности КЗ примем  $S_{к1} = 9000\text{MBA}$ ,  $S_{к2} = 7000\text{MBA}$ .

В результате расчета получены следующие результаты:

а) Трехфазное КЗ на шинах 110кВ (т.К1)

Ток короткого замыкания :

$$I_{п.о} = 5,964 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания :

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{п.о}, \quad (69)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент; для системы, с которой подстанция связана воздушными линиями, напряжением 35,110 кВ, из [7]  $K_y = 1,6$ ;

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,964 = 13,7 \text{ кА.}$$

б) Трехфазное КЗ на шинах 35кВ (т.К2):

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$I_{п.о} = 11,8 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,8 = 26,7 \text{ кА.}$$

в) Трехфазное КЗ на шинах 6кВ (т.КЗ):

$$I_{п.о} = 45,3 \text{ кА.}$$

Для системы, с которой подстанция связана воздушными линиями, напряжением 6-10 кВ через трансформаторы, мощностью 32...63МВА, из /7/  $K_y = 1,82$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 45,3 = 116,2 \text{ кА}$$

Сравнивая расчетные данные с результатами расчетов на ЭВМ видно, что имеются незначительные погрешности. Эти погрешности связаны с техническими сторонами ручного расчета. Для дальнейших расчетов будем использовать данные ЭВМ.

## 2.5 Расчет токов в цепях

Ток вводов:

Нормальный режим:

$$I_{вв}^н = \frac{S_{нагр.} + S_{транз.}}{\sqrt{3}U_{вн} n_{вв}}, \quad (70)$$

где  $S_{нагр}$  – приведенная мощность нагрузки подстанции, МВА;

$S_{транз}$  – транзитный переток по шинам ВН, МВА;

$n_{вв}$  – число вводов;

$$I_{вв}^н = \frac{\sqrt{(27,2+28,6)^2 + (15,1+13,1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 3} = 110 \text{ А.}$$

б) Аварийный режим:

$$I_{вв}^а = \frac{S_{нагр.} + S_{транз.}}{\sqrt{3}U_{вн} (n_{вв} - 1)}, \quad (71)$$

$$I_{вв}^а = \frac{\sqrt{(27,2+28,6)^2 + (15,1+13,1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (3-1)} = 164 \text{ А.}$$

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					

Ток транзитных линий:

$$а) \quad I_{\text{транз.}}^{\text{н}} = \frac{S_{\text{транз.}}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}} n_{\text{транз.}}}, \quad (72)$$

где  $n_{\text{транз.}}$  – число транзитных линий;

$$I_{\text{транз.}}^{\text{н}} = \frac{\sqrt{28,6^2 + 13,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 3} = 55 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{\text{транз.}}^{\text{а}} = 2I_{\text{транз.}}^{\text{н}}, \quad (73)$$

$$I_{\text{транз.}}^{\text{а}} = 2 \cdot 55 = 110 \text{ А.}$$

Ток на стороне ВН трансформатора:

$$а) \quad I_{\text{тр.вн}}^{\text{н}} = \frac{0,7S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}}}, \quad (74)$$

$$I_{\text{тр. вн}}^{\text{н}} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{\text{тр.вн}}^{\text{а}} = \frac{1,4S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{тр. вн}}^{\text{а}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А.}$$

Ток на стороне СН трансформатора:

$$а) \quad I_{\text{тр.сн}}^{\text{н}} = \frac{S_{\text{нагр.сн}}}{2\sqrt{3}U_{\text{сн}}}, \quad (76)$$

где  $S_{\text{нагр.сн}}$  – нагрузка на шинах СН подстанции, МВА;

$$I_{\text{тр.сн}}^{\text{н}} = \frac{\sqrt{8^2 + 5,8^2}}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 82 \text{ А,}$$

$$б) \quad I_{\text{тр.сн}}^{\text{а}} = \frac{S_{\text{нагр.сн}}}{\sqrt{3}U_{\text{сн}}}, \quad (77)$$

$$I_{\text{тр.сн}}^{\text{а}} = \frac{\sqrt{8^2 + 5,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 163 \text{ А.}$$

Ток на стороне НН трансформатора:

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$а) \quad I_{тр.нн}^н = \frac{S_{нагр.нн}}{2\sqrt{3}U_{нн}}, \quad (78)$$

$$I_{тр.нн}^н = \frac{\sqrt{19,2^2 + 9,3^2}}{2\sqrt{3} * 10} = 616 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{тр.нн}^а = \frac{S_{нагр.нн}}{\sqrt{3}U_{нн}}, \quad (79)$$

$$I_{тр.нн}^а = \frac{\sqrt{19,2^2 + 9,3^2}}{\sqrt{3} * 10} = 1233 \text{ А.}$$

## 2.6 Выбор коммутационной аппаратуры

### 2.6.1 Выбор коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения

Все элементы распределительного устройства (РУ) подстанции должны надежно работать в условиях длительных нормальных режимов, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникнуть в эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и т.д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Номинальное напряжение аппаратов, шин, кабелей определяет уровень их изоляции, который должен соответствовать напряжению установки.

Сечение токоведущих частей аппаратов и других элементов РУ выбирается по экономической плотности тока и по нагреву в рабочем режиме, поэтому номинальный ток, определенный с учетом этих факторов, полностью характеризует пригодность элементов для работы в заданных условиях.

Каждое РУ состоит из подходящих и отходящих присоединений, которые связаны между собой сборными шинами, перемычками, кольцевыми и многоугольными соединениями, с размещением различного числа выключателей, разъединителей, реакторов, измерительных трансформаторов и

					<b>13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

прочих электрических аппаратов, обусловленных принятой схемой. Все аналогичные присоединения выполняются одинаково, так что РУ собирается из стандартных, как бы типовых, ячеек.

Основным аппаратом РУ является выключатель — предназначены для включения и отключения электрических цепей самых различных условиях. А именно:

- в нормальных режимах, когда ток относительно невелик и отстаёт или опережает по фазе напряжение сети;
- при КЗ, когда токи исчисляются десятками и даже сотнями тысяч ампер, а сдвиг по фазе между напряжением и током близок к  $\pi/2$ .

Выключатель должен не только отключать поврежденную цепь, но и также включить ее повторно и, если замыкание не устранено, вновь отключить. Как всякий аппарат, включенный последовательно в цепь, выключатель должен обладать динамической и термической стойкостью, соответствующей ожидаемому току КЗ. Он должен также проводить номинальный продолжительный ток в течение неограниченного времени без чрезмерного повышения температуры токоведущих частей.

Конструкция выключателя определяется номинальным напряжением, током КЗ, подлежащим отключению, и требованиями к быстродействию.

В настоящее время все большее применение находят элегазовые выключатели.

Объясняется это тем, что они обладают:

- высокой надежностью;
- компактностью и небольшой массой;
- возможностью применить на любом участке сети;
- минимальными требованиями к обслуживанию и контролю;
- гашение дуги в элегазе гарантирует минимальное обгорание поверхности контактов, высокие значения отключающих токов и длительный срок работы без осмотра (5 лет или 5000 циклов включения - отключения).

К установке примем элегазовые выключатели ВГБУ-110У-1 и разъединители наружной установки РДЗ-110/1000У1.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – изолировать предварительно отключенные (выключателями) части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61



Рисунок 23 - Элегазовый выключатель ВГБУ-110У-1



Рисунок 24 - Разъединитель РДЗ-110/1000У1

Значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени  $\tau$  необходимо в первую очередь знать для выбора и проверки аппаратов и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР

Лист

62

проводников по условиям КЗ. Обычно интересует значение периодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов. Поэтому за расчетное принимают время от начала КЗ до расхождения контактов. Руководящие указания /19/ рекомендуют при определении значений периодической составляющей тока КЗ для моментов времени до 2,5с использовать метод типовых кривых.

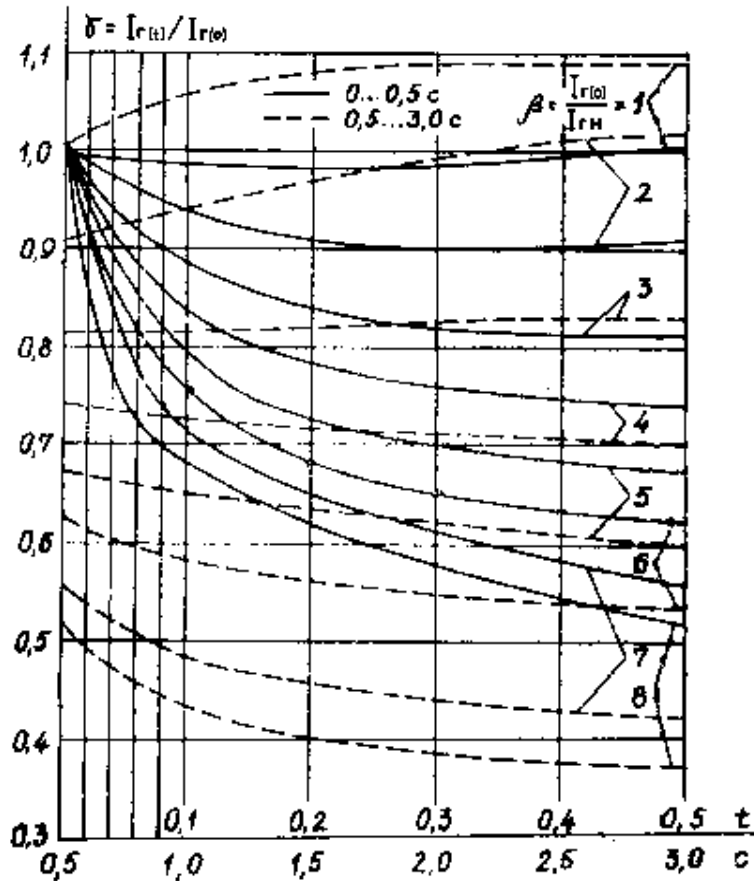


Рисунок 25 - Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ

Вычислим для генераторов ветвей коэффициенты  $\beta$  :

$$\beta = I_{(0)*} \frac{S_6}{P_{\Gamma}} \cos \varphi ; \quad (65)$$

$$\beta_{\Gamma 1-10} = 4,3 \frac{100}{2 \cdot 200 + 4 \cdot 100 + 4 \cdot 50} \cos 0,85 = 0,43$$

$$\beta_{\Gamma 11-19} = 7,6 \frac{100}{2 \cdot 500 + 4 \cdot 300 + 3 \cdot 100} \cos 0,85 = 0,3$$

Так как  $\beta < 1$ , то использование типовых кривых не требуется ,

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



коэффициент  $\gamma$  принимаем равным 1.

Искомое значение периодической составляющей тока в момент времени 0,12с:

$$I_{(0,12)} = (\gamma_{\Gamma_{1-10}} I_{(0)110} + \gamma_{\Gamma_{11-19}} I_{(0)1119}) I_{\delta,к-1} = (1*4,3 + 1*7,6)*0,502 = 6кА$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{(0)*} e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (80)$$

где  $\tau$  – расчетное время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

$$\tau = t_{c.з.min} + t_{c.в.}, \quad (81)$$

где  $t_{c.з.min}$  - минимальное время действия релейной защиты, с,

$$t_{c.з.min} = 0,01 \text{ с},$$

$t_{c.в.}$  - собственное время отключения выключателя, с,

$$t_{c.в.} = 0,03 \text{ с},$$

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

где  $T_a$  – постоянная времени, с. Значения постоянной времени  $T_a$  принимаем по таблице 3.2 /8/ для ветви с блоком генераторов  $\Gamma_{1-10}$ :  $T_a$  для  $\Gamma_{1-10} = 0,15$ ,  $T_a$  для  $\Gamma_{11-19} = 0,26$ .

Тогда 
$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\delta,к-1} (I_{(0)*\Gamma_{1-10}} e^{-\frac{\tau}{T_a}} + I_{(0)*\Gamma_{11-19}} e^{-\frac{\tau}{T_a}}) =$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,502 (4,3 e^{-\frac{0,04}{0,15}} + 7,6 e^{-\frac{0,04}{0,26}}) = 6,9 \text{ кА}.$$

Полученное значение сравнивается с номинально допустимым значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \beta_n I_{откл.ном}, \quad (82)$$

где  $\beta_n$  - допустимое относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, %, для ВГБУ-110-У1 с временем  $\tau = 0,04$  (при помощи

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					64

кривых рис. 7.3 /5/)  $\beta = 48\%$ ,

$I_{откл.ном.}$  - номинальный ток отключения выключателя, кА ,

$$I_{откл.ном.} = 40 \text{ кА.}$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,48 \cdot 40 = 27,1 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\kappa} = I_{(0)*}^2 (t_{c.в.} + T_a), \quad (83)$$

$$B_{\kappa} = 11,9^2 (0,03 + 0,26) = 41,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Тепловой импульс, на который рассчитан выключатель:

$$B_{\kappa.ном.} = I_{тер.}^2 t_{тер.}, \quad (84)$$

где  $I_{тер.}$  - ток термической стойкости, кА,  $I_{тер.} = 40 \text{ кА}$ ;

$t_{тер.}$  - время протекания тока термической стойкости, с ,  $t_{тер.} = 3\text{с}$ ;

$$B_{\kappa.ном.} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Разъединители выбираются аналогично выключателям :

- по напряжению установки;
- по току;
- по электродинамической стойкости;

Параметры выключателя и разъединителя сведены в таблицу 39

Таблица 39 – расчетные и паспортные данные выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Паспортные данные	
	ВГБУ-110У1	РДЗ-110/1000У1
Ууст = 110кВ	Ууст = 110кВ	Ууст = 110кВ
Имах = 294А	Ином = 2000А	Ином = 1000А
Ип.о = 11,9кА	Ип.о = 40кА	
iaт = 6,9кА	iaном = 27,1кА	
Ип.о. = 6кА	Идин = 40кА	
iy = 13,7кА	идин = 102кА	идин = 102кА
Вк = 41,1кА <sup>2</sup> с	Вк = 4800кА <sup>2</sup> с	Вк = 4800кА <sup>2</sup> с

Выключатель выбран с большим запасом по динамической устойчивости и по Ином. Связано это с тем , что с меньшими параметрами выключатели не выпускаются.

## 2.6.2 Выбор коммутационных аппаратов на стороне СН подстанции

На стороне 35кВ будем использовать элегазовые выключатели ВГБ-35 и разъединители типа РДЗ-35/1000У1.

Достоинства выключателей

- полная заводская готовность, обеспечивающая простой и быстрый монтаж, выключатель поставляется полностью отрегулированным, заполненным элегазом до рабочего давления;
- отсутствие динамических нагрузок на фундамент при работе (установка на одной опоре с облегченным фундаментом);
- простые и надежные дугогасительные устройства, содержащие минимально возможное количество подвижных элементов и работающие на принципе вращения электрической дуги в магнитном поле, создаваемом током, протекающим через гасительное устройство. Этот способ гашения гарантирует отсутствие перенапряжений даже при отключении малых индуктивных токов и отключение без повторных пробоев емкостных токов до 630 А;
- большие механические и коммутационные ресурсы, обеспечивающие при нормальных условиях эксплуатации работу без ремонта в течение всего срока службы выключателя;
- наличие единственного на выключатель динамического уплотнения с "жидкостным затвором" и высокотехнологического алюминиевого сварного бака гарантирует пониженный уровень естественных утечек элегаза;
- высокая надежность: даже при падении избыточного давления элегаза до нуля выключатель выдерживает длительное воздействие напряжения 52 кВ и отключает токи нагрузки до 630 А;
- использование чистого элегаза в исполнении ХЛ1 (до минус 60°С);
- 12 встроенных трансформаторов тока, позволяющих в большинстве случаев отказаться от применения выносных трансформатором тока наружной установки;
  - взрыво- и пожаробезопасность.

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					



Рисунок 26 - Выключатель элегазовый баковый наружной установки серии ВГБ-35

Расчетным током длительного режима является ток на стороне СН силового трансформатора в аварийном режиме:  $I_{тр.сн}^a = 163 \text{ А}$ .

Расчет проведем по выражениям (80...84).

$$t_{с.з. \min} = 0,01 \text{ с}; t_{с.в.} = 0,04 \text{ с}; \\ \tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}.$$

Для шин 35 кВ  $T_a = 0,02 \text{ с}$ , тогда

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{(0)*} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,8 e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 1,37 \text{ кА}.$$

$$\beta_H = 32\%, \quad I_{откл.ном.} = 12,5 \text{ кА}, \text{ тогда}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 12,5 = 5,64 \text{ кА};$$

$$B_k = 11,8^2 (0,04 + 0,02) = 8,4 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{k,ном.} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Параметры выключателя и разъединителя сведены в таблицу 40.

Таблица 40- данные коммутационных аппаратов на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные	
	ВГБ - 35	РДЗ-35/1000У1
Ууст = 35кВ	Ууст = 35кВ	Ууст = 35кВ
Имах = 163А	Ином = 1000А	Ином = 1000А
Ип.о = 5,6кА	Ип.о = 12,5кА	
іат = 1,37кА	іаном = 5,64кА	
Ип.о. = 5,6 кА	Ідин = 12,5кА	
іу = 26,7кА	ідин = 32кА	ідин = 100кА
Вк = 8,4кА <sup>2</sup> с	Вк = 468,8кА <sup>2</sup> с	Вк = 468,8кА <sup>2</sup> с

### 2.6.3 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне НН подстанции

Коммутационные аппараты выбираем в цепи 6 кВ трансформатора, отходящих линий и секционного выключателя.

Расчетный ток аварийного режима  $I_{тр.ли}^a = 1233 \text{ А}$ .

Расчет параметров производим аналогично п.п.2.6.1 и 2.6.2

Принимаем к установке элегазовый выключатель типа VF-07.16.50 на номинальное напряжение 6 кВ и ток 1,6кА током отключения 50 кА. Разъединители не вбираются, т.к. они втычного типа.

Таблица 41 – Технические характеристики выключателя



Расчетные данные	Паспортные данные
Ууст = 6кВ	Ууст = 6кВ
Имах = 1233А	Ином = 1600А
Ип.о = 45,3кА	Ип.о = 50кА
іат = 7,61кА	іаном = 16,1кА
Ип.о. = 45,3 кА	Ідин = 50кА
іу = 116,2кА	ідин = 128кА
Вк = 143,6кА <sup>2</sup> с	Вк = 1438,8кА <sup>2</sup> с

## 2.7 Выбор средств контроля и измерения

### 2.7.1 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока при проектировании РУ заключается в выборе этих аппаратов, определении ожидаемой нагрузки и проверки соответствия ее номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. При выборе номинального первичного тока трансформатора следует исходить из значения рабочего тока утяжеленного режима соответствующего присоединения. В присоединениях с относительно невысоким рабочим током и высоким током КЗ приходится выбирать трансформаторы с номинальным током, значительно превышающим рабочий ток присоединения, чтобы обеспечить электродинамическую и термическую стойкость трансформатора.

Контроль за режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Их состав и количество выбираем по табл. 4.11./9/. Схема подключения измерительных приборов представлена на рис. 15.

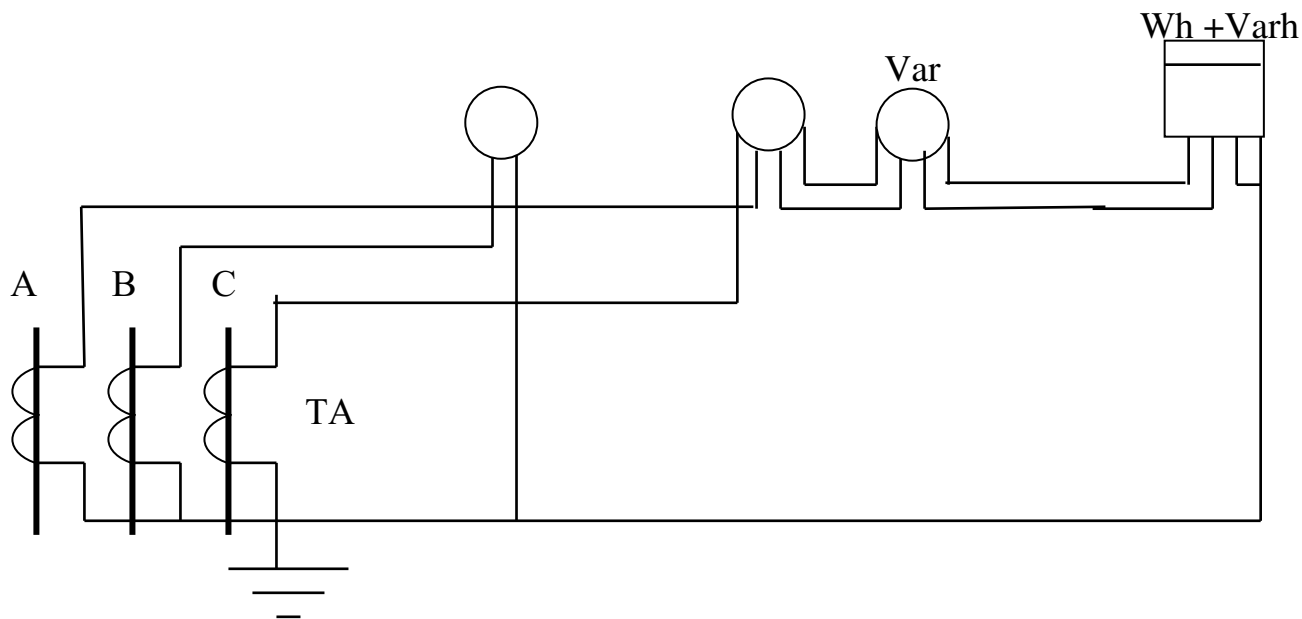


Рисунок 28 – схема подключения приборов к трансформатору тока

В цепях ВЛ 110 кВ установим трансформаторы тока типа ТФЗМ-110Б-1-300  
 Параметры ТТ занесены в таблицу 42.

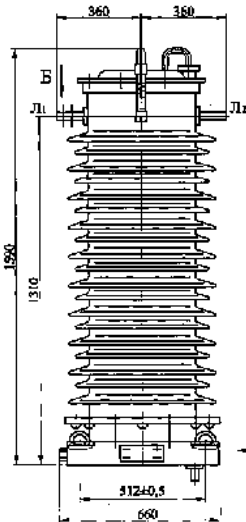


Таблица 42 - Трансформаторы тока на ЛЭП-110кВ

Расчетные данные	Паспортные данные ТТ типа ТФЗМ-110Б1-200/5
U <sub>уст</sub> = 110кВ	U <sub>уст</sub> = 110кВ
I <sub>мах</sub> = 164А	I <sub>мах</sub> = 200 А
i <sub>у</sub> = 29,3кА	i <sub>дин</sub> = 62 кА
Вк = 9,24 кА <sup>2</sup> с	Вк = 432 кА <sup>2</sup> с

Рисунок 29 – Внешний вид ТФЗМ-110Б1

Список и параметры приборов, подключенных к ТТ в таблице 43

Таблица 43 – Данные приборов

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	---	0,5
Варметр	Д-335	0,5	---	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03.	1,5	---	1,5
Итого		3	0,5	3

Из таблицы видно, что наиболее загружены фазы А и С.

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_2^2}, \quad (85)$$

где  $I_2$  - вторичный ток трансформатора тока, А,  $I_2 = 5$ А,

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров.}} = R_{\text{ном}} - R_{\text{приб.}} - R_{\text{к}} \text{ Ом,} \quad (86)$$

где  $R_{\text{ном}}$  - номинальное сопротивление, Ом;

$$R_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}^2}, \quad (87)$$

$$R_{ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

$R_k$  - сопротивление контактов, Ом;

При числе контактов более 3  $R_k = 0,1 \text{ Ом.}$

$$R_{пров.} = 1,2 - 0,12 - 0,1 = 0,98 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление проводов, можно определить их сечение.

На проектируемой подстанции можно применить многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке с алюминиевыми жилами, имеющими

$$\text{удельное сопротивление } \rho = 0,0283 \frac{\text{мм}^2 \text{Ом}}{\text{м}}.$$

Ориентировочная длина кабеля  $L = 130 \text{ м.}$

Так как трансформаторы тока соединены в полную звезду, то расчетная длина

$L_{расч.} = L = 130 \text{ м.}$  В таком случае, сечение проводов:

$$q = \rho \frac{L_{расч.}}{R_{пров.}}, \quad (88)$$

$$q = 0,0283 \frac{130}{0,98} = 3,38 \text{ мм}^2.$$

При выборе стандартного сечения всегда необходимо принимать ближайшее большее значение. Минимальная площадь сечения вторичных цепей ТТ должна быть не менее  $2,5 \text{ мм}^2 / 5/$ .

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ-  $4 \text{ мм}^2$ .

В цепи ВН трансформатора установим ТТ типа ТВ-110-2-300/5

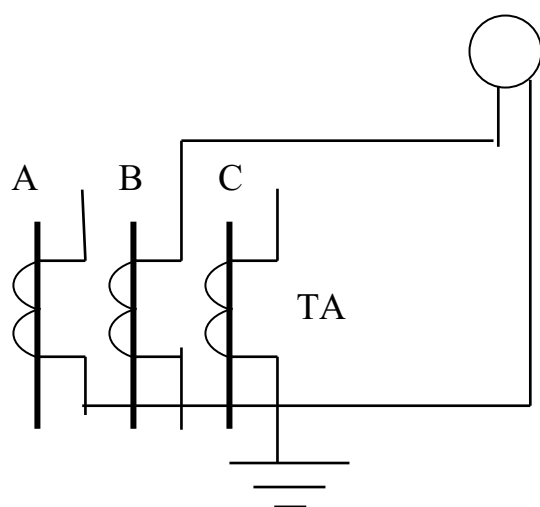


Рисунок 30 – Схема подключения приборов к трансформатору тока и внешний вид встроенных трансформаторов тока

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Таблица 44 – Трансформаторы тока на стороне ВН трансформатора

Расчетные данные	Паспортные данные ТТ типа ТВ-110-2-300/5
Ууст =110кВ	Ууст =110кВ
Имах = 294А	Имах =300 А
iy = 29,3кА	идин = 50 кА
Вк = 9,24 кА <sup>2</sup> с	Вк = 133 кА <sup>2</sup> с

Список и параметры приборов, подключенных к ТТ - в таблице 45.

Таблица 45 – Приборы, подключенные к трансформатору тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-----	0,5	-----
Итого		-----	0,5	-----

Трансформаторы тока загружены в фазе В.

Сопротивление приборов:  $R_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$

Включено 3 прибора, значит  $R_{к} = 0,05 \text{ Ом.}$

$$R_{ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов, по (86)  $R_{пров.} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом.}$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого  $L = 95 \text{ м.}$  Схема соединения ТТ – полная звезда, значит  $L_{расч.} = L =$

$$95\text{м, и по (88): } q = 0,0283 \frac{95}{0,84} = 2,38 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

В цепи СН трансформатора и на потребительских линиях 35 кВ установим трансформаторы тока типа ТФЗМ-35-У1. Схема подключения измерительных приборов представлена на рис.31, сравнение паспортных и расчетных данных приведено в таблице 46.

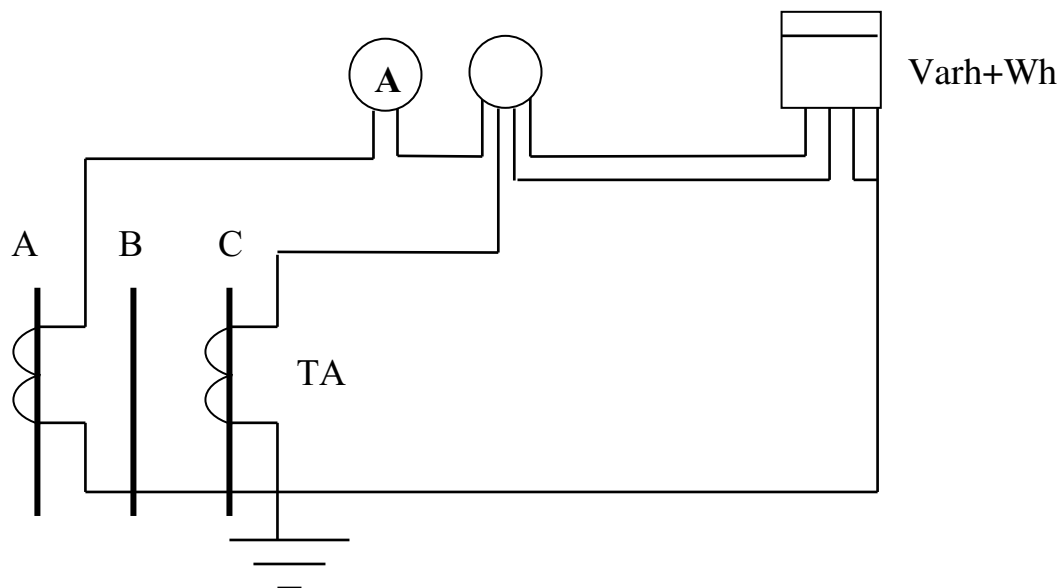


Рисунок 31 – Схема подключения приборов к трансформатору тока

Таблица 46 – Трансформатор тока на стороне СН

Расчетные данные	Паспортные данные ТТ типа ТФЗМ-35-У1-200/5
Uуст = 35кВ	Uуст = 35кВ
I <sub>мах</sub> = 163А	I <sub>мах</sub> = 200 А
i <sub>y</sub> = 12,6кА	i <sub>дин</sub> = 42 кА
Вк = 7,5 кА <sup>2</sup> с	Вк = 10,5 <sup>2</sup> ·3 = 330,8 кА <sup>2</sup> с

Список и параметры приборов, подключенных к ТТ – в таблице 47.

Линии 35 кВ принадлежат золотодобывающему предприятию ЗАО «Гидравлика». На границе балансовой принадлежности установим счетчики коммерческого учета типа СЭТ-4ТМ.03. Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 предназначены для многотарифного учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной энергии в трех и четырехпроводных сетях переменного тока с напряжением 3\*57,7/100 В или 3\*(120-230)/(208-400) В, частотой (50 ± 2,5) Гц, номинальным (максимальным) током 1(10) А на объектах энергетики. Счетчики имеют три равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: два интерфейса RS-485 и оптопорт, поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол и могут эксплуатироваться в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Таблица 47 – Приборы, подключенные к ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	---	---
Ваттметр	Д-335	0,5	---	0,5
Счетчик активной и Реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03	1,5	---	1,5
Итого		2,5	---	2,0



Рисунок 32 – Счетчик СЭТ-4ТМ.03

Наиболее загружены трансформаторы тока фазы А.

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

Число приборов 3, значит  $R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом.}$

$$R_{\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов, по (86)  $R_{\text{пров.}} = 1,2 - 0,1 - 0,05 = 1,05 \text{ Ом.}$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого  $L = 70 \text{ м.}$  Схема соединения ТТ – неполная звезда, значит  $L_{\text{расч.}} =$

$$\sqrt{3} L = 121,1 \text{ м, и по (88): } q = 0,0283 \frac{121,1}{1,05} = 3,26 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Рассмотрим установку трансформаторов тока на стороне НН, в цепях отходящих линий. Нагрузка на стороне НН поровну распределена между двумя секциями шин НН. Число отходящих фидеров по 10 с каждой секции. Расчетный ток послеаварийного режима при этом:

$$I_{\text{откл.л}}^a = 2I_{\text{откл.л}}^n = 2 \frac{S_{\text{нагр.нн.}}}{2\sqrt{3}U_{\text{нн}} 10}, \quad (89)$$

$$I_{\text{откл.л}}^a = \frac{\sqrt{19,2^2 + 9,3^2}}{\sqrt{3} 10 \cdot 10} = 123,1 \text{ А.}$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТВЛМ - 6 - 0,6/10Р. Схема подключения приборов - на рис. 33, расчетные и каталожные данные – в табл. 48.

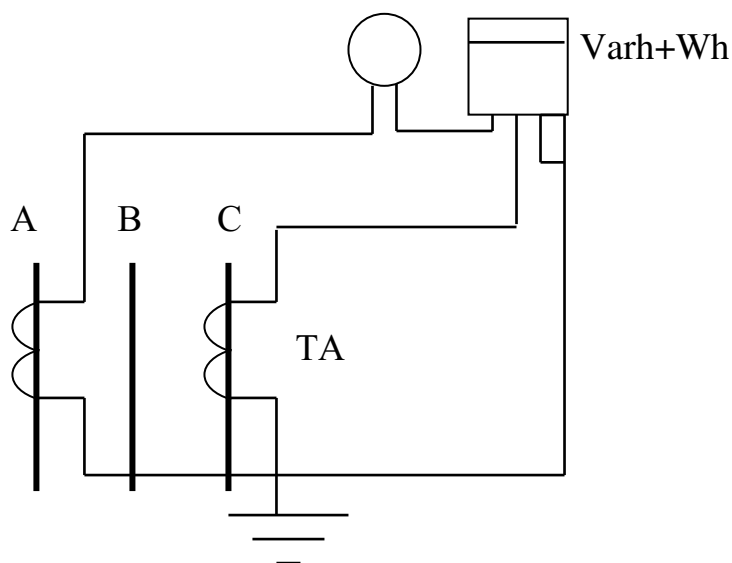


Рисунок 33 – Схема подключения приборов к трансформатору тока

Таблица 48 – Трансформаторы тока на фидерах 6кВ

Расчетные данные	Паспортные данные ТТ типа ТВЛМ-6-0,6/10Р
Uуст =6кВ	Uуст =6кВ
Iуст = 123,1А	Iном =150 А
iу = 46,2кА	iдин = 52 кА
Вк = 52,8 кА <sup>2</sup> с	Вк = 9,72*1=94,09 кА <sup>2</sup> с

Список и параметры приборов, подключенных к ТТ – в табл.49.

Все отходящие фидера 6кВ (за исключением четырех) принадлежат сторонним организациям – коммунальным сетям, ЗАО « Южуралзолото», асфальтно-щебеночному заводу. Оплата за потребленную электроэнергию производится по счетчикам, находящимся на границе балансовой и эксплуатационной ответственности, поэтому для коммерческого учета установим счетчики типа СЭТ- 4ТМ.03.

Таблица 49 - Приборы, подключенные к трансформатору тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	---	---
Счетчик активной и Реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03	1,5	---	1,5
Итого		2,0	---	1,5

Наиболее загружены трансформаторы тока фазы А.

$$R_{\text{приб}} = \frac{2,0}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Число приборов менее 3, значит  $R_k = 0,05 \text{ Ом}$ .

$$R_{ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проводов, по (86)  $R_{пров} = 1,2 - 0,08 - 0,05 = 1,07 \text{ Ом}$ .

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого  $L = 7 \text{ м}$ . Схема соединения ТТ – неполная звезда, значит  $L_{расч.} =$

$$\sqrt{3} L = 12,1 \text{ м}, \text{ и по (88): } q = 0,0283 \frac{12,1}{1,07} = 0,32 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

В цепях 6кВ силового трансформатора устанавливаем трансформаторы тока типа ТШЛ-10-2000/2

Схема включения приборов – на рис.34, расчетные и каталожные данные – табл. 50.

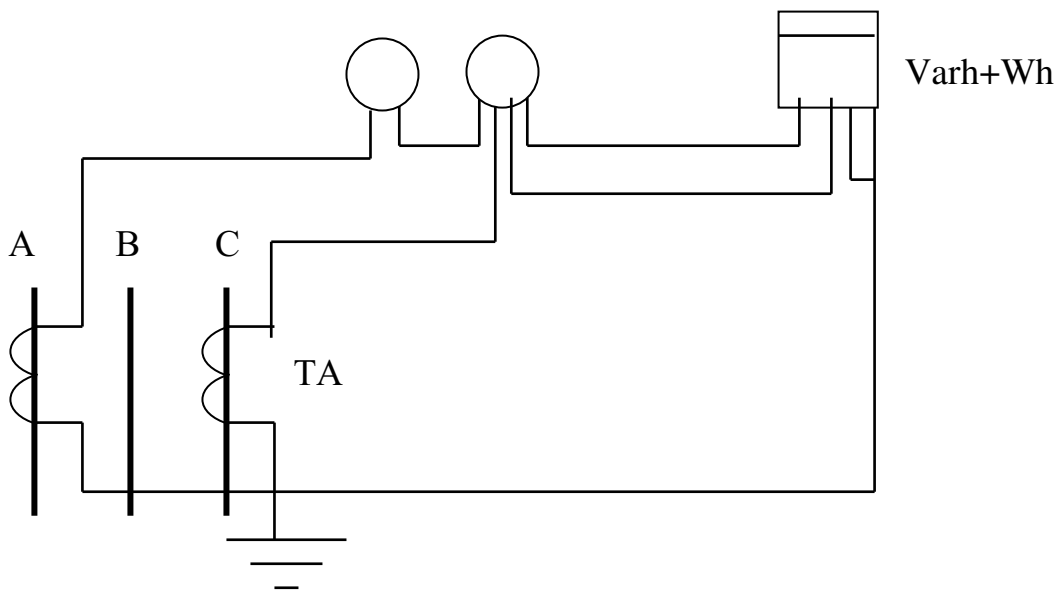


Рисунок 34 – Схема подключения приборов к трансформаторам тока

Таблица 50 – Трансформаторы тока на стороне НН силового трансформатора



Расчетные данные	Паспортные данные ТТ типа ТШЛ-10-2000/5
Uуст = 6кВ	Uуст = до 10кВ
I <sub>мах</sub> = 1233А	I <sub>ном</sub> = 2000 А
i <sub>y</sub> = 46,2кА	i <sub>дин</sub> = 100кА
Вк = 52,8 кА <sup>2</sup> с	Вк = 2976 кА <sup>2</sup> с

Рисунок 35 – Трансформатор тока ТШЛ-10-2000/5

Таблица 51 – Приборы, подключенные к трансформатору тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	---	---
Ваттметр	Д-335	0,5	---	0,5
Счетчик активной и Реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03	1,5	---	1,5
Итого		2,5	---	2

Наиболее загружены трансформаторы тока фазы А.

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

Число приборов 3, значит  $R_k = 0,05 \text{ Ом.}$

$$R_{\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов, по (86)  $R_{\text{пров.}} = 0,8 - 0,1 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом.}$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого  $L = 7 \text{ м.}$  Схема соединения ТТ – неполная звезда, значит  $L_{\text{расч.}} =$

$$\sqrt{3} L = 12,1 \text{ м, и по (88): } q = 0,0283 \frac{12,1}{0,65} = 0,53 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2.$

### 2.7.2 Выбор трансформатора напряжения

При проектировании электрической установки выбирают типы трансформаторов напряжения в соответствии с измерительными приборами и реле, подлежащими присоединению к ним. Далее подсчитывают ожидаемую нагрузку трансформаторов и проверяют погрешности. В нормальном режиме нагрузка трансформатора определяется потреблением присоединенных измерительных приборов и реле. По этой нагрузке и соответствующим заводским характеристикам можно судить, в каком классе (с какой погрешностью) будет работать намеченный к установке трансформатор и, следовательно, о пригодности его для питания присоединенных приборов и реле.

На сборных шинах ВН установим трансформатор напряжения типа НКФ-110-58У1. Возьмем 3 ТН по одному на фазу.  $U_{ном} = 110$  кВ;  $S_{2ном.} = 400$  ВА в классе точности 0,5.



Рисунок 36 – Внешний вид трансформатора напряжения НКФ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой системе шин, а выбираем его из условия возможного аварийного отключения одной из систем сборных шин, т.е. по суммарной нагрузке двух систем шин.

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем из тал. 4.11./9/. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 52.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Таблица 52 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ

Прибор	Место установки	Тип	Содной обмот, ВА	Число обмот.	cosφ	sinφ	Число приб.	Общая потреб. мощность	
								P,Вт	Q,Вар
Вольтметр	Сборные шины 110кВ	Э-335	2	1	1	0	1	2	-----
Вольтметр регистрир.		Н-393	10	1	1	0	1	10	-----
Фиксатор импульсного действия		ФИП	3	1	1	0	1	3	-----
Ваттметр	Вводы 110кВ	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-----
Варметр		Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-----
Фиксатор импульсного действия		ФИП	3	1	1	0	3	9	-----
СчетчикWh		СА3-И674	3	2	0,38	0,9	3	18	46,6
СчетчикVar		СР4-И689	3	2	0,38	0,9	3	18	46,6
Ваттметр с двусторонней шкалой	Цепь обходного выключателя	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-----
Варметр с двусторонней шкалой		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-----
Фиксатор импульсного действия		ФИП	3	1	1	0		3	-----
Ваттметр	Транзитные линии 110кВ	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-----
Варметр		Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-----
Фиксатор импульсного действия		ФИП	3	1	1	0	3	9	-----
СчетчикWh		СА3-И674	3	2	0,38	0,9	3	18	46,6
СчетчикVar		СР4-И689	3	2	0,38	0,9	3	18	46,6
Итого:								156	186,4

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{156^2 + 186,4^2} = 243 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора, соединенных в звезду, имеют мощность  $3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА}$ ,



что больше  $S_{2\Sigma}$ . Таким образом трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе напряжения 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

На рабочие шины среднего напряжения (35кВ) установим три трансформатора напряжения 3\*ЗНОЛ-35 номинальной мощностью  $S_{2\Sigma} = 75$  ВА в классе точности 0,5.



Рисунок 37 – Выбранный трансформатор напряжения

Трансформаторы напряжения установим на каждой секции сборных шин. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 53.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 53 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ.

Прибор	Место установки	Тип	Содной обмот, ВА	Число обмот.	cosφ	sinφ	Число приб.	Общая потреб. мощность	
								P,Вт	Q,Вар
Вольтметр	Сборные шины 35кВ	Э-335	2	1	1	0	2	4	-----
Счетчик Wh+Var	Ввод 35кВ силового тр-ра	СЭТ-4 ТМ.03					1	S,ВА	
								3,5	
Счетчик Wh+Var	Цепь отходящих ЛЭП-35кВ	СЭТ-4 ТМ.03					1	S,ВА	
								3,5	

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = P_{2\Sigma} + S_{\text{сч.т.}} = 4+7=11\text{ВА}$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду имеют мощность  $3*75 = 225 \text{ ВА}$ , что больше  $S_{2\Sigma}$ . Поэтому трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности (0,5). Для соединения их с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

На рабочие шины 10 кВ установим три трансформатора напряжения 3\*ЗНОЛ-06-6,  $U_{\text{ном}} = 6\text{кВ}$ ,  $S_{2\Sigma} = 50\text{ВА}$  в классе точности 0,5.



Рисунок 38 – Комплект трансформаторов напряжения 3\*ЗНОЛ-06-6  
Трансформатор напряжения установлен на каждой секции сборных шин.  
Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 54.

Таблица 54 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6кВ.

Прибор	Место установки	Тип	Содной обмот, ВА	Число обмот.	cosφ	sinφ	Число приб.	Общая потреб. мощность	
								P,Вт	Q,Вар
Вольтметр	Сборные шины 6кВ	Э-335	2	1	1	0	1	2	-----
Ваттметр	Ввод 6кВ силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик Wh+Var		СЭТ-4 ТМ.03					1		S,ВА 3,5
Счетчик Wh+Var	Цепь отходящих ЛЭП-6кВ	СЭТ-4 ТМ.03					10		S,ВА 35

Вторичная нагрузка:

$$S_2 \Sigma = P_2 \Sigma + S_{\text{смет.}} = 2 + 3,5 + 35 = 40,5 \text{ ВА}$$

Три трансформатора, соединенных в звезду, имеют мощность  $3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА}$ , что больше  $S_2 \Sigma$ . Поэтому трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности (0,5). Для соединения их с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

## 2.8 Выбор токоведущих частей распределительных устройств подстанции и вспомогательного оборудования

Общие требования к шинам РУ заключаются в следующем:

- Сечения их должны соответствовать максимальным возможным токам при неблагоприятных эксплуатационных режимах;
- они должны обладать достаточной термической стойкостью в режимах КЗ;
- они должны выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними проводов и аппаратов, а также усилиями, возникающих при КЗ или в результате атмосферных воздействий (ветер, гололед);
- в условиях нормальной эксплуатации при рабочих напряжениях на шинах не должно возникать короны;
- число соединений и изоляторов должно быть минимальным.

В качестве материала шин используется сталь, медь или алюминий. Сталь имеет низкую электрическую проводимость и подвержена интенсивной коррозии, а поэтому используется очень ограниченно. Ее преимущества – дешевизна и высокая механическая прочность.

Медь и алюминий применяются одинаково часто, причем медь используется преимущественно при напряжениях 110кВ и ниже. При напряжениях 330кВ и

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР				82

выше почти исключительно используется алюминий, имеющий хорошие электрические характеристики и значительно меньшую плотность, чем медь (примерно в три раза).

Следует учитывать, что медные шины применяют преимущественно в тех случаях, когда использование алюминия невозможно из-за коррозии, недостаточной механической прочности и т.п./5/.

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом АС.

Сечение ошиновки 110кВ принимаем по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах (75):

$$I_{тр. вн}^a = 294 \text{ А, принимаем провод марки АС-95/16, по /1/: } I_{доп} = 330 \text{ А.}$$

$$I_{тр. вн}^a < I_{доп} .$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не проводится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Расчетный ток для выбора сечения провода в РУ СН по (77) :

$$I_{тр.сн}^a = 163 \text{ А, к установке принимаем провод марки АС-35, по /1/: } I_{доп} = 175 \text{ А.}$$

$$I_{тр. вн}^a < I_{доп} .$$

В закрытом РУ 6 кВ ошиновка и сборные шины выполнены жесткими шинами.

Расчетный ток для выбора по (79):  $I_{тр.нн}^a = 1233 \text{ А. по (79)}$

Принимаем однополосные алюминиевые шины 100\*6 по /1/:  $I_{доп} = 1425 \text{ А.}$

$$I_{тр.нн}^a < I_{доп} .$$

Сборные шины и ошиновка 6кВ крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Проверим шины на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} , \quad (90)$$

где  $q_{\min}$  - минимальное сечение по термической стойкости мм<sup>2</sup>,

$B_k = 52,8 \text{ кА}^2\text{с}$  (см. табл.28),

$C$  – функция , значения которой берем из /7/:  $C = 90 \frac{A\sqrt{C}}{\text{мм}^2}$  .

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{52,8}}{90} = 81 \text{ мм}^2, \text{ что меньше принятого сечения.}$$

После выбора токоведущих частей произведем выбор вспомогательного

										Лист
										83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					

оборудования.

Для защиты оборудования от внешних и внутренних перенапряжений установим ограничители перенапряжений.

Тип выберем в зависимости от напряжения установки. В ячейках трансформаторов напряжения установим ограничители типа ОПНп-110 (см лист 4,5). В РУ 35кВ ограничители ОПНп-35 установлены в ячейках вводов 35 кВ. Кроме того для уменьшения токов однофазного КЗ, нейтрали силовых трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить возможные перенапряжения путем присоединения ОПНп-35 к нулевой точке трансформатора (см.лист4). На секции шин 6кВ установим ОПНп-6 в ячейке ТН.



Рисунок 39 - Ограничители перенапряжений ОПНп-110, ОПНп-35, ОПНп-6

Высокочастотные заградители на линиях электропередач 110 и 35 кВ выберем типа ВЗ-630-0,5У1



Рисунок 40 – Высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,5У1

Конденсаторы связи выбираем по напряжению установки:

В РУ 110кВ – СМАП 110 $\sqrt{3}$ ;      в РУ 35 кВ – СМР 35



Рисунок 41 – Конденсаторы связи СМАП 110 $\sqrt{3}$  и СМР 35

## 2.9 Выбор схемы питания собственных нужд подстанции

### 2.9.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

В зависимости от типа, назначения и размещения ПС, мощности трансформаторов, типа электрооборудования и т.п. подстанции проектируются с обслуживанием дежурным персоналом или без него (централизованное обслуживание, дежурство на дому), с постоянным, выпрямленным или

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

переменным оперативным током. При числе выключателей 110 кВ три и более на подстанции должен применяться постоянный оперативный ток. Потребители с.н. подстанции делятся на ответственные и неответственные. К первым относятся электроприемники системы охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, система подогрева выключателей и их приводов, системы связи и телемеханики.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750кВ устанавливаются не менее двух трансформаторов с.н. Трансформаторы выбираются с учетом их перегрузочной способности в аварийных режимах. Каждый из трансформаторов работает на свою секцию шин, на секционный выключатель воздействует АВР. Мощность трансформатора с.н. должна быть не более 630МВА.

Трансформаторы с.н. на ПС с постоянным оперативным током подключаются на шины 6-35кВ. Напряжение сети с.н. принимается равным 380/220Вс заземленной нейтралью /7/.

Определим нагрузку с.н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, результаты расчетов сведем в таблицу 55.

Таблица 55 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Мощность,кВт	cosφ tgφ		Нагрузка	
				Руст,кВт	Qуст,кВар
Охлаждение тр-ра	2*4,5	0,85	0,62	9	5,58
Подогрев приводов выкл. 110кВ	10*0,6	1	0	6	-----

Продолжение таблицы 55

Вид потребителя	Мощность,кВт	cosφ tgφ		Нагрузка	
				Руст,кВт	Qуст,кВар
Подогрев приводов выкл. 35кВ	5*0,6	1	0	3	-----
Подогрев КРУ	1*25	1	0	27	-----
Отопление, освещение ОПУ	60	1	0	60	-----
Освещение, отопление ЗРУ	7	1	0	7	-----
Подзарядный агрегат ВАЗП	1*12	1	0	12	-----
Освещение ОРУ	10	1	0	10	-----
Итого				132	5,58

Определим расчетную нагрузку:

$$S_{расч} = K_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (91)$$

где Kс – коэффициент спроса, учитывающий одновременность загрузки, примем Kс = 0,8;

$$S_{расч.} = 0,8\sqrt{132^2 + 5,58^2} = 105,7\text{кВА},$$

Принимаем к установке 2 трансформатора ТМ-100/6 с  $S_{ном} = 100\text{кВА}$ . При отключении одного трансформатора, другой будет загружен на  $105,7/100 = 1,06$ , т.е. меньше 140%, что допустимо.

### 3. Техника безопасности при эксплуатации электрооборудования подстанции

Целью данного раздела является проектирование подстанции с безопасным обслуживанием, чтобы она не являлась источником опасности для обслуживающего персонала и окружающей среды, т.е. задачей является обеспечение защиты от электрического тока, электрического и магнитных полей, пожара, а также обеспечение безопасности и механической доступности оборудования.

#### 3.1 Электробезопасность

Объектом проектирования является транзитная двухтрансформаторная подстанция 110/35/10кВ. Вводы и транзит выполнены воздушными линиями, проводом, сечением АС-150/2 АС-185/29. Распределительные устройства представлены: открытого типа (ОРУ) на стороне 110 и 35кВ и закрытого (ЗРУ) на стороне 6кВ.

РУ выполнены по схемам:

- ОРУ-110кВ «две рабочие системы шин с обходной»;
- ОРУ-35кВ «одиночная секционированная система сборных шин»;
- ЗРУ- 6кВ «одиночная секционированная система сборных шин».

Оборудование на стороне 110кВ работает в режиме с эффективно заземленной нейтралью, на сторонах 35 и 6кВ с изолированной нейтралью, собственные нужды 0,38кВ подстанции – в режиме с глухозаземленной нейтралью.

ГОСТ 12.1019-79 (2001) устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитного поля, а также номенклатуру видов защиты работающих от воздействия указанных факторов.

Стандарт соответствует СТ СЭВ 4830-84 в части номенклатуры видов защиты.

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока,

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87



электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды.

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок должны быть установлены в стандартах Системы стандартов безопасности труда, а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Технические способы и средства защиты, обеспечивающие электробезопасность, должны устанавливаться с учетом:

- а) номинального напряжения, рода и частоты тока электроустановки;
- б) способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного источника питания электроэнергией);
- в) режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль);
- г) вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);
- д) условий внешней среды:  
особо опасные помещения,  
помещения повышенной опасности,  
помещения без повышенной опасности,  
на открытом воздухе.

Примечание. Классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током определяется в соответствии с Правилами устройства электроустановок;

- е) возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должна производиться работа;
- ж) характера возможного прикосновения человека к элементам цепи тока:  
однофазное (однополюсное) прикосновение,  
двухфазное (двухполюсное) прикосновение,  
прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением;
- з) возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						88

13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР

растекания тока;

и) видов работ: монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок, осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве должны устанавливаться нормативно-технической документацией по охране труда, утвержденной в установленном порядке.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсацию токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

К работе в электроустановках должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний, установленных Министерством здравоохранения СССР.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР				89

- назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;
- оформление наряда или распоряжения на производство работ;
- осуществление допуска к проведению работ;
- организация надзора за проведением работ;
- оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места;
- установление рациональных режимов труда и отдыха.

Конкретные перечни работ, которые должны выполняться по наряду или распоряжению, следует устанавливать в отраслевой нормативной документации.

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках следует выполнять:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверку отсутствия напряжения;
- механическое запираение приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);
- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ со снятием напряжения в действующих электроустановках или вблизи них:

- отключение установки (части установки) от источника питания электроэнергией;
- механическое запираение приводов отключенных коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие мероприятия, обеспечивающие невозможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- установку знаков безопасности и ограждение остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние;
- наложение заземлений (включение заземляющих ножей или наложение переносных заземлений);
- ограждение рабочего места и установка предписывающих знаков безопасности.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением:

выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозачитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений.

Контроль выполнения требований электробезопасности, установленных настоящим стандартом, должен проводиться на следующих этапах:

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

- проектирование;
- изготовление (включая испытания и ввод в эксплуатацию);
- эксплуатация.

### 3.1.1 Защитные меры электробезопасности

Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ, при наличии требований других глав ПУЭ, следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

										Лист
										91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

Защиту при косвенном прикосновении следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановке превышает 50 В переменного и 120 В постоянного тока.

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках выполнение защиты при косвенном прикосновении может потребоваться при более низких напряжениях, например, 25 В переменного и 60 В постоянного тока или 12 В переменного и 30 В постоянного тока при наличии требований соответствующих глав ПУЭ.

Защита от прямого прикосновения не требуется, если электрооборудование находится в зоне системы уравнивания потенциалов, а наибольшее рабочее напряжение не превышает 25 В переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока - во всех случаях.

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ не обязательно. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует, как правило, применять одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключаящие одновременное

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух.

Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

При применении защитного автоматического отключения питания должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов, а при необходимости также дополнительная система уравнивания потенциалов.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

В таких электроустановках должна быть предусмотрена возможность быстрого обнаружения замыканий на землю. Защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности (для линий, питающих передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки и т.п.).

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

### 3.2 Требования к персоналу

К работе на энергообъектах электроэнергетики допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы.

Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

Работники организаций, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

На энергообъектах должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

Объекты для подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, оснащены техническими средствами обучения и тренажа, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

На каждом энергообъекте должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профилю деятельности организации, а также нормативно-техническими документами.

На каждом энергообъекте должны быть созданы в соответствии с типовыми положениями кабинет по технике безопасности и технический кабинет.

В малочисленных энергообъектах, где создание материально-технической учебно-производственной базы затруднено, допускается проводить работу по повышению профессионального образовательного уровня персонала по договору с другой энергетической организацией, располагающей такой базой.

За работу с персоналом отвечает руководитель энергообъекта или должностное лицо из числа руководящих работников организации.

Допуск к самостоятельной работе вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом.

При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных функций и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по безопасности труда.

### 3.3 Требования к территории и производственным зданиям, рабочим местам

#### Территория

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений энергообъекта должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					

- сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные, газообразного и жидкого топлива, гидрозолоудаления и их сооружения;
- источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;
- железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и градирням, мосты, пешеходные дороги, переходы и др.;
- комплексы инженерно-технических средств охраны (ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения);
- системы молниезащиты и заземления.

Кроме того, должно систематически проводиться озеленение и благоустройство территории.

Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели на закрытых территориях должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

При наличии на территории энергообъекта блуждающих токов должна быть обеспечена электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций.

Систематически, и особенно во время дождей, должен вестись надзор за состоянием откосов, косогоров, выемок и при необходимости должны приниматься меры к их укреплению.

Весной все водоотводящие сети и устройства должны быть осмотрены и подготовлены к пропуску талых вод; места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий должны быть уплотнены, а откачивающие механизмы приведены в состояние готовности к работе.

На энергообъектах должен быть налажен систематический химико-аналитический контроль за качеством подземных вод на крупных накопителях отходов по скважинам наблюдательной сети с периодичностью 1 раз в полгода; данные анализов должны передаваться территориальной геологической организации.

В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории энергообъекта должны быть приняты меры к устранению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий, и ликвидации их последствий.

Строительство зданий и сооружений на территории зоны отчуждения должно осуществляться только при наличии проекта. Выполнение всех строительно-монтажных работ в пределах зоны отчуждения допустимо только с разрешения руководителя энергообъекта.

Строительство зданий и сооружений под газоходами, эстакадами не допускается.

Производственные здания, сооружения и санитарно-технические устройства

На энергообъектах должно быть организовано систематическое наблюдение за зданиями и сооружениями в процессе эксплуатации в объеме, определяемом

						13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
							95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



местной инструкцией.

Наряду с систематическим наблюдением 2 раза в год (весной и осенью) должен проводиться осмотр зданий и сооружений для выявления дефектов и повреждений, а после стихийных бедствий (ураганных ветров, больших ливней или снегопадов, пожаров, землетрясений силой 5 баллов и выше и т.д.) или аварий - внеочередной осмотр, по результатам которого определяется необходимость технического обследования специализированными организациями отдельных строительных конструкций или всего здания (сооружения) в целом.

Строительные конструкции основных производственных зданий и сооружений по перечню, утвержденному руководителем энергообъекта, должны подвергаться техническому освидетельствованию специализированной организацией.

Производственные здания и сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо от их состояния, должны подвергаться комплексному обследованию с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности с привлечением специализированных организаций, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет.

При весеннем осмотре должны быть уточнены объемы работ по ремонту зданий, сооружений и санитарно-технических систем, предусматриваемому на летний период, и выявлены объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

При осеннем осмотре должна быть проверена подготовка зданий и сооружений к зиме.

На электростанциях должны быть организованы наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования (фундаменты турбоагрегатов, котлов, питательных насосов и молотковых мельниц): в первые 2 года эксплуатации - 2 раза в год, в дальнейшем до стабилизации осадок фундаментов - 1 раз в год, после стабилизации осадок (1 мм в год и менее) - не реже 1 раза в 5 лет.

Наблюдения за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования, просадочных грунтах, в карстовых зонах, районах многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше должны проводиться по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже 1 раза в три года.

Дымовые трубы и газоходы должны подвергаться наружному осмотру 2 раза в год (весной и осенью). Наружное и внутреннее обследование дымовых труб должно производиться с привлечением специализированных организаций через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет с обязательной экспертизой промышленной безопасности дымовых труб. Обследование состояния теплоизоляции, кирпичной и

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

монолитной футеровки труб при невозможности отключения котлов может быть выполнено тепловизионным методом.

При наблюдениях за зданиями, сооружениями и фундаментами оборудования должно контролироваться состояние подвижных опор, температурных швов, сварных, клепаных и болтовых соединений металлоконструкций, стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций, арматуры и бетона железобетонных конструкций (при появлении коррозии или деформации), подкрановых конструкций и участков, подверженных динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

В помещениях водоподготовительных установок должны контролироваться и поддерживаться в исправном состоянии дренажные каналы, лотки, приямки, стенки солевых ячеек и ячеек мокрого хранения коагулянта, полы в помещениях мерников кислоты и щелочи.

При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями должно быть установлено наблюдение с использованием маяков и с помощью инструментальных измерений. Сведения об обнаруженных дефектах должны заноситься в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

Пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и устройств для подъема грузов при монтаже, демонтаже и ремонте оборудования, вырезка связей каркаса без согласования с проектной организацией и лицом, отвечающим за эксплуатацию здания (сооружения), а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в неустановленных местах, не допускается.

Для каждого участка перекрытий на основе проектных данных должны быть определены предельные нагрузки и указаны на табличках, устанавливаемых на видных местах.

При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации допустимые нагрузки должны корректироваться с учетом технического состояния, выявленного обследованием и поверочными расчетами.

Кровли зданий и сооружений должны очищаться от мусора, золы и строительных материалов, система сброса ливневых вод должна очищаться, ее работоспособность должна проверяться.

Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии; должен быть установлен контроль за эффективностью антикоррозионной защиты.

Окраска помещений и оборудования энергообъектов должна удовлетворять промышленной эстетике, санитарии, инструкции по отличительной окраске трубопроводов.

Все отступления от проектных решений фасадов зданий, интерьеров основных помещений должны согласовываться с проектной организацией.

						13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			97

Строительные конструкции, фундаменты зданий, сооружений и оборудования должны быть защищены от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды.

Техническое состояние систем отопления и вентиляции и режимы их работы должны обеспечивать нормируемые параметры воздушной среды, надежность работы энергетического оборудования и долговечность ограждающих конструкций. Эксплуатация систем должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями.

Площадки, конструкции и транспортные переходы зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном состоянии и чистоте. В помещениях и на оборудовании не должно допускаться скопление пыли.

### 3.4. Порядок и условия производства работ

Работы в действующих электроустановках должны проводиться по наряду-допуску (далее - наряду), форма которого и указания по его заполнению приведены в приложении № 4 к настоящим Правилам, по распоряжению, по перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом или распоряжением или утвержденным перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в зоне действия другого наряда должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ).

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда и подписями работников, согласующих документ.

Капитальные ремонты электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения, как правило, должны выполняться по технологическим картам или ППР, утвержденным техническим руководителем организации.

В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо:

оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

применять изолированный инструмент (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень) или пользоваться диэлектрическими перчатками.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР				98

также использовать ножовки, напильники, металлические метры и т.п.

Не допускается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее расстояния, указанного в таблице 61.

Не допускается при работе около неогражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или с двух боковых сторон.

Не допускается прикасаться без применения электротехнических средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

В пролетах пересечения в ОРУ и на ВЛ при замене проводов (тросов) и относящихся к ним изоляторов и арматуры, расположенных ниже проводов,

находящихся под напряжением, через заменяемые провода (тросы) в целях предупреждения подсечки расположенных выше проводов должны быть перекинута канаты из растительных или синтетических волокон. Канаты следует перекидывать в двух местах - по обе стороны от места пересечения, закрепляя их концы за якоря, конструкции и т.п. Подъем провода (троса) должен осуществляться медленно и плавно.

Работы в ОРУ на проводах (тросах) и относящихся к ним изоляторах, арматуре, расположенных выше проводов, тросов, находящихся под напряжением, необходимо проводить в соответствии с ППР, утвержденным руководителем организации. В ППР должны быть предусмотрены меры для предотвращения опускания проводов (тросов) и для защиты от наведенного напряжения. Не допускается замена проводов (тросов) при этих работах без снятия напряжения с пересекаемых проводов.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, ВЛС, ОРУ, на вводах и коммутационных аппаратах ЗРУ, непосредственно подключенных к ВЛ, на КЛ, подключенных к участкам ВЛ, а также на вводах ВЛС в помещениях узлов связи и антенно-мачтовых сооружениях.

Весь персонал, работающий в помещениях с энергооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующий в обслуживании и ремонте ВЛ, должен пользоваться защитными касками

На ВЛ независимо от класса напряжения допускается перемещение работников по проводам сечением не менее 240 мм<sup>2</sup> и по тросам сечением не менее 70 мм<sup>2</sup> при условии, что провода и тросы находятся в нормальном техническом состоянии, т.е. не имеют повреждений, вызванных вибрацией,

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР				

коррозией и др. При перемещении по расщепленным проводам и тросам строп предохранительного пояса следует закреплять за них, а в случае использования специальной тележки - за тележку.

Таблица 62 - Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
До 1	На ВЛ	0,6	1,0
	В остальных электроустановках	Не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35		0,6	1,0
60*, 110		1,0	1,5

### 3.5 Электрозащитные средства

К электрозащитным средствам относятся:

- изолирующие штанги всех видов (оперативные, измерительные, для наложения заземлений);
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения всех видов и классов напряжений;
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- изолированный инструмент;
- диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- переносные заземления;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках;
- плакаты и знаки безопасности;
- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110кВ и выше, а также в электросетях до 1000В.

Изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные. Основные имеют изоляцию, выдерживающую рабочее напряжение, поэтому ими допускается касаться токоведущих частей под

напряжением. В электроустановках выше 1000В к ним относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний, измерений в электроустановках;

В электроустановках до 1000В к основным относятся:

- изолирующие штанги ;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- диэлектрические перчатки;
- изолированный инструмент;

Дополнительные средства не защищают от рабочего напряжения и их применяют вместе с основными.

В электроустановках выше 1000В к ним относятся :

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала.

В электроустановках до 1000В к ним относятся :

- диэлектрические галоши;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки;

Кроме перечисленных средств защиты в электроустановках применяются средства индивидуальной защиты (СИЗ) следующих классов:

- средства защиты головы (каска);
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- средства защиты органов дыхания (противогазы, респираторы);
- средства защиты рук (рукавицы);
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и страховочные канаты).

Персонал, обслуживающий электроустановки отрасли и потребителей электроэнергии, должен быть обеспечен всеми необходимыми средствами защиты, обучен правилам применения и обязан пользоваться ими для обеспечения безопасности работы.

Средства защиты должны находиться в качестве инвентарных в помещениях электроустановок (распределительных устройствах, цехах подстанции, РП и т.д.) или входить в инвентарное имущество оперативно-выездных бригад, передвижных лабораторий и т.п., а также выдаваться для индивидуального пользования. Инвентарные средства защиты распределяются между объектами в соответствии с местными условиями и нормами комплектации. Такое

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					

распределение с указанием мест хранения должно быть зафиксировано в списках, утвержденных главным инженером предприятия.

### 3.6 Пожарная безопасность

Распределительные устройства и подстанции.

В местах установки передвижной пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Кабельные каналы около трансформаторов должны быть плотно закрыты и защищены от попадания масла, вытекающего из трансформатора при его повреждении.

Вводы кабельных линий в шкафы управления, защиты и автоматики, а также в разветвительные (соединительные) коробки на трансформаторах и масляных реакторах должны быть уплотнены негорючими материалами.

Гравийная засыпка под трансформатором должна содержаться в чистоте и промываться не реже 1 раза в год.

При загрязнении гравийной засыпки твердыми отложениями от нефтепродуктов толщиной более 3 мм, появлении растительности или невозможности ее промывки должна осуществляться замена гравия.

При повреждении корпуса трансформатора необходимо принять меры к устранению течи масла, недопущению его растекания и загорания.

Аварийные емкости для приема масла должны быть обозначены соответствующими указателями и проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Стационарные уровнемеры в аварийных емкостях должны содержаться в исправном состоянии.

Электротехническое оборудование распределительных устройств должно очищаться по утвержденному графику с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий по безопасности труда.

Температура воздуха внутри помещений распределительных устройств в летнее время не должна быть более + 40 °С и в случае ее повышения сверх + 40 °С, должны быть приняты меры по понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха.

#### Кабельное хозяйство

Все кабельные помещения должны быть закрыты и допуск лиц для их обслуживания должен проводиться только по наряду или по распоряжению. Должны быть разработаны организационно-технические мероприятия, исключающие несанкционированный доступ в кабельные помещения.

Все места прохода кабелей через стены, перегородки, перекрытия должны быть уплотнены. Устройство уплотнения кабельных проходок и разделительные перегородки между отсеками должны обеспечивать предел огнестойкости для общестанционных систем 0,75 ч; для систем безопасности — 1,5 ч. Уплотнения

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

кабельных трасс должны выполняться с применением различных огнестойких материалов и специальных уплотняющих огнезащитных составов, прошедших соответствующие испытания и рекомендованных к применению.

В металлических коробах (кроме уплотнения мест прохода кабелей через стены и перекрытия) должны быть выполнены постоянные огнепреградительные пояса:

- на вертикальных трассах через 20 м;
- на горизонтальных трассах через 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей.

Огнепреградительные пояса с теми же требованиями должны выполняться также в непроходимых железобетонных каналах.

Запрещается принимать в эксплуатацию кабельные сооружения после монтажа или прокладки новых кабельных линий во время ремонтов без уплотнения мест прохождения кабеля через противопожарные перегородки, а также при неработающих автоматических установках пожаротушения, предусмотренных проектом.

Защитные кожухи соединительных муфт силовых кабелей должны быть в исправном состоянии.

Кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха.

Результаты осмотра должны заноситься в специальный журнал по кабельному хозяйству, а обнаруженные дефекты — в журнал дефектов и неполадок оборудования.

При обнаружении нарушений мест огнезащитного уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия и другие строительные конструкции, должны приниматься меры по их немедленному восстановлению.

При обнаружении повреждений наружной оболочки кабеля должны приниматься срочные меры для их ремонта или замены поврежденного участка.

При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды, пара или масла должны приниматься меры к предотвращению их поступления и к их удалению.

Светильники кабельных помещений должны иметь защитные стекла.

Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений должны быть в исправном состоянии.

Для проведения монтажных работ в кабельных сооружениях разрабатывается проект организации работ, который должен предусматривать конкретные мероприятия, обеспечивающие пожарную безопасность.

Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство в них кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользуемых кабельных изделий.

Складирование различных материалов (запчастей, оборудования и т.п.) на подходах к дверям кабельных сооружений, а также складирование горючих материалов на кабельные трассы не допускается.

В кабельных сооружениях должны контролироваться температура воздуха и работа вентиляционных систем. Температура воздуха внутри кабельных

										Лист
										103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР					



сооружений не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С в летнее время.

В помещениях, не защищенных установками автоматического пожаротушения, при прокладке кабельных трасс с объемом полимерных материалов больше 7 л на погонный метр необходимо покрывать огнезащитным составом (ОЗС):

- всю поверхность силовых и одиночных контрольных кабелей;
- верхний слой контрольных кабелей, проложенных в коробах многослойно;
- наружный слой контрольных кабелей, уложенных в пучках и лотках.

Аналогичное требование по покрытию кабелей ОЗС относится к любым кабельным трассам, если в их составе есть кабели без индекса "НГ".

В помещениях щитов управления, а также в помещениях с электронной и электрической аппаратурой горючие кабели, прокладываемые между панелями в коробах или в пределах нижней части панели, необходимо покрывать огнезащитным составом. При этом огнезащитным составом следует покрывать каждый силовой кабель и верхний ряд контрольных кабелей, прокладываемых многослойно.

Силовые, контрольные кабели и кабели связи в машинных залах при прохождении их вблизи маслобаков и маслостанций (на расстоянии менее 10 м) и в местах возможных механических повреждений должны прокладываться в металлических коробах. При этом кабели, проходящие по этим участкам, покрываются ОЗС на участке трассы, где возможно воздействие на кабели внешнего пожара (в границах указанного оборудования плюс 10 м в каждую сторону). В коробах КП при многослойной прокладке покрывается верхний слой кабелей.

#### Аккумуляторные установки

Двери аккумуляторной должны открываться наружу, иметь надпись "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Курение запрещается" и знаки безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76 (запрещается пользоваться открытым огнем, электронагревательными приборами).

Дверь должна иметь исправное уплотнение и быть постоянно закрытой.

В помещениях аккумуляторных батарей приточно-вытяжная вентиляция должна находиться в исправном состоянии и в обязательном порядке включаться при зарядке аккумуляторов.

Отключение вытяжной вентиляции должно производиться после полного удаления газов, но не ранее 1,5 ч после окончания зарядки.

При естественном освещении помещений аккумуляторных батарей оконные стекла должны быть матовыми или покрываться белой краской.

Проемы после прокладки кабелей и трубопроводов должны быть тщательно заделаны и уплотнены несгораемыми материалами.

При осмотре аккумуляторных батарей необходимо проверять:

- исправность вентиляции и отопления (в зимнее время);
- состояние шин, контактных пластин и надежность контактных соединений;
- наличие на местах хранения первичных средств пожаротушения.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Работы с открытым огнем в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки аккумуляторов при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

Порядок проведения работ должен соответствовать "Инструкции о мерах пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ".

Запрещается в помещениях аккумуляторных батарей хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, а также посторонние предметы и стораемые материалы.

### 3.6.1 Действия персонала при возникновении пожара

Каждый обнаруживший пожар обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану и начальнику смены (блока, цеха) о месте возникновения пожара, характере пожара (где и что горит), свою фамилию;
- принять меры к тушению пожара с привлечением имеющихся в наличии сил и средств.

При возникновении пожара все действия персонала должны быть направлены на обеспечение безопасности людей и их эвакуацию, тушение пожара и создание условий для безопасного функционирования ПС.

До прибытия подразделений пожарной охраны руководителем тушения пожара (РТП) согласно плану пожаротушения объекта на ПС является начальник смены ПС, который обязан:

- проверить поступление вызова в пожарную охрану и задействовать систему оповещения персонала ПС о пожаре;
- прекратить ремонтные работы и удалить персонал, не связанный с тушением пожара, в безопасное место;
- определить очаг пожара, возможные пути его распространения, опасность для действующего оборудования, оказавшегося в зоне пожара, а также возможность образования новых очагов на другом оборудовании;
- проверить включение и работу автоматических установок пожаротушения при их наличии в месте пожара;
- принять меры по созданию безопасных условий персоналу и подразделениям пожарной охраны при ликвидации пожара (выдать средства защиты);
- организовать тушение пожара имеющимися силами и средствами и проведение мероприятий по предотвращению распространения пожара (отключение систем воздушного отопления, закрытие противопожарных дверей) в соответствии с планом пожаротушения;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и сообщить прибывшему на пожар начальнику подразделения пожарной охраны об очаге и характере пожара, принятых мерах по тушению, наличию в

									Лист
									105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР				

помещениях людей, занятых ликвидацией пожара, а также о наличии опасных и вредных факторов для участников тушения.

При возникновении пожара в кабельных сооружениях, электроустановках (трансформаторах, распределительных устройствах) и другом оборудовании ПС персонал должен действовать в соответствии с оперативными карточками действий персонала.

Руководителем тушения пожара после прибытия подразделения пожарной охраны становится начальник прибывшего подразделения пожарной охраны, который обязан получить допуск в письменном виде на тушение пожара в электроустановках (в необходимых случаях дозиметрический допуск) и согласовывать свои действия с начальником смены подстанции.

### 3.7 Освещение ОРУ подстанции

На подстанции выполнено 3 вида освещения : аварийное, рабочее, охранное. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования.

Питание наружного освещения выполнено самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Автоматическое управление наружным освещением выполнено с помощью фотоэлементов.

Искусственное освещение ОРУ выполнено прожекторами, питающимися от щита собственных нужд подстанции. Прожектора расположены на большой высоте, на существующих опорах (мачтах молниеотводов, крыше здания ОПУ, на порталах ОРУ). Аварийное освещение на территории ОРУ не предусмотрено. По территории ОРУ осветительная сеть выполнена кабелем. Для безопасного обслуживания прожекторов предусмотрены лестницы с ограждениями. Для освещения ОРУ используем светильники с газоразрядными лампами типа ДРЛ-250, 400, 700, 1000Вт. Светильники типа РКУ.

Из-за наличия на ОРУ громоздкого оборудования (трансформаторы, коммутационные аппараты), высоких опор и порталов образуются большие резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности освещение выполнено с двух противоположных сторон подстанции. Группы светильников располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих ЛЭП. Ниже приведен расчет освещения подстанции:

- 1) Наименьшая освещенность проходов между оборудованием на уровне земли  $E_n = 1 \text{лк}$ .
- 2) Суммарный световой поток:

$$\sum \Phi = E_n * S * K^* K^*_3 K_n \quad (127)$$

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

где  $S$  – площадь подстанции,  $m^2$ ;

$K_3$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы,  $K_3=1,2\dots 1,5$ , примем  $K_3=1,3$ ;

$K_n$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенной площадки  $K_n=1,15\dots 1,5$ , примем  $K_n=1,4$ ;

$$\sum \Phi = 1 * 30576 * 1,3 * 1,4 = 55684,3 \text{ лм.}$$

3) Освещение осуществляется светильниками типа РКУ – 250.

4) Число светильников:

$$N_{np} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_l * \eta_{св}}, \quad (128)$$

где  $\Phi_l$  - световой поток лампы, лм;  $\Phi_l = 11500$  лм;

$\eta_{св}$  - КПД светильника,  $\eta_{св} = 0,7$ ;

$$N_{np} = \frac{55648,3}{11500 * 0,7} = 6,9 \text{ шт.}$$

Так как светильники создают резкие тени, то для обеспечения нормальной освещенности установим 14 прожекторов.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

#### 4. Экономическая часть

Экономическая часть дипломного проекта содержит технико-экономическую оценку сооружения новых линий и подстанции, расчет себестоимости передачи электрической энергии, составление сметы капитальных вложений в сооружение энергетического объекта.

##### 4.1 Капиталовложения на сооружение подстанции

Капитальные затраты :

$$K = K_{л} + K_{ПС}, \quad (129)$$

где  $K_{л}$  - капиталовложения на строительство ЛЭП, тыс.руб.;

$K_{ПС}$  - капиталовложения на строительство подстанции, тыс.руб.

Сечение ЛЭП было выбрано по номинальным значениям экономической плотности тока. Также были учтены все технические ограничения. Опоры установлены железобетонные. Район по гололеду – 2.

Таблица 63 – стоимость ЛЭП

№ участка	Марка провода	n	L, км	Стоимость сооружения ВЛ, тыс.руб/км	Стоимость ВЛ с учетом L, тыс.руб.
5-21	АС-185/29	1	80	12,9	1032
5-6	2*АС-185/29	2	8	22	178
6-7	АС-185/29	1	48,6	12,9	626,9
9-10	АС-150/24	1	21,7	11,7	253,9
10-11	АС-240/32	1	19,74	14	276,4
11-12	АС- 240/32	1	11,8	14	169,2
3-6	АС-240/32	1	13,3	14	186,2
3-10	АС-240/32	1	26,7	14	373,8
Итого:					3096,4

С учетом коэффициента инфляции  $K_u = 35$ :

$$K_{л} = 3096,4 \cdot 35 = 108374 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство подстанции:

$$K_{ПС} = K_{тр.} + K_{ру} + K_{дон.} + K_{пост.}, \quad (130)$$

где  $K_{тр.}$  - стоимость силовых трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{дон.}$  - стоимость неучтенного оборудования подстанции (до 20% стоимости оборудования) ;

$K_{ру}$  - стоимость распределительных устройств тыс.руб.;

$K_{пост.}$  - постоянная составляющая затрат на сооружение подстанции (для подстанции 110/35/10  $K_{пост.} = 320$  тыс.руб. /2/).

Стоимость двух силовых трансформаторов ТДТН-40/110/35/6:

$$K_{тр.} = C \cdot n = 117 \cdot 2 = 234 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость РУ:

$$K_{ру} = K_{ру110} + K_{ру35} + K_{ру6}, \quad (131)$$

ОРУ 110 кВ:

$$K_{ру110} = C \cdot n, \quad (132)$$

где  $C$  – затраты на сооружение одной ячейки РУ 110 кВ, тыс.руб.;

$n$  – число выключателей, шт;

$$K_{ру110} = 42 \cdot 10 = 420 \text{ тыс.руб.}$$

ОРУ 35 кВ:

$$K_{ру35} = C \cdot n, \quad (133)$$

$$K_{ру35} = 14 \cdot 5 = 70 \text{ тыс.руб.}$$

КРУ 6 кВ:

$$K_{ру6} = C \cdot n, \quad (134)$$

$$K_{ру6} = 1,9 \cdot 25 = 47,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ру} = 420 + 70 + 47,5 = 537,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{дон.} = 0,2(234 + 537,5) = 154,3 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС} = 234 + 537,5 + 154,3 + 320 = 1245,8 \text{ тыс.руб.}$$

С учетом  $K_u$ :  $K_{ПС} = 1245,8 \cdot 35 = 43603$  тыс.руб.

Капитальные затраты:

$$K = 108374 + 43603 = 151977 \text{ тыс.руб.}$$

Определим доход от передачи электроэнергии потребителям через

										Лист
										109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

спроектированную подстанцию и линии:

$$D = C_m P_{\Sigma} 8760, \quad (135)$$

где  $C_m$  - стоимость одного кВтч, коп/кВтч;  $C_m = 90$  коп/кВтч ;

$P_{\Sigma}$  - суммарная передаваемая мощность, кВт;

$$P_{\Sigma} = 31,1 \text{ МВт} = 31100 \text{ кВт};$$

$$D = 90 \cdot 31100 \cdot 8760 = 2451924 \text{ тыс.руб./год.}$$

Срок окупаемости вводимых объектов найдем как отношение затрат на сооружение новых объектов (подстанции и линий) к доходу от этих объектов за год:

$$T_{ок} = \frac{K}{D} = \frac{151977}{2451924} = 0,06 \text{ год, что меньше нормируемого } T_{ок} = 8,33 \text{ года,}$$

т.е. есть смысл вводить новые объекты.

$$\text{Годовой эффект: } \Delta = D - K_{\Sigma} = 2451924 - 151977 = 2299947 \text{ тыс.руб./год}$$

#### 4.2 Эксплуатационные расходы

В ежегодные эксплуатационные расходы включаются амортизационные отчисления, расходы на обслуживание и затраты на возмещение потерь энергии. Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание:

$$I = I_l + I_{ПС}, \quad (136)$$

Для линий:  $I_l = aK_l$ .

Для подстанции:  $I_{ПС} = aK_{ПС}$ ,

где  $a$  – норма ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание, % капитальных затрат /2/;

$$I_l = 2,8\% K_l = 0,028 \cdot 108374 = 3034,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ПС} = 8,4\% K_{ПС} = 0,084 \cdot 43603 = 4098,7 \text{ тыс.руб.}$$

$$I = 3034,5 + 4098,7 = 7133,2 \text{ тыс.руб.}$$

Потери электроэнергии определим через число использования максимума потерь ( $\tau$ ). Примем, что  $\tau = 0,7T_m$  - число часов максимума нагрузки

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

$$T_M = 6000 \text{ ч.}$$

$$\tau = 0,7 * 6000 = 4200 \text{ ч.}$$

Потери мощности в линиях:  $\Delta P_{лэн} = 0,15 \text{ МВт.}$

Потери мощности в трансформаторах подстанции:  $\Delta P_{тр-ра} = 0,354 \text{ МВт.}$

Потери электроэнергии:  $\Delta W = (\Delta P_{лэн} + \Delta P_{тр-ра}) \tau, \quad (136)$

$$\Delta W = (0,15 + 0,354) \cdot 4200 = 2116,8 \text{ МВт.}$$

Ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии. Потери мощности, как правило, увеличивают максимум нагрузки и всегда вызывают дополнительную выработку электроэнергии.

$$I_{\Delta w} = \Delta W Z_3 K_u, \quad (137)$$

где  $Z_3$  - удельные затраты на возмещение потерь энергии в сетях, тыс.руб./МВт, по рис 8.1 /2/  $Z_3 = 0,21 \text{ коп/кВтч};$

$$I_{\Delta w} = 2116,8 \cdot 0,00021 \cdot 35 = 15,6 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные расходы:

$$I_{\Sigma} = I_{\Delta w} + I = 15,6 + 7133,2 = 7149,1 \text{ тыс.руб.}$$

#### 4.3 Определение объема работ в условных единицах

Объем работы в условных единицах определим на основе приложения 3 и энергетической характеристики энергоузла.

Таблица 64 – Объем оборудования и работ на ВЛ

Тип ВЛ	Длина, км	Объем оборудования и работ, у.е.
Одноцепные	1227,9	$1227,9 * 1,3 = 1596,2$
Двухцепные	8	$8 * 1,6 = 12,8$
Итого:		1609



Таблица 65 – Объем оборудования и работ на подстанции

Наименование	Объем оборудования и работ, у.е.
Подстанция 110/35/6кВ	105
Силовой трансформатор	2*14 = 28
Элегазовый выключатель 110кВ	10*26 = 260
Элегазовый выключатель 35кВ	5*11 = 55
Элегазовый выключатель 6кВ	23*5,5 = 126,5
Итого:	574,5

Тогда объем работ в энергоузле :  $\sum = 1609 + 574,5 = 2183,5 \text{ у.е.}$

#### 4.4 Расчет фонда заработной платы

Все ремонтные работы на подстанции выполняются выездными бригадами централизованных служб сетевого района.

Составим для подстанции штатное расписание эксплуатационного персонала и рассчитаем фонд заработной платы.

Таблица 66 – Штатное расписание

Название	Категория	Кол-во	Оклад, руб.	Размер премии
Начальник подстанции	специалист	1	8000	28%
Итого:		1	8000	2240
Производственно-техническая служба				
Дежурные диспетчеры	специалисты	5	7000	30%
электромонтеры	рабочий	2	4000	
Мастер по ремонту	специалист	1	7000	
Электромонтер 5гр.	рабочий	2	4500	
Уборщик производственных помещений	рабочий	1	1500	
Итого:		11	60500	18150
	Итого:	12	68500	20390

При расчете годового фонда заработной платы необходимо учесть премии рабочим из фонда заработной платы.

Принять размер премии для рабочих подстанции – 30%.

При определении полного фонда заработной платы следует добавить начисления на социальное страхование в размере 35% к годовому фонду заработной платы.

Размер окладов работающих: 68500 руб.

Премия: 20390 руб.

Уральские:  $68500 \cdot 0,15 = 10275$  руб.

Годовой фонд оплаты труда:  
(оклад + премия + уральские) · 12 = (68500 + 20390 + 10275) · 12 = 1189980 руб.

Социальное страхование (35%): 99165 · 0,35 · 12 = 416493 руб.

$$\Phi_{zn} = 1189980 + 416493 = 1606473 \text{ руб.}$$

#### 4.5 Определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии

Определение себестоимости продукции в электросетевых хозяйствах р основе своей имеет калькуляцию для определения себестоимости передачи и распределения электроэнергии. Калькуляция включает в себя следующие статьи:

- 1) Основная заработная плата производственных рабочих. Она находится умножением заработной платы на 11 месяцев. На статью «основная заработная плата» относится 60% этой суммы, остальное идет по статье «капитальный ремонт»

$$C_1 = (68500 + 10275) \cdot 11 \cdot 0,6 = 519915 \text{ руб.}$$

- 2) Дополнительная заработная плата производственных рабочих в основном представляет собой оплату отпусков:

$$C_2 = 68500 \cdot 0,6 = 41100 \text{ руб.}$$

- 3) Отчисления на единый социальный налог – 36% от фонда труда:

$$C_3 = 1606473 \cdot 0,36 = 578330,3 \text{ руб.}$$

- 4) Расходы на содержание оборудования включают в себя в основном амортизационные отчисления, затраты на обслуживание, а также на эксплуатацию и текущий ремонт:

$$C_l = K_l (2,4 + 0,4)\% = 108374 \cdot 0,028 = 3034,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{ПС} = K_{ПС} (6,4 + 0,3)\% = 43603 \cdot 0,094 = 4098,7 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_4 = C_l + C_{ПС} = 3034,5 + 4098,7 = 7133,2 \text{ тыс.руб.}$$

- 5) Расходы на подготовку и освоение производства принять в размере 25%:

$$C_5 = 25\% C_1 = 0,25 \cdot 519915 = 129978,8 \text{ руб.}$$

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

6) Цеховые расходы принять 80% от  $C_1$  :

$$C_6 = 80\% C_1 = 0,8 \cdot 519915 = 415932 \text{ руб.}$$

7) Общественные расходы принять в размере 30% от  $C_1$  :

$$C_7 = 0,3 \cdot C_1 = 0,3 \cdot 519915 = 155974,5 \text{ руб.}$$

Итого производственная себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{\Sigma} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7 = 519915 + 41100 + 578330,3 + 7133,5 + 129978,8 + 415932 + 155974,5 = 1848,3641 \text{ тыс.руб.}$$

Определим себестоимость передачи и распределения электроэнергии без учета и с учетом стоимости потерянной энергии:

Себестоимость без учета потерь электроэнергии:

$$S = \frac{I_{\Sigma} + \Phi_{zn}}{W}, \quad (138)$$

$$S = \frac{7149100 + 1606473}{31,1 \cdot 6000} = 46,92 \text{ руб./МВтч.}$$

Себестоимость с учетом потерь электроэнергии:

$$S = \frac{I_{\Sigma} + \Phi_{zn}}{W - \Delta W}, \quad (139)$$

$$S = \frac{7149100 + 1606473}{(31,1 - 0,354 - 0,15) \cdot 6000} = 47,69 \text{ руб./МВтч.}$$

#### 4.6 Расчет фондов потребления

Для первого года нормативной эксплуатации фонды потребления можно подсчитать с помощью «стартовых» нормативов. В их качестве в расчете принимаются:

- 1) Процент фонда должностных окладов ИТР и служащих по фонду потребления (30%):

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

$$\Phi_1 = [(50000 \cdot 0,15) + 50000] \cdot 0,3 = 17250 \text{ руб.}$$

- 2) Процент фонда заработной платы (без премий) рабочих на премирование по фонду потребления сверх премий по фонду заработной платы (3%):

$$\Phi_2 = [(18500 \cdot 0,15) + 18500] \cdot 0,03 = 638,25 \text{ руб.}$$

- 3) Процент фонда заработной платы работающих (без премии) на выплату вознаграждения по итогам года (3,3%):

$$\Phi_3 = (17250 + 638,25) \cdot 0,033 = 590,3 \text{ руб.}$$

- 4) Прочие выплаты по фонду потребления (1,5%)

$$\Phi_4 = (17250 + 638,25) \cdot 0,015 = 268,3 \text{ руб.}$$

- 5) Расчетный фонд социального развития (40%):

$$\Phi_5 = (17250 + 638,25) \cdot 0,4 = 7155,3 \text{ руб.}$$

Сумма стартовых нормативов:

$$\Phi_{\Sigma} = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 + \Phi_4 + \Phi_5 = 17250 + 638,25 + 590,3 + 268,3 + 7155,3 = 25902,2 \text{ руб.}$$

#### 4.7 Основные технико-экономические показатели проекта

Таблица 67 – Техничко-экономические показатели

Наименование показателей	Размерность	Величина
ЛЭП		
Номинальное напряжение	кВ	110
Марка провода		АС-150/24, АС-185/29, АС-240/32
Длина линий	км	229,8
Капитальные вложения	тыс.руб.	108374
Годовые эксплуатационные расходы	тыс.руб.	3034,5
Подстанция		
Установленные трансформаторы	тыс.руб.	2 * ТДТН - 40/110/35/6
Капитальные вложения		43603
в том числе:		
- распределительные устройства		18812,5
- силовые трансформаторы		8190
- неучтенное оборудование		5400,5
- постоянная часть затрат		24500
Годовые эксплуатационные расходы		4098,7

Суммарные ежегодные экспл. расходы	тыс.руб.	7149,1
Стоимость технологических потерь э/э	тыс.руб.	15,6
Численность персонала	Чел.	12
В том числе:		
- ИТР		7
- рабочих		4
- МОП		1
Фонд заработной платы	тыс.руб.	1606473
Себестоимость передачи э/э без учета потерь	руб/МВтч	46,92
Себестоимость передачи э/э с учетом потерь	руб/МВтч	47,69

### Заключение

По результатам проектных расчетов предложен вариант развития существующей системы энергоснабжения района, удовлетворяющий требованиям надежности и качеству электроэнергии. Выполненный проект развития сети может рассматриваться как составная часть выбора схемы развития энергосистемы.

Выбор основного электрооборудования сети и проектируемой подстанции осуществляется на основе последних разработок оборудования (микропроцессорная защита, элегазовая коммутационная аппаратура и т.п.).

Разработанная сеть имеет дальнейшую перспективу развития, связанную с современным оборудованием, высокой пропускной способностью линий и др., что немаловажно при постоянном росте мощностей потребителей.

					<b>13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>116</b>

## Используемая литература

1. Правила устройства электроустановок. Москва. Энергоатомиздат, 2000.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под редакцией С.С. Роконяна и Н.Н Шапиро. Москва. Энергоатомиздат, 1985.
3. Справочник по проектированию эл сетей и электрооборудования. Под редакцией Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова и др. Москва. Энергоатмиздат, 1991.
4. Булатов Б.Г., Комисарова Е.Д., Худоносков Г.В. Учебное пособие по курсовому проектированию. Челябинск. ЮУрГУ, 1998.
5. Усов С.В., Б.Н.Михайлов, Черновец А.К.и др. Электрическая часть электростанций. Ленинград. Энергоатомиздат, 1987.
6. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. Минэнерго СССР, 1979.
7. Электротехнический справочник. Том 3. Книга 1. Москва. Энергоатомиздат, 1988
8. Сенигов П.Н. Расчет токов короткого замыкания в электросистемах. Учебное пособие к курсовой работе. Челябинск, 1986.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва. Энергия, 1980.
10. Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.Л. Обслуживание эл. подстанций. Москва. Энергоатомиздат, 1985.
11. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. Москва. Энергия, 1980.
12. Овчаренко Н.И. Автоматика эл. станций и эл. систем Москва. «НЦ ЭНАС», 2000.
13. Релейная защита в системах электроснабжения: Методические указания по изучению курса и выполнению контрольного задания. Составители: Г.А. Комиссаров, Х.К. Харасов. Челябинск 1996.
14. Правила технической эксплуатации электрических стнций и сетей Российской Федерации. Челябинск. ООО «ИСЦ Дизайн-Бюро», 2003.
15. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. Электронная версия.
16. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. Москва. Энергоатомиздат, 1984.
17. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.
18. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. Москва. Энергоатомиздат, 1985.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва. «НЦ ЭНАС», 2000.

					13.03.02. 2019.10-211-1932 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117