

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, \_\_\_\_\_

(должность)

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

(подпись и печать)

(И.О. Фамилия)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

«Проектирование районной подстанции 500/110/6,3 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2020.309-05-116 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

\_\_\_\_\_/Р.В. Гайсаров /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-472

\_\_\_\_\_/Д.А. Хакулов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

\_\_\_\_\_/Р.В. Гайсаров /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Хакулов Денис Альбертович

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование районной подстанции 500/110/6,3 кВ» утверждена приказом по университету от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

Объектом для проектирования является районная подстанция. Исходные данные для проектирования подстанции представлены в таблице 1. Районную подстанцию необходимо подключить к Московскому энергетическому кольцу (ЗаГАЭС) через двухцепную линию. Исходные данные рассматриваемой сети представлены в Приложении 1.

Таблица 1 – Исходные данные проектируемой подстанции

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$U_{вн}$	Напряжение энергосистемы	кВ	500
$n_{вв}$	Число вводов	–	2
$U_{сн}$	Напряжение РЭС	кВ	110

$S_{\text{наг.сн}}$	Нагрузка РЭС	МВ·А	130
$U_{\text{нн}}$	Напряжение потребителя	кВ	6,3
$S_{\text{наг.нн}}$	Мощность потребителя	МВ·А	44
$n_{\text{н}}$	Число линий потребителя	–	12
–	Реактанс системы при $S_6 = 100 \text{ МВ·А}$	о.е	0,0063

#### 4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1) Анализ энергосистемы Московского энергетического кольца;
- 2) Разработка структурной схемы районной подстанции;
- 3) Разработка главной схемы районной подстанции;
- 4) Разработка схемы питания собственных нужд районной подстанции;
- 5) Выбор аккумуляторной батареи районной подстанции;
- 6) Релейная защита и автоматика районной подстанции;
- 7) Безопасность жизнедеятельности.

#### 5. Перечень графического материала

- 1) Схема энергосистемы 500 кВ - 1 лист формата А1;
- 2) Карты режимов – 1 лист формата А1;
- 3) Главная схема электрических соединений районной подстанции – 1 лист формата А1;
- 4) План и размер районной ПС – 1 лист формата А1;
- 5) Экранная страница отображения телеметрии – 1 лист формата А1.
- 6) Презентация «Проектирование районной подстанции 500/110/6,3 кВ»

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

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

7. Дата выдачи задания « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель работы \_\_\_\_\_  
(подпись)

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Построение модели сети в программном комплексе RastrWin		
Анализ режимов сети Московского энергетического кольца		
Разработка главной схемы районной подстанции		
Выбор оборудования районной подстанции		
Выбор схемы питания собственных нужд и выбор аккумуляторной батареи районной подстанции		
Выбор видов РЗА на районной подстанции		
Безопасность жизнедеятельности		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Р.В. Гайсаров /

Студент \_\_\_\_\_ / Д.А. Хакулов /

## АННОТАЦИЯ

Хакулов Д.А. Проектирование районной подстанции 500/110/6,3 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., с. 103, ил. 22, табл. 33. Список литературы – 11 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе содержится расчетная часть по проектированию районной подстанции 500/110/6,3 кВ.

По исходным данным были определены потоки мощности, исходя из которых были выбраны силовые трансформаторы, линии электропередачи. Также были выбраны выключатели, разъединители, средства контроля, измерений и учёта электроэнергии, а также была выбрана схема собственных нужд подстанции и аккумуляторная батарея.

Графическая часть проекта – главная схема электрических соединений районной подстанции – выполнена на листе формата А1 и представлена в приложении А.

					<b>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ ВКР</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хакулов</i>			<i>Проектирование районной подстанции 500/110/6,3 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Гайсаров</i>					5	103
<i>Н. контр.</i>		<i>Гайсаров</i>				<b>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</b>		
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	11
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей	11
1.1.1 Баланс активных мощностей	11
1.1.2 Баланс реактивных мощностей	12
1.2 Анализ режимов работы сети	15
1.2.1 Максимальный режим работы	15
1.2.2 Минимальный режим работы	17
1.2.3 Послеаварийный режим работы	19
2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ	21
2.1 Выбор соединения основного оборудования и определение потоков мощности	21
2.2 Выбор трансформаторов	23
2.3 Выбор линий электропередач	25
3 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ	28
3.1 Выбор схемы распределительных устройств	28
3.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режиме	30
3.3 Расчет токов короткого замыкания	31
3.3.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения	33
3.3.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения (6,3 кВ)	34
3.3.3 Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения (35 кВ)	35
Трансформаторы работают отдельно. Согласно данному условию преобразуем схему (рисунок 11):	35

3.4	Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ ВН	36
3.4.1	Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН	36
3.4.2	Выбор средств измерения и контроля для РУ ВН	42
3.4.3	Выбор трансформаторов тока для РУ ВН	43
3.4.4	Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи питающих	46
3.4.5	Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне ВН силового трансформатора	48
3.4.6	Выбор трансформаторов напряжения для РУ ВН	49
3.4.7	Выбор токоведущих частей РУ ВН	51
3.5	Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ НН	52
3.5.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства	52
3.5.2	Выбор выключателей и разъединителей РУ НН (6,3 кВ)	53
3.5.3	Выбор выключателей и разъединителей на РУ НН (35 кВ)	57
3.5.4	Выбор средств измерения и контроля на НН	61
3.5.5	Выбор трансформаторов тока на НН	62
3.5.6	Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне НН силового трансформатора	64
3.5.7	Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя	65
3.5.8	Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий	67
3.5.9	Выбор трансформаторов напряжения на РУ НН	69

3.5.10	Выбор токоведущих частей РУ НН	70
3.5.11	Выбор изоляторов	72
4	РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ	74
4.1	Определение потребителей собственных нужд	74
4.2	Выбор трансформаторов собственных нужд	75
4.3	Выбор схемы питания собственных нужд	76
5	ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ	77
5.1	Расчет аккумуляторной батареи	77
5.2	Определение мощности зарядно-подзарядного устройства	79
6	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ	81
6.1	Выбор видов РЗА энергообъектов 500 кВ	81
6.1.1	Автотрансформатор АДЦТН-250000/500/110	81
6.1.2	Защита линий 500 кВ	82
6.1.3	Шины 500 кВ	82
5	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	83
5.1	Краткая характеристика проектируемого объекта	83
5.2	Вредные и опасные факторы на подстанции	84
5.2.1	Шум	84
5.2.2	Электромагнитное поле промышленной частоты	84
5.2.3	Вибрация	86
5.3	Основы электробезопасности	88
5.3.1	Общие электротравмы	88
5.3.2	Местные электротравмы	88
5.3.3	Факторы, влияющие на исход электропоражения	89
5.3.4	Методы и средства обеспечения электробезопасности	89

5.3.5 Классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током	90
5.4 Защитное заземление	91
5.4.1 Выносное заземляющее устройство	91
5.4.2 Контурное заземляющее устройство	92
5.4.3 Явления при стекании тока в землю	93
5.5 Пожарная безопасность	94
5.5.1 Определение и классификация пожара	94
5.5.2 Сопутствующие опасные факторы пожара	94
5.5.3 Классификация помещений по взрывопожарной и пожарной опасности	95
5.5.4 Огнетушащие вещества и составы	96
5.6 Чрезвычайная ситуация	97
5.6.1 Понятие и классификация ЧС	97
5.6.2 Чрезвычайные ситуации на подстанции	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	10
0	
ПРИЛОЖЕНИЯ	10
2	
ПРИЛОЖЕНИЕ	
1	10
2	

## ВВЕДЕНИЕ

В данном выпускной квалификационной работе проектируется районная подстанция 500/110/6,3 кВ. Производится разработка структурной схемы и расчет её параметров. Исходя из расчетных параметров схемы выбирается основное и вспомогательное оборудование подстанции.

Проектируемая подстанция необходима для обеспечения электроэнергией электроприемников I-ой и II-ой категории, так как сбой в его электроснабжении может привести к нарушению сложного технологического процесса, а также серьезным экономическим потерям, поэтому проектируемая подстанция должна отвечать требованиям надежности электроснабжения потребителей I категории.

Кроме того, необходимо подключить данную районную подстанцию к энергетической системе.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
						10
<i>Изм..</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		

# 1 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

### 1.1.1 Баланс активных мощностей

Баланс по активным мощностям для нагрузок записывается как:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi}. \quad (1)$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций равна суммарному потреблению мощности и равна:

$$\sum P_{\Gamma} = P_{\text{АЭС-1}} + P_{\text{ТЭЦ №26}} + P_{\text{ЗаГАЭС}}. \quad (2)$$

Подставим числовые значения в формулу (2), получим:

$$\sum P_{\Gamma} = 2100 + 1800 + 1200 = 5100 \text{ МВт.}$$

Потребление активной мощности в системе:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{СН}} + \sum \Delta P_{\text{Л}} + \sum \Delta P_{\text{Т}}. \quad (3)$$

Активная мощность нагрузок потребителей:

$$\sum P_{\text{Н}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_9 + P_{10} + P_{11}. \quad (4)$$

Подставим числовые значения в формулу (4), получим:

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{Н}} &= 800 + 740 + 400 + 400 + 600 + 520 + 400 + 820 + 800 + 145 \\ &= 5625 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Мощности собственных нужд электрических станций:

$$\sum P_{\text{СН}} = 0,06 \cdot \sum P_{\Gamma}. \quad (5)$$

Подставим числовые значения в формулу (5), получим:

$$\sum P_{\text{СН}} = 0,06 \cdot 5100 = 306 \text{ МВт.}$$

Потери в линиях:

$$\sum \Delta P_{\text{Л}} = 0,01 \cdot \sum P_{\text{Н}}. \quad (6)$$

Подставим числовые значения в формулу (6), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,02 \cdot 5625 = 112,5 \text{ МВт.}$$

Потери в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0,015 \cdot \sum P_{\text{н}}. \quad (7)$$

Подставим числовые значения в формулу (7), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0,015 \cdot 5625 = 84,38 \text{ МВт.}$$

Подставим числовые значения в формулу (3), получим:

$$\sum P_{\text{п}} = 5625 + 306 + 112,5 + 84,38 = 6127,88 \text{ МВт.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{г}} - \sum P_{\text{п}}. \quad (8)$$

Подставим числовые значения в формулу (8), получим:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{г}} - \sum P_{\text{п}} = 5100 - 6127,88 = -1027,88 \text{ МВт.}$$

Сеть дефицитна по активной мощности.

### 1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\text{г}} + \sum Q_{\text{з}} \pm \sum Q_{\text{ку}} \pm \sum Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}}, \quad (9)$$

где  $\sum Q_{\text{г}}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;  $\sum Q_{\text{з}}$  – мощность, генерируемая линиями (зарядная);  $Q_{\text{ку}}$  – реактивная мощность компенсирующих устройств;  $Q_{\text{с}}$  – величина обменной реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности в системе:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum Q_{\text{CH}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{T}}, \quad (10)$$

где мощность нагрузок потребителей:

$$\sum Q_{\text{H}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11}. \quad (11)$$

Подставим числовые значения в формулу (11), получим:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{H}} &= 400 + 440 + 210 + 230 + 400 + 300 + 180 + 430 + 480 + 130 \\ &= 3200 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Мощность собственных нужд электрических станций:

$$\sum Q_{\text{CH}} = 0,7 \cdot \sum P_{\text{CH}}. \quad (12)$$

Подставим числовые значения в формулу (12), получим:

$$\sum Q_{\text{CH}} = 0,7 \cdot 306 = 214,2 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в линиях:

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} = 0,1 \cdot \sum Q_{\text{H}}. \quad (13)$$

Подставим числовые значения в формулу (13), получим:

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} = 0,05 \cdot 3200 = 160 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_{\text{T}} = 0,09 \cdot \sum Q_{\text{H}}. \quad (14)$$

Подставим числовые значения в формулу (14), получим:

$$\sum \Delta Q_{\text{T}} = 0,09 \cdot 3200 = 288 \text{ Мвар.}$$

Подставим числовые значения в формулу (10), получим:

$$\sum Q_{\Pi} = 3200 + 214,2 + 320 + 288 = 3862,2 \text{ Мвар.}$$

Величина реактивной мощности, поступающей от электростанций:

$$\sum Q_{\Gamma} = Q_{\text{АЭС-1}} + Q_{\text{ТЭЦ №26}} + Q_{\text{ЗаГАЭС}}. \quad (15)$$

Подставим числовые значения в формулу (15), получим:

$$\sum Q_{\Gamma} = 700 + 600 + 425 = 1725 \text{ Мвар.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями, приблизительно возьмем для одноцепных линий 500 кВ – 500 квар/км:

$$\sum Q_{\text{з}} = 0,5 \cdot l_{500}. \quad (16)$$

Подставим числовые значения в формулу (16), получим:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{з}} &= 0,7 \\ &\cdot (30 + 2 \cdot 63 + 87,2 + 2 \cdot 46,5 + 2 \cdot 83 + 2 \cdot 31,3 + 2 \cdot 26,9 + 2 \cdot 17 \\ &+ 52,1 + 36,4 + 77,8 + 87 + 37,7 + 2 \cdot 86,4 + 37,7 + 2 \cdot 86,4 + 37,4 \\ &+ 26 + 2 \cdot 26,6) = 1080,1 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Обменная реактивная мощность с соседней энергосистемой:

$$Q_{\text{с}} = 0,35 \cdot P_{\text{с}}. \quad (17)$$

Подставим числовые значения в формулу (17), получим:

$$Q_{\text{с}} = -850,89 \cdot 0,35 = -297,81 \text{ Мвар.}$$

Мощность компенсирующих устройств определяется из равенства:

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{п}} - \sum Q_{\Gamma} - \sum Q_{\text{з}} + \sum Q_{\text{с}}. \quad (18)$$

Подставим числовые значения в формулу (18), получим:

$$Q_{\text{ку}} = 3862,2 - 1725 - 1080,1 - 297,81 = 759,29 \text{ Мвар.}$$

Мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме генерации реактивной мощности – 759,29 Мвар.



5	Западная	Белый Раст	2×АС-3×300/39	53	2070
6	Очаково	Западная	2×АС-3×300/39	562	2070
7	ТЭЦ №26	Очаково	2×АС-3×300/39	1333	2070
8	ТЭЦ №26	Пахра	2×АС-3×300/39	919	2070
9	Ногинск	Чагино	2×АС-3×300/39	298	2070
10	Пахра	Чагино	АС-3×300/39	274	2070
11	Ногинск	Бескудниково	АС-3×300/39	315	2070
12	АЭС-1	Трубино	АС-3×300/39	426	2070
13	Трубино	Бескудниково	АС-3×300/39	50	2070
14	Ногинск	Владимирская	2×АС-3×300/39	328	2070
15	ЗаГАЭС	Трубино	АС-3×300/39	687	2070
16	ЗаГАЭС	Владимирская	АС-3×300/39	659	2070
17	ЗаГАЭС	ПС 500/110/6,3	2×АС-3×300/39	199	2070

Из таблицы видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току. Линии 3, 5 и 13 недогружены, но по короне сечение 3×300 мм<sup>2</sup> – минимальное.

Рассмотрим рабочее напряжение в максимальном режиме (Таблица 2).

Таблица 2 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Название узла	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, %
АЭС-1	500	518,46	1,14
Опытная	500	495,98	0,13
Белый Раст	500	493,62	0,10
Бескудниково	500		
Западная	500	494,94	0,29
Очаково	500	501,40	0,56
ТЭЦ №26	500	514,80	1,05
Пахра	500	509,15	0,78
Чагино	500	503,98	0,10

Ногинск	500	510	0
Трубино	500	492,17	-0,26
Владимирская	500	499,64	-0,46
ЗаГАЭС	500	512,02	0,13
ПС 500/110/6,3	500	510,28	0,10

Отклонение напряжения в узлах в максимальном режиме не превышает 5%.

### 1.2.2 Минимальный режим работы

Минимальный режим – это режим, в котором работают все линии, электростанции, но потребляется мощность, равная 80% режима наибольших нагрузок (Таблица 3) и напряжение балансирующего узла поднялось до 520 кВ.

Таблица 3 – Активная и реактивная нагрузки узлов в минимальном режиме

п/п	Название	Нагрузка P+Q, МВА
1	Опытная	640+j240
2	Белый Раст	592+j280
3	Бескудниково	320+j168
4	Западная	320+j160
5	Очаково	480+j240
6	Пахра	416+j240
7	Чагино	320+j144
8	Ногинск	–
9	Трубино	656+j312
10	Владимирская	640+j240
11	ПС 500/110/6,3	116+j79

В минимальном режиме мы меняем ток возбуждения на генераторах электростанций АЭС-1, ТЭЦ №26 и ЗаГАЭС.

На рисунке 2 видно, что удалось снизить напряжение до допустимого уровня.

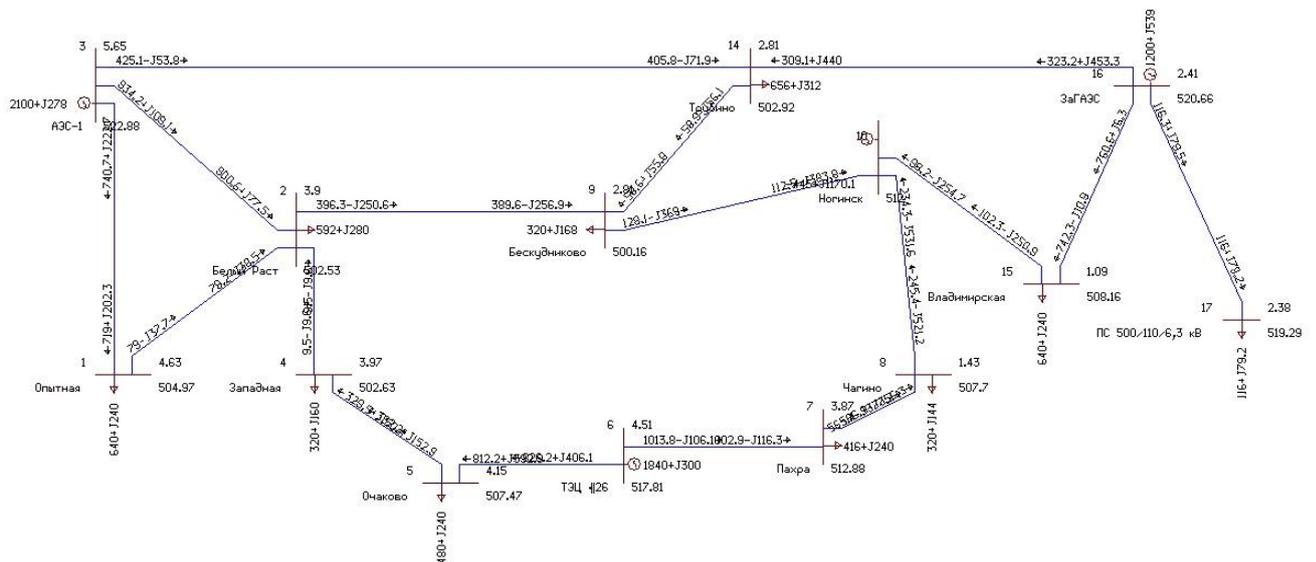


Рисунок 2 – Карта минимального режима

Рассмотрим рабочее напряжение в минимальном режиме (Таблица 4).

Таблица 4 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Название узла	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ	$\Delta U$ , %
АЭС-1	500	522,88	5,65
Опытная	500	504,97	4,63
Белый Раст	500	502,53	3,90
Бескудниково	500	500,16	2,81
Западная	500	502,63	3,97
Очаково	500	507,47	4,15
ТЭЦ №26	500	517,81	4,51
Пахра	500	512,88	3,87
Чагино	500	507,70	1,43
Ногинск	500	512	0
Трубино	500	502,92	2,81
Владимирская	500	508,16	1,09
ЗаГАЭС	500	520,66	2,41
ПС 500/110/6,3	500	519,29	2,38

Отклонение напряжения в узлах в максимальном режиме не превышает 5%.

### 1.2.3 Послеаварийный режим работы

Наиболее тяжелый режим работы сети возникает при отключении линии АЭС-1 – Белый Раст. Эта линия связывает крупную электростанцию с мощными потребителями. При отключении данной линии возникает самый тяжелый режим по напряжению (рисунок 3).

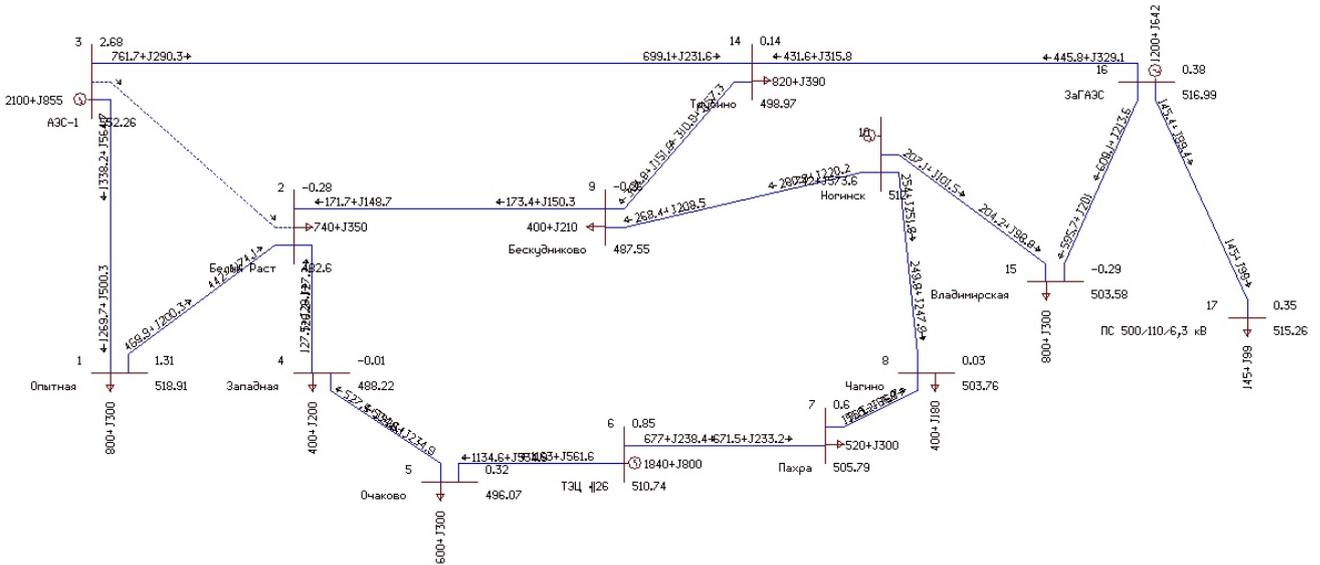


Рисунок 3 – Карта послеаварийного режима

Для проверки по допустимому току построим таблицу 5.

Таблица 5 – Токи в линиях сети в послеаварийном режиме

№	Подстанция начала линии	Подстанция конца линии	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А
1	АЭС-1	Опытная	АС-3×300/39	1518	2070
2	АЭС-1	Белый Раст	2×АС-3×300/39	—	2070
3	Опытная	Белый Раст	АС-3×300/39	568	2070
4	Белый Раст	Бескудниково	2×АС-3×300/39	272	2070
5	Западная	Белый Раст	2×АС-3×300/39	154	2070
6	Очаково	Западная	2×АС-3×300/39	680	2070
7	ТЭЦ №26	Очаково	2×АС-3×300/39	1460	2070
8	ТЭЦ №26	Пахра	2×АС-3×300/39	811	2070
9	Ногинск	Чагино	2×АС-3×300/39	403	2070

10	Пахра	Чагино	АС-3×300/39	189	2070
11	Ногинск	Бескудниково	АС-3×300/39	402	2070
12	АЭС-1	Трубино	АС-3×300/39	852	2070
13	Трубино	Бескудниково	АС-3×300/39	403	2070
14	Ногинск	Владимирская	2×АС-3×300/39	260	2070
15	ЗаГАЭС	Трубино	АС-3×300/39	619	2070
16	ЗаГАЭС	Владимирская	АС-3×300/39	721	2070
17	ЗаГАЭС	ПС 500/110/6,3 кВ	2×АС-3×300/39	197	2070

Из данной таблицы видно, что токи в линиях проходят по допустимому току.

## 2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 2.1 Выбор соединения основного оборудования и определение потоков мощности

Структурная схема проектируемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего, среднего и низшего напряжения, а также понизительные трансформаторы.

Проектируемая подстанция должна отвечать требованиям надежности электроснабжения потребителей I и II категории, таким образом целесообразно установить на подстанции два трансформатора. В случае отказа или вывода в ремонт одного трансформатора, другой должен полностью передавать мощность нагрузки в течение определенного времени.

Исходя из всего вышеперечисленного, структурная схема проектируемой подстанции будет иметь вид, представленный на рисунке 4.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
						21
<i>Изм..</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		

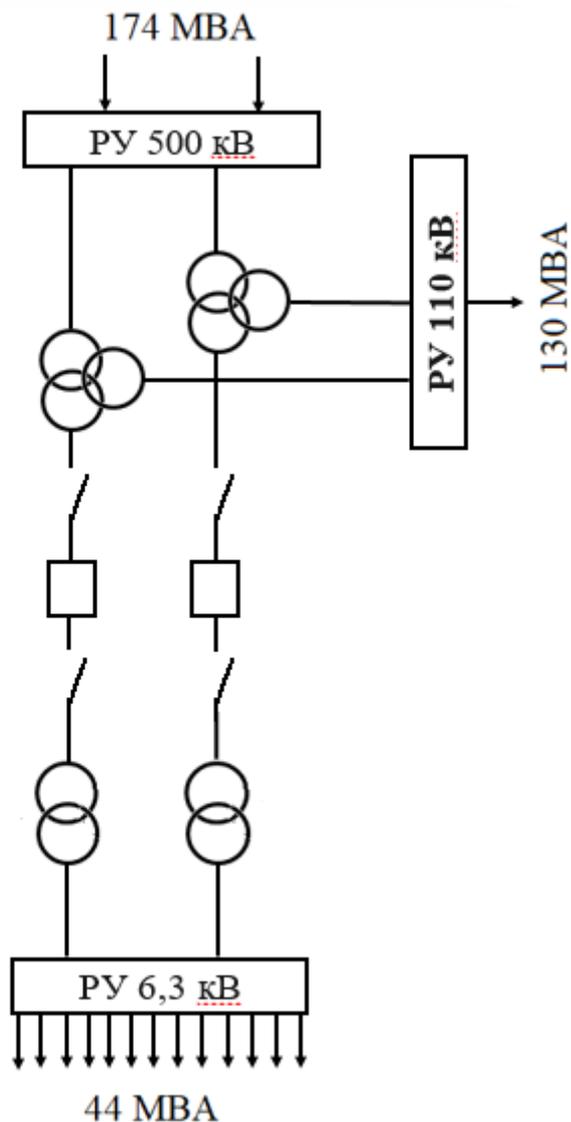


Рисунок 4 – Структурная схема районной подстанции

Мощность, поступающая на районную подстанцию равномерно распределяется между потребителями НН и СН. Примем, что коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi$  одинаков для всех линий, поступающий на подстанцию поток мощности определится как:

$$S_{\text{ВВ}} = S_{\text{наг.сн}} + S_{\text{наг.нн}} \quad (19)$$

$$S_{\text{ВВ}} = 130 + 44 = 174 \text{ МВА}$$

Покажем на структурной распределение потоков мощности на подстанции, учитывая, что мощность, которая передается через трансформаторы, равна мощности нагрузки (рисунок 5).

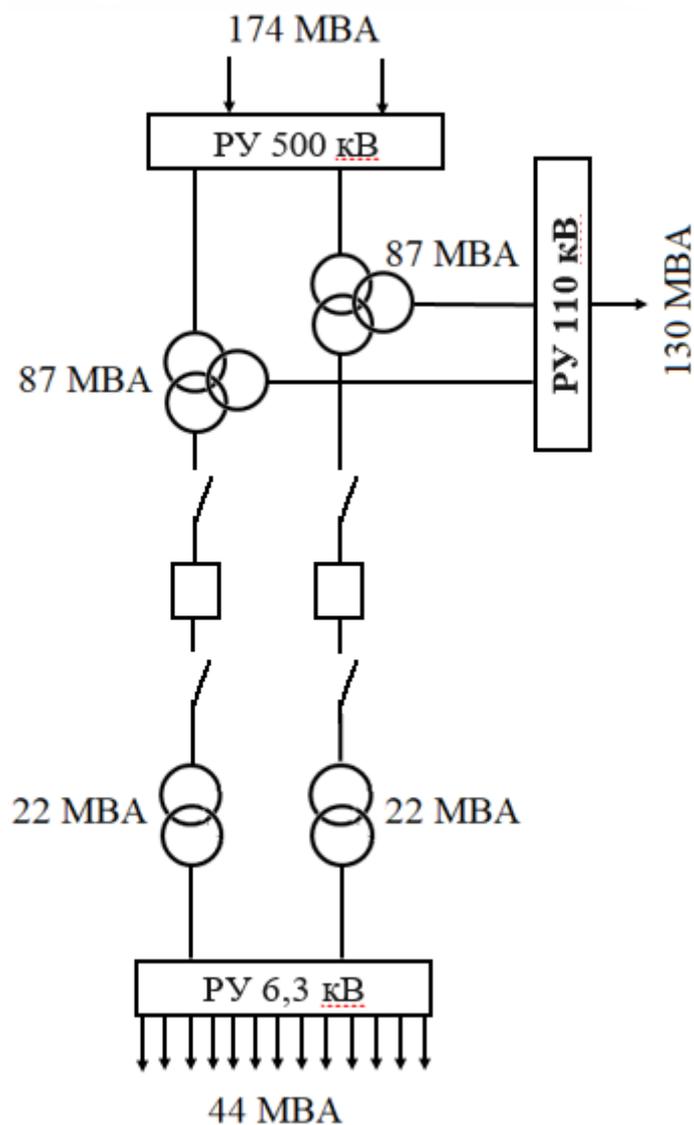


Рисунок 5 – Распределение потоков мощности

## 2.2 Выбор трансформаторов

Количество трансформаторов на подстанции определяется необходимостью надёжного электроснабжения потребителя и их суммарной стоимостью.

Из условий надёжности электроснабжения районной подстанции, необходима установка двух трансформаторов на подстанции.

Номинальная мощность трансформатора определяется как:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{т.расч}}}{k_{\text{ав.п}}(n_{\text{т}} - 1)} \quad (20)$$

Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат

П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ

Лист

23

где  $n_T$  – количество трансформаторов,  $k_{ав.л}$  – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора.

Подставив числовые значения в формулы (20), номинальную мощность трансформатора при  $n_T = 2$  и  $k_{ав.л} = 1,4$ .

$$S_{ном.т} = \frac{174}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 124 \text{ МВА}$$

Учитывая полученное значение номинальной мощности одного трансформатора, выбираются два АДЦТН-250000/500/110.

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора АДЦТН-250000/500/110

Обозначение		Наименование	Размерность	Величина
$S_{т.ном}$		Номинальная мощность	МВ·А	250
$U_{т.вн}$		Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	500
$U_{т.сн}$		Номинальное напряжение обмоток СН	кВ	121
$U_{т.нн}$		Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	38,5
–		Регулирование напряжения $\pm 8$	%	0-11,8
$u_k$	ВН-СН	Напряжение короткого замыкания	%	13
	ВН-НН			33
	СН-НН			18,5
$\Delta P_k \text{ ВН-СН}$		Потери короткого замыкания	кВт	640
$\Delta P_0$		Потери холостого хода	кВт	230
$I_0$		Ток холостого хода	%	0,45
$R_T$	ВН	Активное сопротивление	Ом	2,28
	СН			0,28
	НН			5,22
$X_T$	ВН	Реактивное сопротивление	Ом	137,5

	СН			0
	НН			192,5

Для того чтобы обеспечить электроэнергией РУ НН необходимо подобрать трансформатор 35/6,3 кВ. По формуле (20) найдем мощность трансформатора при  $n_T = 2$  и  $k_{ав.п} = 1,4$ :

$$S_{ном.т} = \frac{44}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 31,4 \text{ МВА}$$

Учитывая полученное значение номинальной мощности одного трансформатора, выбираются два ТРДНС-32000/35.

Таблица 7 – Каталожные данные трансформатора ТРДНС -32000/35

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{т.ном}$	Номинальная мощность	МВ·А	32
$U_{т.вн}$	Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	36,75
$U_{т.нн}$	Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	6,3-6,3
$u_k$	Напряжение короткого замыкания	%	12,7
$I_0$	Ток холостого хода	%	0,6

### 2.3 Выбор линий электропередач

Выбор числа линий, их типа и сечения проводов необходимо начать с расчёта токов продолжительного режима работы линии.

Продолжительным режимом работы называется такой режим работы электротехнического устройства, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

$$I_{\text{норм.реж}} = \frac{S_i}{n_i \cdot \sqrt{3} \cdot U_i} \quad (21)$$

$$I_{\text{max.реж}} = \frac{S_i}{(n_i - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_i} \quad (22)$$

где  $n_i$  – количество параллельных линий;  $S_i$  – наибольшая мощность потребителей, присоединенных к линиям.

Рассчитаем ток нормального режима для одной линии электропередачи, питающей подстанцию (ток 1-го ввода):

$$I_{\text{вв.норм}} = \frac{174 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500 \cdot 10^3} = 100 \text{ А}$$

Ток аварийного режима, который будет протекать по одной питающей линии в случае отключения другой:

$$I_{\text{вв.мак}} = \frac{174 \cdot 10^6}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500 \cdot 10^3} = 200 \text{ А}$$

Ток нормального режима для одной линии электропередачи цепи потребителей на стороне НН, считая, что мощность распределена равномерно:

$$I_{\text{н}} = \frac{44 \cdot 10^6}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 336 \text{ А}$$

Примем, что потребитель питается от двух проводов, тогда в аварийном режиме через один из проводов будет протекать двойной ток:

$$I_{\text{н.мак}} = 2 \cdot I_{\text{н}} \quad (23)$$

$$I_{\text{н.мак}} = 2 \cdot 336 = 672 \text{ А}$$

При выборе сечения провода нужно учитывать, что при увеличении площади сечения, уменьшаются потери в проводе, но происходит увеличение стоимости провода. Поэтому выбор сечения проводов производится по нормированным обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированное значение экономической плотности тока и экономическое сечение проводов, которое определяется по следующей формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_i}{j_{\text{э}}} \quad (24)$$

где  $I_i$  – расчётный ток в линии, экономическая плотность тока  $j_{\text{э}} = 1 \text{ А/мм}^2$

Зная токи, протекающие по проводам, и экономическую плотность тока найдем сечение проводника.

Сечение для ввода:

$$F_{\text{э.вв}} = \frac{100}{1} = 100 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное сечение –  $100 \text{ мм}^2$  – сталеалюминевый провод типа 3×АС300/39. Провода меньшим сечением не подходят по условию возникновения короны.

Сечение для НН:

$$F_{\text{э.нн}} = \frac{336}{1} = 336 \text{ мм}^2$$

Примем кабель АПвБВнг(А)-LS 3х240/70 (2 кабеля в параллель).

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		27

### 3 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ

#### 3.1 Выбор схемы распределительных устройств

Выбор главной схемы подстанции зависит от назначения, роли и местоположения объекта в энергосистеме.

Функциональное назначение распределительного устройства (РУ) как элемента электрической системы заключается в непрерывном приёме и распределении потоков электрической энергии в работоспособных режимах и локализации места повреждения при авариях.

Выбранная схема распределительного устройства должна обеспечивать требуемую степень надежности питания всех потребителей, перспективу развития и возможность расширения, возможность производства ремонтных работ, простоту и наглядность, экономическую целесообразность.

Согласно перечисленным в п. 3.1 критериям, выбираем схему РУ ВН – четырехугольник (рисунок 6).

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		28

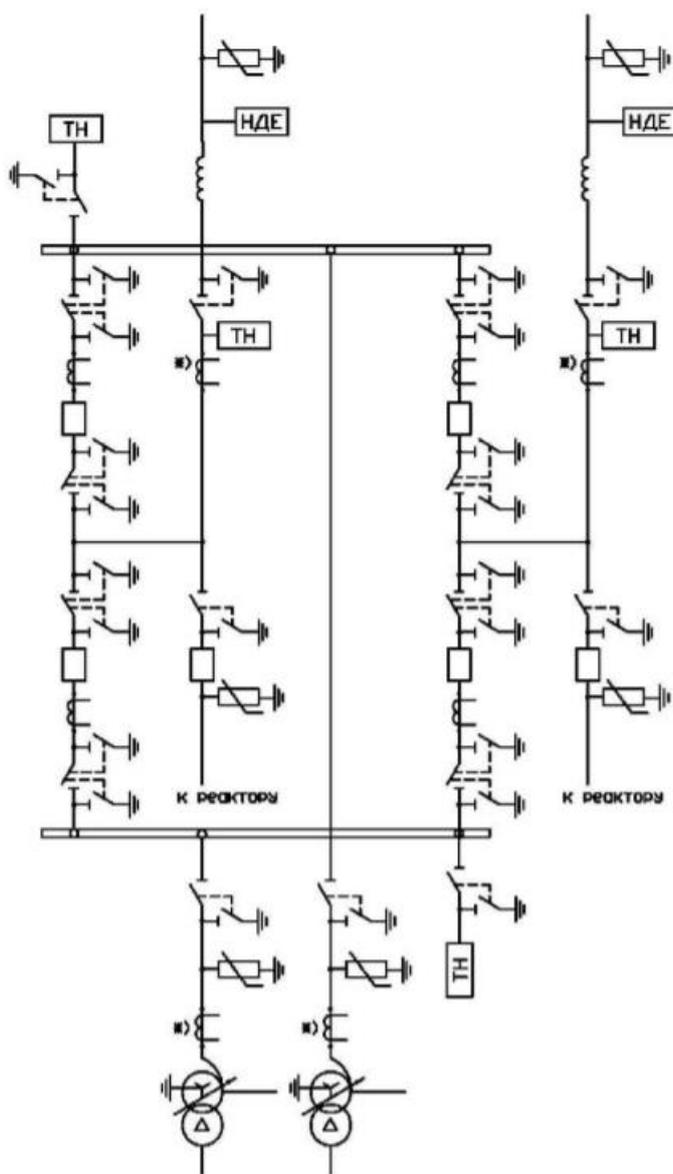


Рисунок 6 – Схема РУ ВН

Согласно перечисленным в п. 3.1 критериям, выбираем схему РУ НН – две секционированные системы сборных шин (рисунок 7).

Изм..	Лист	№ докум.	Подпис	Дат

П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ

Лист

29

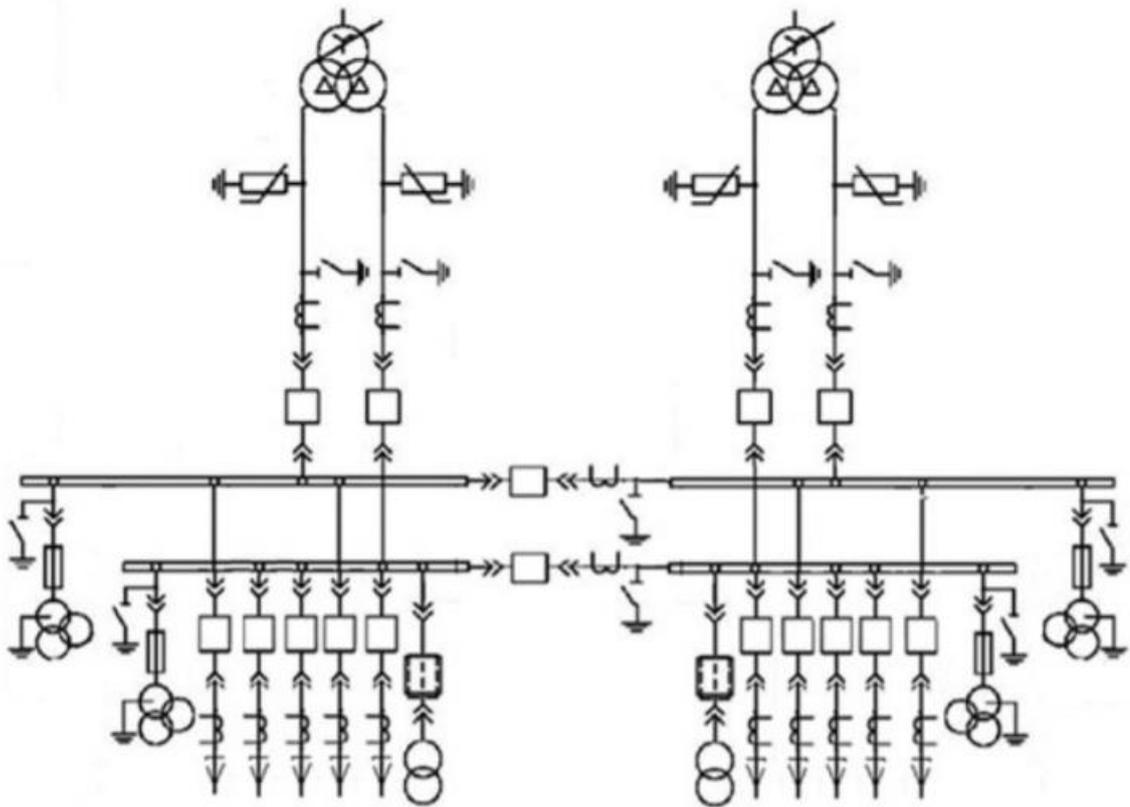


Рисунок 7 – Схема РУ НН

Схема четырехугольника применяется в РУ напряжением 110-750 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по две ВЛ. Данная схема относится к классу схем с двухкратным принципом подключения присоединения. Каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В то же время схема четырехугольник очень экономична.

### 3.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режиме

Выполним расчёт токов в цепи АДЦТН-250000/500/110 и ТРДНС-40000/35.  
Для ТРДНС-40000/35:

$$I_{\text{норм}} = (0,6 \dots 0,7) \cdot \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} \quad (25)$$

$$I_{\text{макс}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} \quad (26)$$

Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат

П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ

Лист

30

где  $S'_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора по шкале ГОСТ.

$$I_{\text{НОРМ.ВН}} = (0,6 \dots 0,7) \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35} = (623,5 \dots 727,4) \text{А}$$

$$I_{\text{МАКС.ВН}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35} = (1350,9 \dots 1454,9) \text{А}$$

$$I_{\text{НОРМ.НН}} = (0,6 \dots 0,7) \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = (3464,1 \dots 4041,4) \text{А}$$

$$I_{\text{МАКС.НН}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = (7505,5, \dots 8082,9) \text{А}$$

Для АТДЦТН-250000/500/110:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{S'_H}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}} \quad (27)$$

$$I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot I_{\text{НОРМ}} \quad (28)$$

где  $S'_H$  – перспективная нагрузка на стороне НН на 10-летний период  $S'_H = 63$  МВА.

$$I_{\text{НОРМ.ВН.АТ}} = \frac{63 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 10^3} = 36,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАКС.ВН.АТ}} = 2 \cdot 26,5 = 72,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОРМ.НН.АТ}} = \frac{63 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 519,6$$

$$I_{\text{МАКС.НН.АТ}} = 2 \cdot 519,6 = 1039,2 \text{ А}$$

### 3.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) проводится при возможном КЗ на стороне ВН АТДЦТН-250000/500/110 и НН ТРДНС-40000/35 трансформатора.

Составляем схему замещения для начального момента КЗ и найдем сопротивления элементов.

Для АТДЦТН-250000/500/110 (АТ1):

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		31

$$x_{Ti} = \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{Ti}} \quad (29)$$

$$x_{AT1.B-C} = \frac{13 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 250 \cdot 10^6} = 0,052$$

$$x_{AT1.B-H} = \frac{33 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 250 \cdot 10^6} = 0,132$$

$$x_{AT1.C-H} = \frac{18,5 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 250 \cdot 10^6} = 0,074$$

$$x_{AT1.B} = 0,5 \cdot (x_{AT1.B-C} + x_{AT1.B-H} - x_{AT1.C-H}) \quad (30)$$

$$x_{AT1.B} = 0,5 \cdot (0,052 + 0,132 - 0,074) = 0,055$$

$$x_{AT1.C} = 0,5 \cdot (x_{AT1.B-C} - x_{AT1.B-H} + x_{AT1.C-H}) \quad (31)$$

$$x_{AT1.C} = 0,5 \cdot (0,052 - 0,132 + 0,074) = -0,003$$

$$x_{AT1.H} = 0,5 \cdot (-x_{AT1.B-C} + x_{AT1.B-H} + x_{AT1.C-H}) \quad (32)$$

$$x_{AT1.H} = 0,5 \cdot (-0,052 + 0,132 + 0,074) = 0,077$$

Для АТДЦТН-250000/500/110/35 (АТ2):

$$x_{AT1.B} = x_{AT2.B} = 0,055$$

$$x_{AT1.C} = x_{AT2.C} = -0,003$$

$$x_{AT1.H} = x_{AT2.H} = 0,077$$

Для ТРДНС-32000/35/6,3 (Т1):

$$x_{T1.B} = 0,125 \cdot \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{Ti}} \quad (33)$$

$$x_{T1.B} = 0,125 \cdot \frac{12,7 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} = 0,049$$

$$x_{T1.H} = 0,175 \cdot \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{Ti}} \quad (34)$$

$$x_{T1.H} = 1,75 \cdot \frac{12,7 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} = 0,695$$

Для ТРДНС-32000/35/6,3 (Т2):

$$x_{T1.B} = x_{T2.B} = 0,049$$

$$x_{T1.H} = x_{T2.H} = 0,695$$

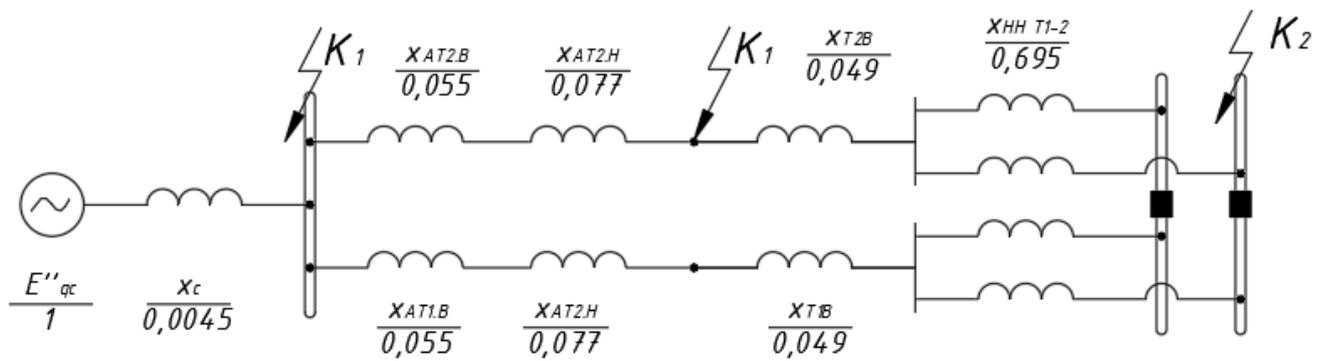


Рисунок 8 – Схема замещения

### 3.3.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения

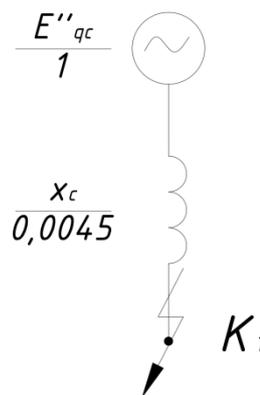


Рисунок 9 – КЗ на ВН

Зададимся базисными величинами на основной ступени:

$$U_{б.К1} = 500 \text{ кВ}$$

$$I_{б.К1} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{б.К1}} \quad (35)$$

$$I_{б.К1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 10^3} = 115,5 \text{ А}$$

Определяем действующие значения периодической составляющей токов КЗ ветвей для начального момента времени:

$$I_{ПК1|0|} = \frac{E''_{qc}}{X_c} \cdot I_{б.К1} \quad (36)$$

Изм..	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
-------	-----	----------	--------	-----

$$I_{ПК1|0|} = \frac{1}{0,0045} \cdot 115,470 = 25,7 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$i_{yК1} = k_{yК1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПК1|0|} \quad (37)$$

где  $k_{yК1} = 1,85$  – ударный коэффициент.

$$i_{yК1} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 25,7 = 67,2 \text{ кА}$$

### 3.3.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения (6,3 кВ)

Так как секционные выключатели на шинах 6...10 кВ понизительных подстанций принят нормально отключенным для ограничения токов короткого замыкания и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов. Трансформаторы работают отдельно. Согласно данному условию преобразуем схему (рисунок 10):

$$X_{Экв'} = X_c + X_{AT2.B} + X_{AT2.H} + \frac{X_{T1.B} \cdot X_{T1.H}}{X_{T1.B} + X_{T1.H}} \quad (38)$$

$$x_{Экв} = 0,0045 + 0,055 + 0,077 + 0,049 + 0,695 = 0,881$$

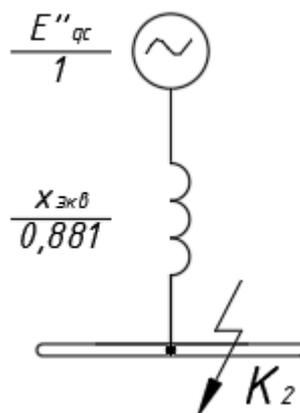


Рисунок 10 – КЗ на стороне НН

Зададимся базисными величинами на основной ступени:

$$U_{б.К1} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$I_{6.K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6.K2}} \quad (39)$$

$$I_{6.K2} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 9,2 \text{ кА}$$

Определяем действующие значения периодической составляющей токов КЗ ветвей для начального момента времени:

$$I_{ПКЗ|0|} = \frac{E''_{qc}}{X_{ЭКВ}} \cdot I_{6.K2} \quad (40)$$

$$I_{ПК2|0|} = \frac{1}{0,881} \cdot 9,2 = 10,4 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$i_{yK2} = k_{yK2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПК2|0|} \quad (41)$$

где  $k_{yK2} = 1,82$  – ударный коэффициент.

$$i_{yK2} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,4 = 26,8 \text{ кА}$$

### 3.3.3 Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения (35 кВ)

Трансформаторы работают отдельно. Согласно данному условию преобразуем схему (рисунок 11):

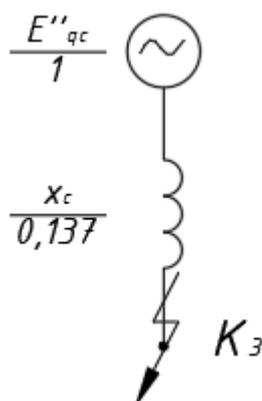


Рисунок 11 – КЗ на НН (35 кВ)

$$x_{\text{ЭКВ}} = x_c + x_{\text{АТ2.В}} + x_{\text{АТ2.Н}}$$

$$x_{\text{ЭКВ}} = 0,0045 + 0,055 + 0,077 = 0,137$$

Зададимся базисными величинами:

$$U_{\text{б.КЗ}} = 35 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{б.КЗ}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{б.КЗ}}}$$

$$I_{\text{б.КЗ}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 1649,6 \text{ А}$$

Определяем действующие значения периодической составляющей токов КЗ ветвей для начального момента времени:

$$I_{\text{ПКЗ}|0|} = \frac{E''_{\text{qc}}}{x_{\text{ЭКВ}}} \cdot I_{\text{б.КЗ}} \quad (42)$$

$$I_{\text{ПКЗ}|0|} = \frac{1}{0,137} \cdot 1,649 = 12,0 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$i_{\text{укЗ}} = k_{\text{укЗ}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПКЗ}|0|} \quad (43)$$

где  $k_{\text{укЗ}} = 1,60$  – ударный коэффициент.

$$i_{\text{укЗ}} = 1,60 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,0 = 27,2 \text{ кА}$$

3.4 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ ВН

3.4.1 Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН

Выключатели выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- по длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ ;
- по отключающей способности.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{дин}$ ,  $I_{п0} \leq I_{дин}$ .

Наметим к установке элегазовый баковый выключатель типа ВГБ-500.

Каталожные данные выключателя представлены в таблице.

Таблица 8 – Каталожные данные элегазовых выключателей типа ВГБ-500

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	525
Номинальный ток	А	3,15
Номинальный ток отключения	кА	40
Ток включения		
Наибольший пик	кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Сквозной ток короткого замыкания		
Наибольший пик	кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Собственное время отключения	с	0,028
Полное время отключения	с	0,005

Произведём проверку выключателя по расчётным условиям.

Расчётное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) определяется по формуле:

$$\tau = t_{з \min} + t_{с.в} \quad (44)$$

где  $t_{3 \min} = 0,01$  – минимальное время действия релейной защиты,  $t_{3 \min} = 0,028$  – собственное время отключения выключателя.

Подставив числовые значения, получим:

$$\tau = 0,01 + 0,028 = 0,038 \text{ с}$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном} \quad (45)$$

где  $I_{п.т}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ по расчёту п. 3.3;  $I_{откл.ном} = 40$  кА – номинальный ток отключения.

Подставив числовые значения, получим:

$$I_{п.т} = 25,7 \text{ кА} \leq I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$$

Проверка на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} \quad (46)$$

где  $i_{а.т}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ, кА;  $i_{а.ном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе, кА.

Аperiodическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.т} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (47)$$

где  $T_a = 0,06$  с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 25,7 \cdot e^{\frac{-0,038}{0,06}} = 19,2 \text{ кА}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе определится по формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_n}{100} \quad (48)$$

где  $\beta_n = 41$  % – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{41}{100} = 23,2 \text{ кА}$$

$$i_{a.т} = 19,2 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 23,2 \text{ кА}$$

Проверка включающей способности:

$$I_{ПК1|0|} \leq I_{вкл} \quad (49)$$

$$i_{удК1} \leq i_{вкл} \quad (50)$$

$$i_{вкл} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{вкл} \quad (51)$$

где  $I_{ПК1|0|}$  – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $I_{вкл} = 40000 \text{ А}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения, кА;  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

$$I_{ПК1|0|} = 25,7 \text{ кА} \leq I_{вкл} = 40 \text{ кА}$$

$$i_{вкл} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 40 = 101,8 \text{ кА}$$

$$i_{удК1} = 67,2 \text{ кА} \leq i_{вкл} = 101,8 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя:

$$I_{ПК1|0|} \leq I_{дин} \quad (52)$$

$$i_{удК1} \leq i_{дин} \quad (53)$$

где  $i_{уд} = 67,134 \text{ кА}$  – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $I_{дин}$ ,  $i_{дин}$  – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

$$I_{ПК1|0|} = 25,7 \text{ А} \leq I_{дин} = 40 \text{ кА}$$

$$i_{удК1} = 67,2 \text{ А} \leq i_{дин} = 102 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость выключателя:

$$W_{к}^{расч} = I_{ПК1|0|}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (54)$$

$$W_{к}^{расч} = 25,7^2 \cdot (0,038 + 0,06) = 64,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.в} \quad (55)$$

$$W_{к} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{к}^{расч} \leq W_{к}$$

$$B_k^{\text{расч}} = 64,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 9 – Расчётные и каталожные данные выключателей типа ВГБ-500

Параметры	Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
		ВГБ-500	
$U_{\text{уст}}$ , кВ	500	500	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}}$ , кА	0,097	3,15	$I_{\text{вв.ном.реж}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}}$ , кА	0,194		$I_{\text{вв.max.реж}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пт}}$ , кА	25,7	40	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
$i_{\text{ат}}$ , кА	19,2	19,2	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п0}}$ , кА	25,7	40	$I_{\text{ПК1 0 }} \leq I_{\text{вкл}}$
		40	$I_{\text{ПК1 0 }} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{уд}}$ , кА	67,2	101,8	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
		102	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_k$ , кА <sup>2</sup> с	64,6	4800	$B_k^{\text{расч}} \leq B_k$

Намечаем к установке разъединитель РПД–500/3150 УХЛ1.

Каталожные данные разъединителей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные данные разъединителей типа РПД–500/3150 УХЛ1

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	525
Номинальный ток	А	3150
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости)	кА	160
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости)	кА	63
Время протекания тока термической стойкости	с	2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат
------	------	----------	--------	-----

П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ

Лист

40

Произведём проверку разъединителя по расчётным условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость разъединителя:

$$I_{ПК1|0|} \leq I_{дин} \quad (56)$$

$$i_{удК1} \leq i_{дин} \quad (57)$$

где  $I_{ПК1|0|} = 25,66$  кА – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи разъединителя;  $i_{удК1} = 67,134$  кА – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $I_{дин}$ ,  $i_{дин}$  – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

$$I_{ПК1|0|} = 25,66 \text{ кА} \leq I_{дин} = 63 \text{ кА}$$

$$i_{удК1} = 67,134 \text{ кА} \leq i_{дин} = 160 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$W_k^{расч} = I_{ПК1|0|}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (58)$$

$$W_k^{расч} = 25,66^2 \cdot (0,038 + 0,06) = 64,526 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.р} \quad (59)$$

$$W_k = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k^{расч} \leq W_k$$

$$W_k^{расч} = 64,526 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq W_k = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (60)$$

Выбранный разъединитель типа РПД–500/3150 удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Таблица 11 – Каталожные и расчетные данные разъединителей типа РПД–500/3150

Параметры	Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
		РПД-500/3150	
$U_{уст}$ , кВ	500	500	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}$ , кА	97	3,15	$I_{вв.ном.реж} \leq I_{ном}$
$I_{мах}$ , кА	194		$I_{вв.мах.реж} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$ , кА	25,7	-	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
$i_{ат}$ , кА	19,2	-	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$

I <sub>п0</sub> , кА	25,7	-	$I_{ПК1 0 } \leq I_{вкл}$
		63	$I_{ПК1 0 } \leq I_{дин}$
i <sub>уд</sub> , кА	67,2	-	$i_{удк1} \leq i_{вкл}$
		160	$i_{удк1} \leq i_{дин}$
B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> с	64,6	7938	$B_{к}^{расч} \leq B_{к}$

### 3.4.2 Выбор средств измерения и контроля для РУ ВН

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В схему проектируемой подстанции на стороне ВН необходимо установить следующие приборы:

— в цепь шин 500 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях;

— в цепь питающих линий 500 кВ: амперметр в каждой фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, осциллограф, фиксирующий прибор для определения места КЗ, датчики активной и реактивной мощности

— в цепь автотрансформатора: ВН – амперметр; СН - амперметр, ваттметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии; НН - амперметр, ваттметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии.

На рисунке 12 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ ВН.

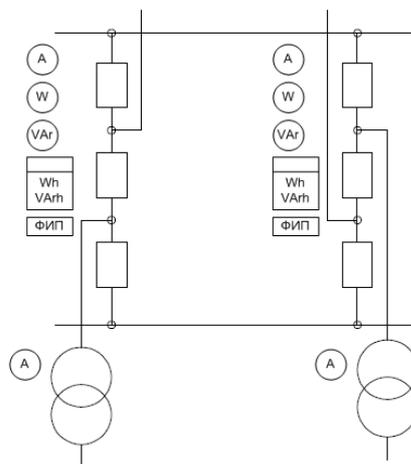


Рисунок 12 – Расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ ВН

### 3.4.3 Выбор трансформаторов тока для РУ ВН

Трансформаторы тока (ТТ) предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току  $I_{ном} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ; причём, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

Поскольку в выключателях типа ВГБ-500 есть встроенные трансформаторы тока типа ТВ-500, установка отдельных дополнительных трансформаторов тока необходимо на: стороне ВН автотрансформатора и в цепи питающих линий (вводных).

В цепи питающих линий и ВН автотрансформатора установим ТТ типа ТОПГ-500.

Каталожные данные выбранных ТТ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Каталожные данные ТТ типа ТВ-500

Наименование	Размерность	Величина
--------------	-------------	----------

Номинальное напряжение	кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	525
Номинальный первичный ток для ТТ: – в цепи выключателей	А	1000
Номинальный вторичный ток	А	5
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	10
Ток термической стойкости	кА	60
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	60
Ток электродинамической стойкости	кА	160

Произведём проверку ТТ в цепи выключателей по расчётным условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость ТВ-500:

$$I_{\text{вв.норм.реж}} \leq I_{\text{ном}} \quad (61)$$

$$I_{\text{вв.мах.реж}} \leq I_{\text{ном}} \quad (62)$$

где  $I_{\text{вв.норм.реж}}$  – наибольший ток нормального режима, А;  $I_{\text{вв.мах.реж}}$  – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима, А;  $I_{\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$I_{\text{вв.норм.реж}} = 100 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

$$I_{\text{вв.мах.реж}} = 200 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

Проверка на электродинамическую стойкость ТВ-500:

$$i_{\text{удк1}} \leq i_{\text{дин}} \quad (63)$$

где  $i_{\text{удк1}} = 67,134 \text{ кА}$  – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости.

$$i_{\text{удк1}} = 67,2 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{ПК1|0|}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (64)$$

$$W_k^{\text{расч}} = 25,7^2 \cdot (0,038 + 0,06) = 64,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.р}} \quad (65)$$

$$W_k = 60^2 \cdot 3 = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k^{\text{расч}} \leq W_k$$

$$W_k^{\text{расч}} = 64,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq W_k = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Данный тип ТТ ТВ-500 для цепи выключателей удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Произведём проверку ТОПГ-500 на ВН стороне трансформатора АДЦТН-250000/500/110 по расчётным условиям.

Таблица 13 – Каталожные данные ТТ типа ТОПГ-500

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	525
Номинальный первичный ток для ТТ: – в цепи питающих линий – на стороне ВН трансформатора	А	200 200
Номинальный вторичный ток	А	5
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	30
Ток термической стойкости	кА	60
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	60
Ток электродинамической стойкости	кА	160

Проверка на электродинамическую стойкость ТОПГ-500:

$$I_{\text{норм.вн.ат}} = 26,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$$

$$I_{\text{max.вн.ат}} = 53 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$$

Проверка на электродинамическую стойкость ТОПГ-500:

$$i_{удк1} = 67,2 \text{ кА} \leq i_{дин} = 160 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость ТОГП-500:

$$V_k^{расч} = 25,7^2 \cdot (0,038 + 0,06) = 64,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$V_k = 60^2 \cdot 3 = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$V_k^{расч} = 64,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq V_k = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный ТТ типа ТОГП-500 на стороне ВН автотрансформатора удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

### 3.4.4 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи питающих

Размещение приборов в цепи питающих линий.

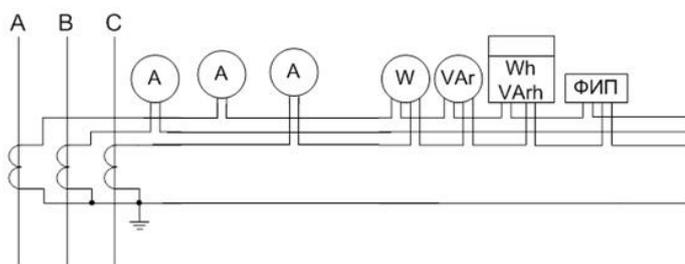


Рисунок 13 – Размещение приборов в цепи питающих линий

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи питающих и транзитных линий

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	0,5	–	0,5
Итого			4	0,5	4

По таблице 14 видим, что наиболее загружены ТТ фаз А и С.

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (66)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;  $I_2 = 5$  А – номинальный вторичный ток.

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (67)$$

где  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  $r_{\text{к}} = 0,1$  – переходное сопротивление контактов, Ом;  $Z_{2\text{ном}} = 3$  – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5.

Из формулы (57) найдём сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} \leq 3 - 0,16 - 0,1 = 2,74$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (68)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода;  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Для цепи РУ 500 кВ и при включении ТТ в звезду (рис. 8), расчётная длина соединительных проводов  $l_{\text{расч}} = 120$  м (для подстанций на 20% меньше).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 120}{2,74} = 1,23 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности выбираем контрольный АКРВГ кабель с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		47

### 3.4.5 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне ВН силового трансформатора

На стороне ВН автотрансформатора устанавливается только амперметр приборы.

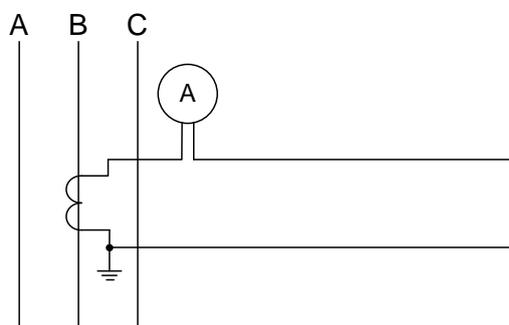


Рисунок 14 – Размещение приборов на ВН автотрансформатора

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи ВН автотрансформатора

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	–	0,5	–
Итого			–	0,5	–

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (69)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;  $I_2 = 5 \text{ А}$  – номинальный вторичный ток.

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (70)$$

где  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  $r_{\text{к}} = 0,05$  – переходное сопротивление контактов, Ом;  $Z_{2\text{ном}} = 3$  – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5.

$$r_{\text{пр}} \leq 3 - 0,02 - 0,05 = 2,93$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (71)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода;  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Расчётная длина соединительных проводов  $l_{\text{расч}} = 240$  м.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 240}{2,93} = 2,31 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

#### 3.4.6 Выбор трансформаторов напряжения для РУ ВН

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин. Выбираются трансформаторы напряжения аналогично трансформатору тока:

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке  $S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$ ,

где  $S_{2ном}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;  $S_{2Σ}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Каталожные данные ТТ представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Каталожные данные трансформаторов напряжения РУ ВН типа НОГ 123-II-II

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки: – первичной – вторичной основной №1 – вторичной дополнительной №2 – вторичной основной №3	кВ	500√3 0,1√3 0,1 0,1√3
Наибольшее рабочее первичное напряжение	кВ	525
Количество вторичных обмоток – основная – дополнительная	–	2 1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	В·А	200
Предельная мощность вне класса точности	В·А	1200

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке (рис. 7). Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ ВН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-

Счётчик активной и реактивной энергии	EA05	2	2	0,38	0,925	3	5	11
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	1	1	0	6	3	-
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	3	30	-
Итого							62	11

Для упрощения расчётов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{приб}})^2 + (\Sigma Q_{\text{приб}})^2} \quad (72)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А;  $\Sigma P_{\text{приб}}$  – общая потребляемая приборами активная мощность, Вт;  $\Sigma Q_{\text{приб}}$  – общая потребляемая приборами реактивная мощность, В·Ар.

Подставив числовые значения в формулу (66), получим:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(62)^2 + (11)^2} = 63 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Сравнивая полученное значение с каталожным (табл. 12), видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 значительно превышает мощность нагрузки.

$$S_{2\Sigma} = 63 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{2\text{ном}} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

### 3.4.7 Выбор токоведущих частей РУ ВН

Сборные шины РУ всех напряжений выбору по экономической плотности тока не подлежат, поэтому произведём выбор сечения по допустимому току.

Максимальный длительный ток послеаварийного режима  $I_{вв.мах.реж} = 194 \text{ А}$  (рассчитан в п. 2.4).

Выбирается сталеалюминевый провод типа  $2 \times \text{АС}700/86$ . Сравним допустимый длительный ток и ток послеаварийного режима:

$$I_{вв.мах.реж} \leq I_{доп} \quad (73)$$

$$I_{вв.мах.реж} = 200 \text{ А} \leq I_{доп} = 1180 \text{ А}$$

Проверка на термическое воздействие тока КЗ не производится, поскольку сборные шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

По условия короны и длительно допустимого тока выбираем  $2 \times \text{АС}700/86$ .

Для токоведущих частей от выводов трансформатора связи до сборных шин и для ошиновки линий выберем тот же сталеалюминевый провод типа  $2 \times \text{АС}700/86$ .

### 3.5 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ НН

Сторону РУ НН выполним в виде комплектного распределительного устройства (КРУ). Ячейки КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Помимо этого, применение КРУ значительно уменьшает трудозатраты и длительность сооружения РУ, а также сокращает и упрощает проектные работы.

#### 3.5.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства

Выберем к установке комплектное распределительное устройство серии ZETO. Каталожные данные КРУ ZETO-6 представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Каталожные данные ячейки КРУ серии ZETO

Наименование	Размерность	Величина
--------------	-------------	----------

Номинальное напряжение КРУ	кВ	6
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	7,2
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КРУ	А	3150
Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3 с	кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячейки КРУ	кА	81
Ток холостого хода, отключаемый разъединяющими контактами выдвижных элементов	А	0,4

Выбранные ячейки КРУ должны удовлетворять следующему условию:

$$I_{н.мах} \leq I_{ном} \quad (74)$$

$$I_{н.мах} = 672 \text{ А} \leq I_{доп} = 3150 \text{ А}$$

где  $I_{н.мах}$  – наибольший ток послеаварийного режима на стороне НН трансформатора по расчёту;  $I_{н.мах}$  – номинальный ток главных цепей ячеек и сборных шин КРУ.

### 3.5.2 Выбор выключателей и разъединителей РУ НН (6,3 кВ)

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Завод-изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем, поэтому выбор и проверку разъединителей проводить не будем.

Таблица 19 – Каталожные данные выключателей типа ВВУ-6/3150

Наименование	Размерность	ВВУ-6/3150
Номинальное напряжение	кВ	6
Наибольшее рабочее напряжения	кВ	7,2
Номинальный ток	А	3150
Номинальный ток отключения	кА	40

Ток включения		
Наибольший пик	кА	128
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Сквозной ток короткого замыкания		
Наибольший пик	кА	128
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Собственное время отключения, не более	с	0,035
Полное время отключения	с	0,07

Произведём проверку выключателя по расчётным условиям.

Расчётное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) определяется по формуле:

$$\tau = t_{з \min} + t_{с.в} \quad (75)$$

где  $t_{з \min} = 0,01$  – минимальное время действия релейной защиты,  $t_{з \min} = 0,035$  – собственное время отключения выключателя.

Подставив числовые значения, получим:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном} \quad (76)$$

где  $I_{п.т}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ по расчёту п. 3.3;  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения.

Подставив числовые значения, получим:

$$I_{п.т} = 11,9 \text{ кА} \leq I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}} \quad (77)$$

где  $i_{a.\tau}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ, кА;  $i_{a.\text{НОМ}}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе, кА.

Аperiodическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (78)$$

где  $T_a = 0,06$  с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,9 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,06}} = 7,9 \text{ кА}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе определится по формуле:

$$i_{a.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.НОМ}} \cdot \frac{\beta_n}{100}, \quad (79)$$

где  $\beta_n = 50$  % – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,6 \text{ кА}$$

$$i_{a.\tau} = 7,9 \text{ кА} \leq i_{a.\text{НОМ}} = 22,6 \text{ кА}$$

Проверка включающей способности:

$$I_{\text{ПК2}|0|} \leq I_{\text{вкл}} \quad (80)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}} \quad (81)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{вкл}} \quad (82)$$

где  $I_{\text{ПК2}|0|}$  – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $I_{\text{вкл}} = 31,5$  кА – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения, кА;  $k_{\text{уд}} = 1,8$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

$$I_{\text{ПК2}|0|} = 11,9 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 40 = 101,8 \text{ кА}$$

$$i_{\text{удк2}} = 55,9 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл}} = 80,2 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя:

$$I_{\text{ПК2}|0|} \leq I_{\text{дин}} \quad (83)$$

$$i_{\text{удк2}} \leq i_{\text{дин}} \quad (84)$$

где  $i_{\text{уд}} = 67,134 \text{ кА}$  – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $I_{\text{дин}}$ ,  $i_{\text{дин}}$  – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

$$I_{\text{ПК2}|0|} = 25,7 \text{ А} \leq I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$$

$$i_{\text{удк2}} = 35,0 \text{ А} \leq i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость выключателя:

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{ПК2}|0|}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (85)$$

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = 11,9^2 \cdot (0,045 + 0,06) = 14,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.в}} \quad (86)$$

$$W_{\text{к}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} \leq W_{\text{к}}$$

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = 14,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq W_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (87)$$

Выбранный выключатель типа ВВУ-6/3150 удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Таблица 20 – Расчётные и каталожные данные выключателей типа ВВУ-6/3150.

Параметры	Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
		ВРС-6/3150	
$U_{\text{уст}}$ , кВ	6,3	6,3	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}}$ , кА	0,3513	3,15	$I_{\text{вв.норм.реж}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мах}}$ , кА	0,7026		$I_{\text{вв.мах.реж}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пт}}$ , кА	11,9	40	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
$i_{\text{ат}}$ , кА	19,9	22,6	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$

I <sub>п0</sub> , кА	11,9	40	$I_{ПК2 0 } \leq I_{ВКЛ}$
		40	$I_{ПК2 0 } \leq I_{ДИН}$
i <sub>уд</sub> , кА	35,0	101,8	$i_{удК2} \leq i_{ВКЛ}$
		128	$i_{удК2} \leq i_{ДИН}$
B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> с	14,8	4800	$B_{к}^{расч} \leq B_{к}$

### 3.5.3 Выбор выключателей и разъединителей на РУ НН (35 кВ)

Выключатели выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;
- по отключающей способности.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{дин}$ ,  $I_{п0} \leq I_{дин}$ .

Наметим к установке элегазовый баковый выключатель типа ВГБ-35.

Каталожные данные выключателя представлены в таблице.

Таблица 21 – Каталожные данные элегазовых выключателей типа ВГБ-35

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	40,5
Номинальный ток	А	1000
Номинальный ток отключения	кА	12,5
Сквозной ток короткого замыкания		
Наибольший пик	кА	35
Ток термической стойкости	кА	12,5

Время протекания тока термической стойкости	с	3
Собственное время отключения	с	0,04
Полное время отключения	с	0,06

Произведем проверку выключателя по расчетным условиям.

Расчетное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) определяется по формуле:

$$\tau = \tau_{з \min} + \tau_{с.в}$$

где  $\tau_{з \min}=0,01$  – минимальное время действия релейной защиты,  $\tau_{в}=0,04$  – собственное время отключения выключателя.

Подставим числовые значения, получим:

$$\tau=0,01+0,04=0,05 \text{ с}$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$$

где  $I_{п.т}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ по расчету п.3.3;  $I_{откл.ном}=12,5$  – номинальный ток отключения.

Подставим числовые значения, получим:

$$I_{п.т} = 12 \text{ кА} \leq I_{отк.ном} = 12,5 \text{ кА}$$

Проверка на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$$

где  $i_{а.т}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ, кА;  $i_{а.ном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе, кА.

Аperiodическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.т} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$$

где  $T_a=0,02$  с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 12 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 1,4 \text{ кА}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе определяется по формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100}$$

где  $\beta_H=32\%$  – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \frac{32}{100} = 5,7 \text{ кА}$$

$$i_{a.т} = 1,4 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 5,7 \text{ кА}$$

Проверка включающей способности:

$$I_{ПКЗ|0|} \leq I_{вкл}$$

$$i_{удКЗ} \leq i_{вкл}$$

$$i_{вкл} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{вкл}$$

где  $I_{ПКЗ|0|}$  – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания по расчету п. 3.3;  $I_{вкл}=12500 \text{ А}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения, кА;  $k_{уд}=1,6$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

$$I_{ПКЗ|0|} = 12 \text{ кА} \leq I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$$

$$i_{вкл} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,5 = 28,3 \text{ кА}$$

$$i_{удКЗ} = 27,2 \leq i_{вкл} = 28,3 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя:

$$I_{ПКЗ|0|} \leq I_{дин}$$

$$i_{удКЗ} \leq i_{дин}$$

где  $i_{уд}=27,2 \text{ кА}$  – ударный ток короткого замыкания по расчету п. 3.3;  $I_{дин}, i_{дин}$  – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

$$I_{ПКЗ|0|} = 12 \leq I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$$

$$i_{удКЗ} = 27,2 \leq i_{дин} = 28,3 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость выключателя:

$$W_k^{\text{расч}} = I_{\text{ПКЗ}|0|}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$$

$$W_k^{\text{расч}} = 12^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.в}}$$

$$W_k = 12,5^2 \cdot 3 = 468,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k^{\text{расч}} \leq W_k$$

$$W_k^{\text{расч}} = 10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq W_k = 468,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 22 – Расчетные и каталожные данные выключателей типа ВГБ-35

Параметры	Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
		ВГБ-35	
U <sub>уст</sub> , кВ	35	35	U <sub>ус</sub> ≤ U <sub>ном</sub>
I <sub>ном</sub> , кА	363	1000	I <sub>вв.ном.реж</sub> ≤ I <sub>ном</sub>
I <sub>мах</sub> , кА	726		I <sub>вв.мах.реж</sub> ≤ I <sub>ном</sub>
I <sub>пт</sub> , кА	12	12,5	I <sub>пт</sub> ≤ I <sub>отк.ном</sub>
I <sub>ат</sub> , кА	1,4	1,4	i <sub>а.т</sub> ≤ i <sub>а.ном</sub>
I <sub>п0</sub> , кА	12	12,5	I <sub>пк3 0 </sub> ≤ I <sub>вкл</sub>
		12,5	I <sub>пк3 0 </sub> ≤ I <sub>дин</sub>
I <sub>уд</sub> , кА	27,2	28,3	i <sub>уд</sub> ≤ i <sub>вкл</sub>
		28,3	i <sub>уд</sub> ≤ i <sub>дин</sub>
W <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	10,1	468,6	W <sub>к</sub> <sup>расч</sup> ≤ W <sub>к</sub>

Намечаем к установке разъединитель РДЗ-35

Каталожные данные разъединителей представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные данные разъединителей типа РДЗ-35/1000 УХЛ1

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	35

Наибольшее рабочее напряжение	кВ	40,5
Номинальный ток	А	1000
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости)	кА	40
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости)	кА	16
Время протекания тока термической стойкости	с	3

Произведем проверку разъединителей по расчетным условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость разъединителя:

$$I_{ПКЗ|0|} \leq I_{дин}$$

$$i_{удКЗ} \leq i_{дин}$$

где  $I_{ПКЗ|0|}=12,0$  кА – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи разъединителя;  $i_{удКЗ}=27,2$  кА – ударный ток короткого замыкания по расчету п. 3.3;  $I_{дин}$ ,  $i_{дин}$  – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

$$I_{ПКЗ|0|} = 12,0 \text{ кА} \leq I_{дин} = 16 \text{ кА}$$

$$i_{удКЗ} = 27,2 \text{ кА} \leq i_{дин} = 40 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкости разъединителя:

$$W_{к}^{расч} = I_{ПК1|0|}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

$$W_{к}^{расч} = 12,0^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.р}$$

$$W_{к} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{к}^{расч} \leq W_{к}$$

$$W_{к}^{расч} = 10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq W_{к} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

#### 3.5.4 Выбор средств измерения и контроля на НН

В схему проектируемой подстанции на стороне НН необходимо установить следующие приборы:

					П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ	Лист
Изм..	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		61

- в цепь двухобмоточного трансформатора на стороне НН: амперметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии;
- в цепь сборных шин 6,3 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения линейных напряжений;
- в цепь секционного выключателя РУ НН: амперметр;
- в цепь потребительских линий 6,3 кВ: амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

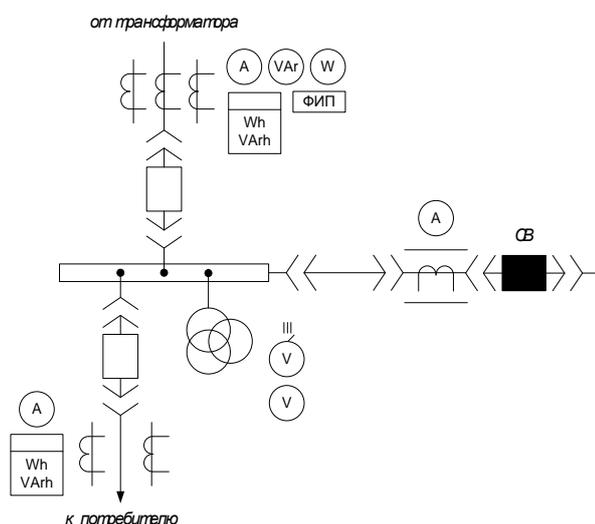


Рисунок 15 – Расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН

### 3.5.5 Выбор трансформаторов тока на НН

Условия выбора изложены в пункте 4.1

Каталожные данные выбранных ТТ представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Каталожные данные ТТ типа ТЛШ-Э-7,2

Наименование	Размерность	Величина
		ТЛШ-Э-7,2
Номинальное напряжение	кВ	6,3
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	7,2
Номинальный первичный ток	А	1000

Номинальный вторичный ток	А	5
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	3
Ток термической стойкости	кА	20
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	20
Ток электродинамической стойкости	кА	128

Произведём проверку ТТ на НН в линейных ячейках по расчётным условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость ТЛШ-Э-7,2:

$$I_H \leq I_{НОМ} \quad (88)$$

$$I_{H.max} \leq I_{НОМ} \quad (89)$$

где  $I_H$  – наибольший ток нормального режима, А;  $I_{H.max}$  – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима, А;  $I_{НОМ}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$I_H = 336 \text{ А} \leq I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$$

$$I_{H.max} = 672 \text{ А} \leq I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$$

Проверка на электродинамическую стойкость разъединителя ТЛШ-Э-7,2:

$$i_{удк2} \leq i_{дин} \quad (90)$$

где  $i_{удк2} = 35,0$  кА – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 3.3;  $i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости.

$$i_{удк2} = 30,6 \text{ кА} \leq i_{дин} = 40 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость ТЛШ-Э-7,2:

$$W_K^{расч} = I_{ПК2|0|}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (91)$$

$$W_K^{расч} = 11,9^2 \cdot (0,045 + 0,06) = 14,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.p} \quad (92)$$

$$W_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k^{расч} \leq B_k$$

$$B_k^{расч} = 14,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный трансформатор тока типа ТЛШ-Э-7,2 в линейных ячейках удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

### 3.5.6 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне НН силового трансформатора

На рисунке 16 покажем размещение приборов на стороне НН силового трансформатора, в таблицу 22 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

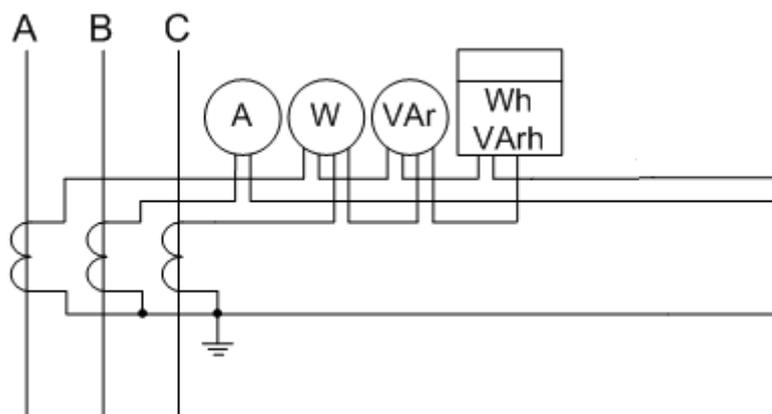


Рисунок 16 – Размещение приборов в цепи питающих линий

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
Итого			3	0,5	3

По таблице 18 видим, что наиболее загружены ТТ фаз А и С.

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (93)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;  $I_2 = 5$  А – номинальный вторичный ток.

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

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (94)$$

где  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  $r_{\text{к}} = 0,1$  – переходное сопротивление контактов, Ом;  $Z_{2\text{ном}} = 3$  – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5.

$$r_{\text{пр}} \leq 3 - 0,12 - 0,1 = 2,78$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (95)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода;  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Для цепи РУ 500 кВ и при включении ТТ в звезду (рис. 8), расчётная длина соединительных проводов  $l_{\text{расч}} = 120$  м (для подстанций на 20% меньше).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 120}{2,78} = 1,22 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности выбираем контрольный АКРВГ кабель с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 3.5.7 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ докum.	Подпис	Дат		65

секционного выключателя

На стороне ВН автотрансформатора устанавливается только амперметр приборы.

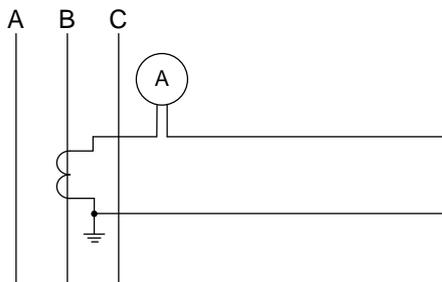


Рисунок 17 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	–	0,5	–
Итого			–	0,5	–

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (96)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;  $I_2 = 5$  А – номинальный вторичный ток.

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (97)$$

где  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  $r_{\text{к}} = 0,05$  – переходное сопротивление контактов, Ом;  $Z_{2\text{ном}} = 3$  – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5.

$$r_{\text{пр}} \leq 3 - 0,02 - 0,05 = 2,93$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (98)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода;  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Расчётная длина соединительных проводов  $l_{\text{расч}} = 240$  м.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 240}{2,93} = 2,31 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

### 3.5.8 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий

На рисунке 18 покажем размещение приборов в цепи СВ, в таблицу 27 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

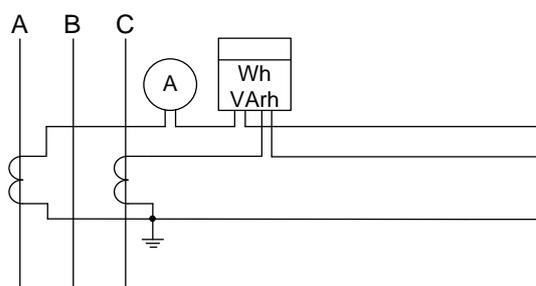


Рисунок 18 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	0,5	–

Счётчик активной и реактивной энергии	EA05	0,5	2	–	2
Итого			2,5	0,5	2

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (99)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;  $I_2 = 5$  А – номинальный вторичный ток.

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

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (100)$$

где  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  $r_{\text{к}} = 0,1$  – переходное сопротивление контактов, Ом;  $Z_{2\text{ном}} = 3$  – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5.

$$r_{\text{пр}} \leq 3 - 0,0,1 - 0,1 = 2,8$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (101)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода;  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Расчётная длина соединительных проводов  $l_{\text{расч}} = 8,31$  м.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,31}{2,8} = 2,31 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 3.5.9 Выбор трансформаторов напряжения на РУ НН

Условия выбора изложены в пункте 4.6.

Наметим к установке ТН типа ЗНОЛ.06-10. Каталожные данные ТТ представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Каталожные данные трансформаторов напряжения РУ НН типа ЗНОЛ.06-6

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки: – первичной – вторичной основной №1	кВ	$6\sqrt{3}$ $0,1\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее первичное напряжение	кВ	7,2
Количество вторичных обмоток – основная – дополнительная	–	1 1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	В·А	30
Предельная мощность вне класса точности	В·А	250

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке (рис. 7). Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 17.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ НН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	3	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2	2	0,38	0,92	3	9	22

Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	2	–
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	3	10	–
Итого							27	11

Для упрощения расчётов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{приб}})^2 + (\Sigma Q_{\text{приб}})^2} \quad (102)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А;  $\Sigma P_{\text{приб}}$  – общая потребляемая приборами активная мощность, Вт;  $\Sigma Q_{\text{приб}}$  – общая потребляемая приборами реактивная мощность, В·Ар.

Подставив числовые значения в формулу (66), получим:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(27)^2 + (22)^2} = 34,8 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Сравнивая полученное значение с каталожным (табл. 12), видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 значительно превышает мощность нагрузки.

$$S_{2\Sigma} = 34,8 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{2\text{ном}} = 250 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

### 3.5.10 Выбор токоведущих частей РУ НН

Выбор соединения силового трансформатора с КРУ-6,3 кВ.

Соединение силовых трансформаторов с КРУ выполним в виде шинного моста. Наметим к установке шины коробчатого сечения.

Принимаем шины коробчатого сечения (АД31Т1).

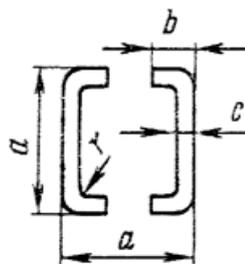


Рисунок 19 – Шины коробчатого сечения

Таблица 30 – Каталожные данные шин коробчатого сечения

Размеры, мм				Поперечное сечение одной шины, мм <sup>2</sup>	Ток на пакет шин, А
a	b	c	r		Алюминий
200	90	12	16	4040	8830

Проверка по условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max.т} \leq I_{\text{доп}} \quad (103)$$

$$I_{\max.т} = 8082,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 4640 \text{ А}$$

Выполним проверку шин на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q \quad (104)$$

где  $B_k = 19,4 \text{ кА}^2\text{с}$  – тепловой импульс тока КЗ, рассчитанный в п. 3.6.2;  $C$  – функция, значение которой для алюминиевых шин равно  $91 \text{ Ас}^{-2}/\text{мм}^2$ ,  $q = 4040 \text{ мм}^2$  – выбранное сечение.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{19,4 \cdot 10^6}}{91} = 48 \text{ мм}^2 \leq q = 4040 \text{ мм}^2$$

Выполним проверку шин на механическую стойкость.

Частота собственных колебаний для алюминиевых жестких шин:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (105)$$

где  $l$  – длина пролёта между изоляторами, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (106)$$

$$J = \frac{0,9 \cdot 20^3}{12} = 600 \text{ см}^4$$

Определим пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний шин будет больше 200 Гц:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{600}{20}} \leq 5 \text{ м}$$

Шины расположены плашмя, пролёт 2 м, расстояние между фазами  $a = 0,8$ .

Шины механически устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{\text{рас}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot i_{\text{удК2}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (107)$$

где  $\sigma_{\text{расч}}$  – напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа;

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (108)$$

$$J = \frac{0,9 \cdot 20^2}{6} = 60 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{рас}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot 35000^2 \cdot \frac{2^2}{0,8 \cdot 60} = 1,8 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 136 \text{ МПа}$$

Выбранные шины удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

### 3.5.11 Выбор изоляторов

Наметим к установке опорные изоляторы наружной установки типа ОНШ 10-6, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ ( $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ) и разрушающую силу при изгибе  $F_{\text{раз}} = 6,0$  кН.

Выполним проверку по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{раз}} \quad (109)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кН}$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{удК2}}^2}{a} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \leq F_{\text{доп}} \quad (110)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{35000^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 530,4 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 3,6 \text{ кН}$$

В качестве проходных изоляторов выберем изоляторы типа ИП-10/10000-42,5 УХЛ1, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ ( $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ), номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$  и разрушающую силу при изгибе  $F_{\text{раз}} = 42,5 \text{ кН}$ .

Проверка по допустимому току:

$$I_{\text{мах.т}} \leq I_{\text{доп}} \quad (111)$$

$$I_{\text{мах.т}} = 8082,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 10000 \text{ А}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{раз}} \quad (112)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 42,5 = 25,5 \text{ кН}$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{\text{удК2}}^2}{a} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \leq F_{\text{доп}} \quad (113)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{30600^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 202,7 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 25,5 \text{ кН}$$

## 4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 4.1 Определение потребителей собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (С.Н.) зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Это могут быть оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений и т.д.

Определим основные нагрузки собственных нужд проектируемой подстанции и составим таблицу 31.

Таблица 31 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Потребитель	Установленная мощность			cosφ	sinφ	Нагрузка	
	Мощность на единицу, кВт	Количество	Всего, кВт			P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВАр
Охлаждение: АТДЦГН-250000/500/110 ТРДНС-32000/35	44,4 4	2 2	88,8 8	0,85	0,62	88,8 8	72,8 6,56
Подогрев выключателей ВГУ-500	0,8	18	14,4	1	0	14,4	0
Подогрев приводов РПВ-1-500/3150 УХЛ1	0,6	48	28,8	1	0	28,8	0
Отопление и освещение ОПУ	80	–	0	1	0	80	0
Подогрев ячеек КРУ	1,0	18	18	1	0	18	0
Освещение, вентиляция КРУ	7,0	–	7,0	1	0	5,0	0
Освещение ОРУ 500 кВ	5,0	–	5,0	1	0	5,0	0
Итого						248	79,36

Расчётная нагрузка собственных нужд определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} \quad (114)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять  $k_c = 0,8$ .

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{248^2 + 79,36^2} = 260,4 \text{ кВА}$$

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

#### 4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

По условиям надёжности электроснабжения потребителей собственных нужд установим два понижающих трансформатора СН. Мощность одного трансформатора СН определяется по формуле:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_n} \quad (115)$$

где  $k_n$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_T \geq \frac{260,4}{1,4} = 186 \text{ кВА} \quad (116)$$

Примем к установке силовые трансформаторы типа ТМ 250/10-04. Каталожные данные представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Каталожные данные трансформаторов типа ТМ–250/10-0

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{\text{ТСН.НОМ}}$	Номинальная мощность	кВ·А	250
$U_{\text{ТСН.ВН}}$	Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	10
$U_{\text{ТСН.НН}}$	Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	0,4
$u_k$	Напряжение короткого замыкания	%	4,5

–	Схема и группа соединения обмоток	–	Y/Y <sub>H-0</sub>
$\Delta P_k$	Потери короткого замыкания	кВт	3,7
$\Delta P_0$	Потери холостого хода	кВт	0,74
$I_0$	Ток холостого хода	%	2,3

#### 4.3 Выбор схемы питания собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае к шинам 10,5 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения С.Н.; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цели и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

Схема питания собственных нужд проектируемой подстанции представлена на рисунке 20.

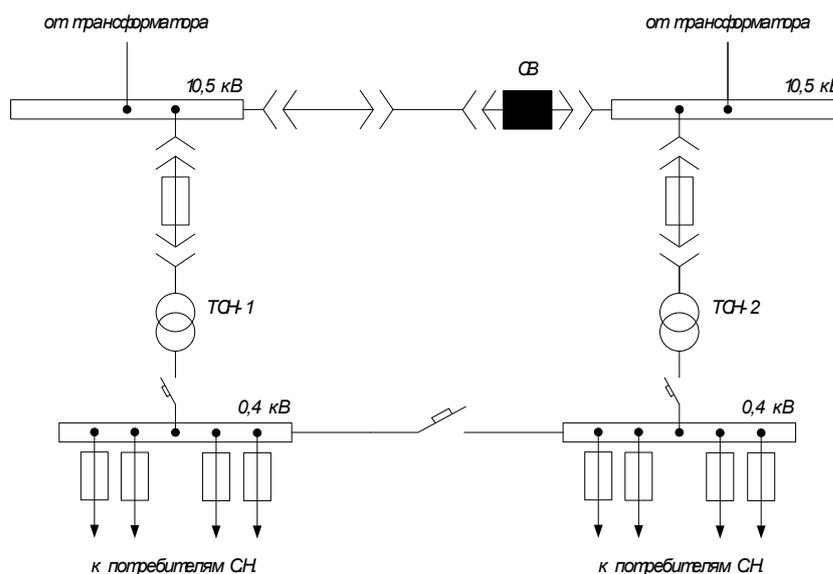


Рисунок 20 – Схема питания собственных нужд

Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат
-------	-----	----------	--------	-----

## 5 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 5.1 Расчет аккумуляторной батареи

На ПС 330 кВ и выше устанавливаются две АБ и четыре ЗПА.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш.маx}}{U_{пз}} \quad (117)$$

где  $n_0$  – число основных элементов в батарее;  $U_{ш.маx} = 230$  В – максимальное напряжение на шинах батареи;  $U_{пз} = 2,23$  В – напряжение на элементе в режиме подзаряда для аккумуляторов типа VARTA.

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ э}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_{пз.маx} = 2,35$  В к шинам присоединяется

$$n_{min} = \frac{U_{ш.маx}}{U_{пз.маx}} \quad (118)$$

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

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_{пз.мин} = 1,75$  В, а на шинах не ниже номинального  $U_{ш.мин} = 220$  к шинам подключается общее число элементов

$$n = \frac{U_{ш.маx}}{U_{пз.маx}} \quad (119)$$

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

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется

$$n_{зп} = n - n_{min} \quad (120)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
						77
Изм..	Лис	№ докum.	Подпис	Дат		

$$n_{зп} = 125 - 98 = 27 \text{ элементов}$$

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

Для проектируемой подстанции 500 кВ примем следующие значения: постоянно включенные нагрузки – 25 А; временная нагрузка – 65 А.

Для аккумуляторов типа VARTA типовой номер определяют по допустимом току разряда при получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05I_{ав} \quad (121)$$

где  $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$  – нагрузка установившегося получасового аварийного разряда, А.

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot (25 + 65) = 94,5 \text{ А}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc выбираем тип аккумуляторной батареи – Vb 2305. Характеристика элементов выбранного типа батареи представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристика элементов VARTA bloc 2305

Режим разряда, ч	1,0	0,5	30''...0''
Разрядный ток, А	145,0	222,5	650,0

Произведём проверку выбранной аккумуляторной батареи по наибольшему толчковому току:

$$I_{раз(30'')} \geq I_{т.мах} \quad (122)$$

где  $I_{раз(30'')} = 650 \text{ А}$  – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}$  – максимальный толчковый ток, А;  $I_{пр} = 4,6 \text{ А}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, А.

$$I_{раз(30'')} = 650 \text{ А} \geq I_{т.мах} = 94,6$$

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

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} \quad (123)$$

где  $k = 5$  – количество пластин в аккумуляторе типа Vb 2305; определим величину остаточного напряжения на шинах батареи

$$U_{ост} = U_p \cdot n \quad (124)$$

где  $U_p$  – напряжение на аккумуляторе с пластинами емкостью 50 А·ч при токе разряда в расчёте на одну пластину  $I_{p(k=1)}$ , В.

Подставив числовые значения в формулы:

$$I_{p(k=1)} = \frac{94,6}{5} = 18,9 \text{ А}$$

$$U_{ост} = 1,7 \cdot 125 = 212,5$$

Тогда отклонение напряжения составит

$$\frac{U_{ш}}{U_{НОМ}} = \frac{U_{НОМ} - U_p \cdot n}{U_{НОМ}} \quad (125)$$

где  $U_{НОМ} = 220 \text{ В}$  – номинальное напряжение на шинах батареи.

$$\frac{U_{ш}}{U_{НОМ}} = \frac{220 - 212,5}{220} = 3,4\%$$

## 5.2 Определение мощности зарядно-подзарядного устройства

Ток подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta с пластинами ёмкостью 50 А·ч определяется по формуле:

$$I_{пз} = 1,05 \cdot k + I_{п} \quad (126)$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 \quad (127)$$

Мощность подзарядного устройства:

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
						79
Изм..	Лис	№ докum.	Подпис	Дат		

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз} \quad (128)$$

Подставив числовые значения в формулы

$$I_{пз} = 1,05 \cdot 5 + 25 = 30,25 \text{ А}$$

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 103 = 229,9 \text{ В}$$

$$P_{пз} = 30,25 \cdot 229,9 = 6954,5 \text{ Вт}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{п} \quad (129)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (130)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 \quad (131)$$

Подставив числовые значения в формулы

$$I_{пз} = 5 \cdot 5 + 25 = 50 \text{ А}$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 125 = 343,8 \text{ В}$$

$$P_{пз} = 50 \cdot 343,8 = 17,2 \text{ кВт}$$

Выбираем зарядно-подзарядное устройство типа ВАЗП 380/260-40/80 на номинальный выходной ток 40...80 А.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		80

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Выбор видов РЗА энергообъектов 500 кВ

#### 6.1.1 Автотрансформатор АДЦТН-250000/500/110

Согласно ПУЭ [12] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более необходимо предусмотреть защиты от следующих видов повреждений и нормальных режимов работы:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах;
- однофазные КЗ в обмотке и на выводах ВН;
- витковые замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- ОЗЗ на стороне НН.

В соответствии с ПУЭ [12] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита.

На автотрансформаторах АДЦТН-250000/500/110 с регулированием напряжения под нагрузкой приняты следующие основные защиты:

- дифференциальная продольная токовая защита на реле ДЗТ-11;
- газовая защита активного бака автотрансформатора;
- газовая защита контактора РПН;
- контроль изоляции вводов 500 кВ;
- дифференциальная защита ошиновки 500 кВ;
- дифференциальная защита ошиновки 110 кВ;
- токовая отсечка на стороне 35 кВ.

Резервные защиты автотрансформаторов АДЦТН-250000:

- дистанционная защита 110 кВ первая и вторая ступени;
- дистанционная защита 500 кВ первая и вторая ступени;

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		81

- направленная трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности 500 кВ;
- направленная трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности 110 кВ;
- защита от неполнофазного режима 110 кВ;
- защита от неполнофазного режима 500 кВ;
- защита регулировочной обмотки;
- отключение автотрансформатора от устройств пожаротушения.

#### 6.1.2 Защита линий 500 кВ

Для линий в сетях 500 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных и однофазных коротких замыканий [12].

Для линий 500 кВ в качестве основной должна быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка [12].

На воздушных линиях 500 кВ устанавливаем следующие виды защит:

- высокочастотная защита типа ДФЗ-503;
- токовая отсечка;
- токовая защита нулевой последовательности четырехступенчатая;
- защита от неполнофазного режима ВЛ;
- автоматика от повышения напряжения на ВЛ.

#### 6.1.3 Шины 500 кВ

В качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов несбаланса [12].

На секции шин 500 кВ устанавливаем следующие виды РЗА:

- дифференциальная защиты шин;
- устройство резервирования отказа выключателя.

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 5.1 Краткая характеристика проектируемого объекта

Проектируемая подстанция предназначена для получения и передачи электрической энергии потребителям на напряжениях 500/110/6,3 кВ. Основным оборудованием ПС являются два силовых автотрансформатора номинальной мощности 225 МВА и два трехобмоточных трансформатора номинальной мощности 32 МВА. На подстанции используются напряжения 500 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6,3 кВ. Значительную часть подстанции занимает открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ. Оборудование напряжением 6,3 кВ расположено в закрытом распределительном устройстве, содержащей ячейки КРУ.

Проектируемая подстанции располагается на удалении от города, т.е. отсутствует непосредственный контакт с жилой зоной, окружающая среда не загрязняется промышленными объектами и является экологически безопасным объектом по следующим причинам:

- отсутствие вредных выборов в окружающую природную среду;
- отсутствие отходов производства.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		83

## 5.2 Вредные и опасные факторы на подстанции

### 5.2.1 Шум

Шум – это совокупность звуков различной интенсивности и частоты, изменяющихся во времени. Шум подразделяют по характеру спектра на широкополостный и тональный. Шумы бывают постоянные и непостоянные. Непостоянные делятся на колеблющиеся во времени, импульсные и прерывистые.

Длительное воздействие интенсивного шума приводит к перераздражению клеток звукового анализатора и их утомлению, а затем – к стойкому снижению остроты слуха. При умственной деятельности на фоне шума происходит снижение темпа работы, ее качества и производительности. Шум нарушает функциональное состояние сердечно-сосудистой системы.

Нормирование шума производится на основании СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Нормируемыми показателями шума на рабочих являются: эквивалентный уровень звука за рабочую смену, максимальные уровни звука, измеренные с временными коррекциями и пиковый уровень звука. Максимальные уровни звука А, измеренные с временными коррекциями S и I, не должны превышать 110 дБА и 125 дБА соответственно. Пиковый уровень звука не должен превышать 137 дБС.

На районной подстанции 500/110/6,3 кВ можно применять следующие методы защиты от шума:

- устранение причины шума или существенное ослабление в процессе проектирования;
- применение звукоизоляции и звукопоглощения;
- рациональная планировка помещений;
- применение средств индивидуальной защиты;
- рационализация режима труда в условиях шума;
- профилактические мероприятия.

### 5.2.2 Электромагнитное поле промышленной частоты

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		84

Любые электротехнические устройства, питающиеся от сети частотой напряжения 50 Гц, являются источниками электромагнитных полей промышленной частоты. Линии электропередач, проходящие по подстанции, представляют собой мощные источники ЭМП ПЧ.

Рассмотрим действие электромагнитных полей промышленной частоты. Облучение человека электромагнитным полем происходит в ближней зоне, поэтому рассмотрим электрическую и магнитную составляющие поля независимо друг от друга.

Действие электрического поля проявляется в виде головной боли, вялости, расстройства сна, ухудшения памяти, повышение раздражительности, нарушение функционального состояния центральной нервной системы и изменение в составе крови.

Магнитное поле промышленной частоты вызывает функциональные изменения нервной, иммунной и сердечно-сосудистой систем, а также имеется вероятность возникновения лейкоза и злокачественных образований в организме.

Нормирование электрического поля промышленной частоты:

- оценка и нормирование электрических полей осуществляется по напряженности электрического поля в кВ/м в зависимости от времени его воздействия на работающего за смену;

- предельно допустимый уровень напряженности электрического поля на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м;

- при напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в электрических полях составляет 10 мин;

- при напряженности электрического поля, превышающей ПДУ, требуется применение средств защиты; при напряженности электрического поля, превышающей 25 кВ/м, работа без СИЗ запрещается;

- допустимое время пребывания в электрическом поле может быть реализовано одноразово или дробно в течение рабочего дня. В остальное рабочее

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		85

время необходимо находиться вне зоны влияния электрического поля или применять средства защиты.

Оценка и нормирование синусоидального магнитного поля частотой 50 Гц и производится индукции или напряженности для общего и локального воздействия в зависимости от времени пребывания сотрудника в переменном магнитном поле за смену.

Рассмотрим методы и средства защиты сотрудников от электромагнитных полей промышленной частоты. Методы и средства подразделяются на 2 группы – организационные и инженерно-технические мероприятия. К организационным мероприятиям относятся выбор рациональных режимов работы персонала, ограничение мест и продолжительности пребывания в зоне воздействия ЭМП ПЧ. Рациональное размещение оборудования и применение экранирующих средств защиты относят к инженерно-техническим мероприятиям.

### 5.2.3 Вибрация

Вибрацию разделяют на локальную (низкочастотная, средне- и высокочастотная) и общую.

Низкочастотная вибрация вызывает нарушения в нервно-мышечной системе и опорно-двигательном аппарате. Средне- и высокочастотная вибрация вызывает нервно-мышечные, костно-суставные и различные сосудистые нарушения. Общая вибрация вызывает дисфункция вестибулярного аппарата, дистрофические нарушения позвоночника и изменение углеводного обмена.

Вибрация нормируется для направления оси системы координат. Нормирование вибрации производится на основе ГОСТ 12.1.012-2015 ССБТ: Вибрационная безопасность. Общие требования.

Выделяют 2 группы методов защиты от вибрации: организационно-технические и лечебно-профилактические мероприятия. Устранения непосредственного контакте с оборудованием, являющимся источником вибрации, конструктивное усовершенствование технологического процесса и применение

средств индивидуальной и внешней виброзащиты. К лечебно-профилактическим мероприятиям относятся медосмотры, процедуры для рук, массаж и производственная гимнастика).

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
<i>Изм..</i>	<i>Лис</i>	<i>№ доквм.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		87

### 5.3 Основы электробезопасности

#### 5.3.1 Общие электротравмы

Электрический удар является общей электротравмой. Электрический удар – это возбуждение живых клеток организма, протекающим через него электрическим током, которое сопровождается непроизвольным судорожным сокращением мышц.

Различают несколько степеней тяжести:

- судорожное сокращение мышц без потери сознания;
- судорожное сокращение мышц с потерей сознания (сердце и легкие работают);
- потеря сознания и нарушение работы легких или сердца;
- потеря сознания с отсутствием дыхания и остановкой сердца (клиническая смерть).

#### 5.3.2 Местные электротравмы

Местная электротравма – это выраженное локальное нарушение целостности тканей организма, вызванное воздействием электрической дуги или электрическим током. Электрический ожог (токовой и дуговой), электрические знаки, металлизация кожи и электроофтальмия являются видами местных электротравм.

Дадим определения названным выше видам местных электротравм. Токовой ожог возникает вследствие прохождения через тело человека тока (более 1 А) в результате контакте с токоведущей частью. Дуговой ожог обусловлен воздействием на тело человека электрической дуги высокой температуры. Электрические знаки возникают при контакте с токоведущей частью. Они представляют собой небольшие пятна с углублением в центре. Проникновением в верхние слои кожи мельчайших частиц металла, расплавившегося под действием дуги, называется металлизация кожи. Электроофтальмия возникает в результате ультрафиолетового излучения от электрической дуги.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		88

### 5.3.3 Факторы, влияющие на исход электропоражения

На исход электропоражения влияют несколько факторов. К ним относят величину тока, протекающего через тело человека, продолжительность протекания тока и полярность приложенного напряжения.

В зависимости от величины тока, протекающего через тело человека, выделяют ощутимый ток, который проявляется в виде легкого покалывания в месте контакта с человеком, ток неотпускания, вызывающий непреодолимое судорожное сокращение мышц, и фибрилляционный ток, приводящей к фибрилляции сердца.

При увеличении протекания тока, через тело человека, в организме постепенно накапливаются последствия отрицательного влияния тока и увеличивается вероятность фибрилляции.

При воздействии на тело человека постоянных и выпрямленных токов, проявляется эффект приложенного напряжения.

### 5.3.4 Методы и средства обеспечения электробезопасности

Выделяют несколько методов и средств обеспечения электробезопасности. Рассмотрим каждый из них.

Конструкция электроустановки должны быть выполнена таким образом, чтобы люди не подвергались электрическому току, сильным электромагнитным полям.

Различают несколько технических способов и средств защиты:

- для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям;
- при прикосновении к нетоковедущим частям, которые теоретически могут оказаться под напряжением;
- дополнительные средства защиты от поражения электрической дугой;

- дополнительные средства защиты при прикосновении человека к элементам электроустановок, находящихся под наведенным напряжением.

К организационным мероприятиям относятся наряд-допуск, надзор во время работы и оформление перерыва в работе.

### 5.3.5 Классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током

Основными группами признаков по классификации помещений являются:

- признаки повышенной опасности (сырость, токопроводящий пол, токопроводящая пыль, возможность одновременного прикосновения к металлическим корпусам электрооборудования с одной стороны, и заземлению - с другой);

- признаки особой опасности (особая сырость  $\phi > 75\%$ , химически активная среда).

Классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током:

- помещения без повышенной опасности;

- помещения повышенной опасности (один любой признак);

- особо опасные помещения (один признак особой опасности, либо 2 признака повышенной опасности).

Помещения районной подстанции 500/110/6,3 кВ являются особо опасными помещениями, в которые присутствуют все названные ранее опасные признаки.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		90

## 5.4 Защитное заземление

### 5.4.1 Выносное заземляющее устройство

Заземляющее устройство представляет собой конструкция, состоящую из металлического проводника, помещенного в землю, заземляющих проводников, соединяющих части электроустановки с заземлителем и металлических полос, связывающих сами заземлители (Рисунок 21).

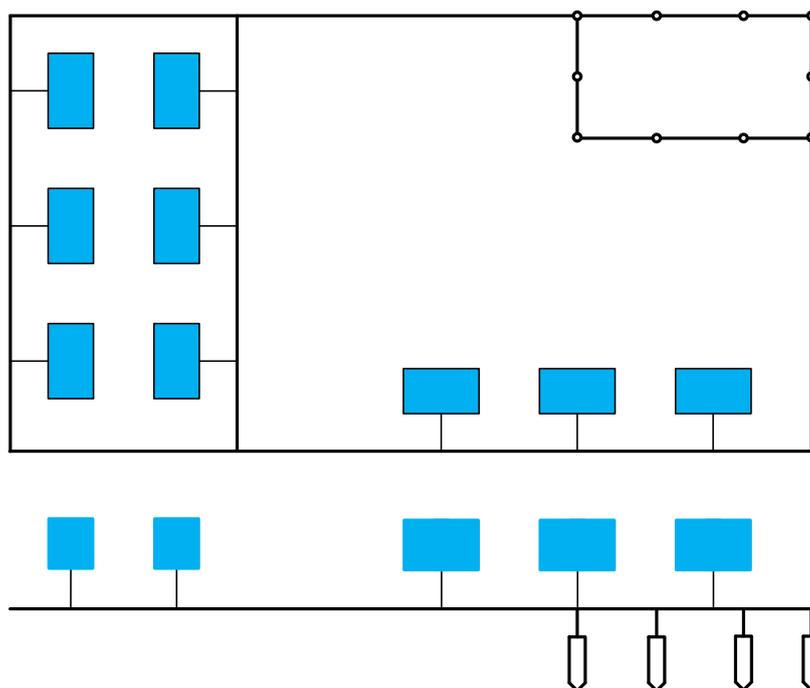


Рисунок 21 – Выносное заземляющее устройство

Заземлитель выносится за пределы площади, где находится заземляемое оборудование, или сосредотачивается на некоторой части ее площади.

Недостаток выносного заземляющего устройство заключается в отдаленности заземлителя от защищаемого оборудования. Человек, находящийся все поля растекания тока, попадает под напряжение прикосновения, равному потенциалу на заземлителе. Безопасности достигается за снижения напряжения прикосновения до допустимой величины путем рационального выбора места размещения устройства.

Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат

П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ

Лист

91

Выносное заземляющее устройство устанавливается в тех случаях, когда рядом имеется территория с низким удельным сопротивлением и оборудование рассредоточено по территории.

#### 5.4.2 Контурное заземляющее устройство

Контурное заземляющее устройство характеризуется тем, электрод заземлителя размещается по периметру площадки, на которой размещено заземляющее оборудование и внутри неё (Рисунок 22).

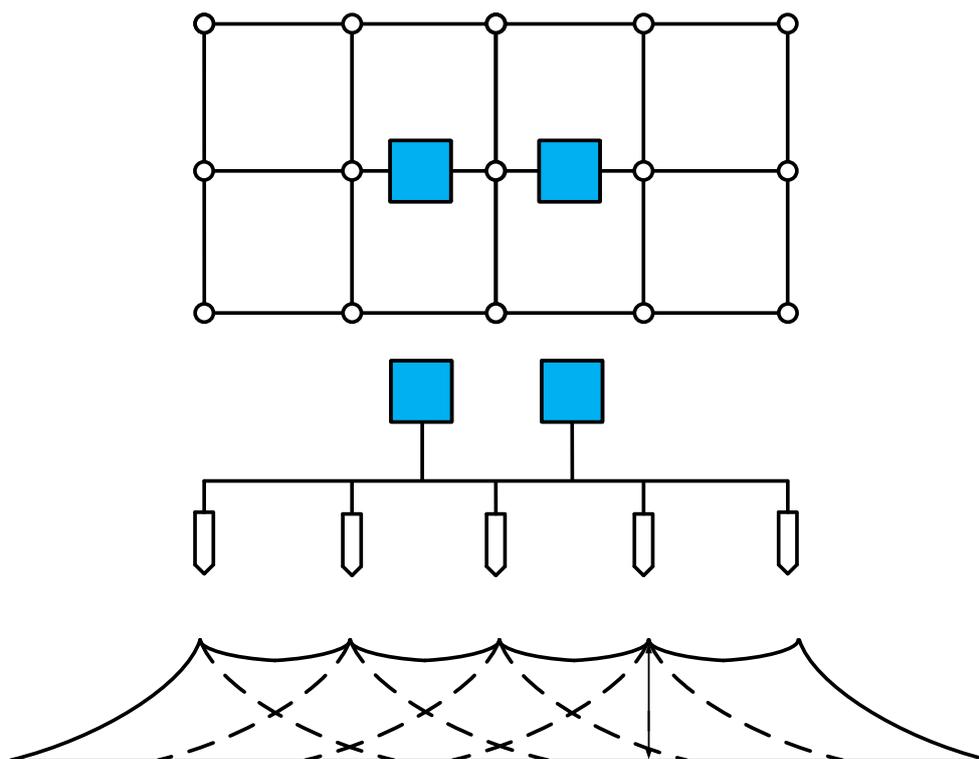


Рисунок 22 – Контурное заземляющее устройство

Если выносное заземление защищает только за счет своего малого сопротивления, так как используется большое количество одиночных заземлителей, то при контурном заземлителе поля растекания тока от заземлителей накладываются друг на друга, и любая точка поверхности грунта внутри тока имеет значительный потенциал.

Изм..	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ

Лист

92

При этом разность потенциалов между точками внутри контура будет снижена и в этом случае, ток проходящий через человека при его прикосновении к корпусу электрической установки будет меньше, чем при выносном заземлении.

Безопасность достигается за счет выравнивания потенциалов на защищаемой территории до таких значений, что напряжения прикосновения и шага не превышают предельно допустимых значений. Изменение потенциала в пределах защищаемой площадки происходит плавно. За пределами контура укладываются стальные полосы, соединенные с заземлителем, чтобы снижение потенциалов происходит более плавно.

#### 5.4.3 Явления при стекании тока в землю

Напряжение прикосновения – это напряжение между проводящими частями при одновременном прикосновении к ним человека.

Напряжение шага – это напряжение между двумя точками на поверхности земли, находящимся на расстоянии 1 м одна от другой, которое рассматривается как длина шага человека.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		93

## 5.5 Пожарная безопасность

### 5.5.1 Определение и классификация пожара

Пожар - это неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства.

Классификация пожаров по виду горючего материала:

- пожары твердых горючих веществ и материалов;
- пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов;
- пожары газов;
- пожары металлов;
- пожары горючих веществ и материалов электроустановок, находящихся под напряжением;
- пожары ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ.

### 5.5.2 Сопутствующие опасные факторы пожара

Выделяют 5 групп сопутствующих опасных факторов пожара:

- осколки, части разрушившихся зданий, сооружений, транспортных средств, технологических установок, оборудования и иного имущества;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, попавшие в окружающую среду из разрушенных технологических установок, оборудования и иного имущества;
- вынос высокого напряжения на токопроводящие части технологических установок, оборудования и иного имущества;

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		94

- опасные факторы взрыва, происшедшего вследствие пожара;
- воздействие огнетушащих веществ.

### 5.5.3 Классификация помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

По пожарной и взрывоопасности классифицируют только производственные и складские помещения. Районная подстанция 500/110/6,3 кВ относится к производственным помещениям.

Рассмотрим классификацию помещений:

- группа А (повышенная взрывопожароопасность) – горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 280С, вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздуха или друг с другом;

- группа Б (взрывопожароопасность) – горючие пыли или волокна, легковоспламеняющие жидкости с температурой вспышки более 280С, горючие жидкости;

- группы В1-В4 (пожароопасность) – горючие и трудногорючие жидкости твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, воздухом или друг с другом только гореть;

- группа Г (умеренная пожароопасность) – негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, иск и пламени, горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива;

- группа Д (пониженная пожароопасность) – негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

#### 5.5.4 Огнетушащие вещества и составы

Огнетушащее вещество – это вещество, обладающее физико-химическими свойствами, позволяющими создавать условия прекращения горения.

К огнетушащим веществам предъявляют следующие требования:

- высокий эффект тушения при малом расходе;
- дешевизна и простота в обращении;
- минимальный вред, наносимый имуществу.

Для тушения пожаров применяют воду, пены, инертные газы, галогенуглеводороды, порошки и комбинированные составы. Ниже рассмотрим каждое огнетушащее средство.

Вода является наиболее распространенным огнетушащим средством. Пену применяют для тушения твердых и жидких веществ, не вступающих во взаимодействие с водой. Инертные газы (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, водяной пар) используют для тушения пожаров объемным способом, путем снижения концентрации O<sub>2</sub> в воздухе, в помещениях, где нет людей или используется устройство, сигнализирующее об опасности. Галогенуглеводороды (газы, жидкости) замедляют реакция горения. Сжатый воздух используют для тушения горючих жидкостей с температурой вспышки более 60 0С методом их перемещения. Порошковые составы (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) применяют для пожаротушения и взрывоподавления. Комбинированные составы – это огнетушащие средства, в которых сочетаются свойства составляющих веществ.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		96

## 5.6 Чрезвычайная ситуация

### 5.6.1 Понятие и классификация ЧС

Чрезвычайной ситуацией называется обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате производственной аварии, непредсказуемого природного явления, глобальной катастрофы, стихийного бедствия, которые влекут за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и окружающей среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации классифицируют по течению времени – на мирные и военные, по характеру источника – на техногенные, природные, биолого-социальные и военные.

Чрезвычайная ситуация природного характера – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате возникновения источника природной ЧС который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайная ситуация техногенного характера – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате возникновения источника техногенной ЧС, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

### 5.6.2 Чрезвычайные ситуации на подстанции

Неправильные действия оперативного персонала, метеоусловия и экологическая ситуация могут привести к чрезвычайной ситуации на районной подстанции 500/110/6,3 кВ. Например, причинами возникновения чрезвычайной

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		97

ситуации могут быть авария коммутационного оборудования, сбой системы автоматики, возникновение пожара, сильные морозы.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 и ГОСТ 12.1.044-89, электроустановки высокого напряжения требуют постоянного наблюдения с точки зрения пожароопасности. На проектируемой подстанции 500/110/6,3 кВ пожарная опасность обусловлена наличием в электрооборудовании горючих материалов, таких, как трансформаторное масло, изоляция кабелей.

Витковые замыкания обмотки трансформатора приводят к выделению газовой смеси. В случае сбоя газовой защиты, возможен взрыв трансформатора и выброс горящего масла на территорию ОРУ. Поэтому необходимо устанавливать трансформаторы на фундамент из негорючих материалов и ограничить зону растекания масла путем применения маслоотводов.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лист	№ доквм.	Подпис	Дат		98

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Конечным результатом данной выпускной квалификационной работы стал проект районной подстанции 500/100/6,3 кВ. На проектируемой подстанции установлены 4 понижающих трансформатора. Это связано с тем, что автотрансформаторы не позволяют понизить напряжения с  $U_{ВН}=500$  кВ до  $U_{НН}=6,3$  кВ.

В данной работе мы выбрали современное силовое оборудование, средства контроля, измерения и учета электроэнергии, аккумуляторную батарею по каталогам заводов-изготовителей, подключили проектируемую подстанцию к энергосистеме и рассмотрели безопасность жизнедеятельности на подстанции.

Выбранное оборудование мы проверили по расчётным условиям: по электродинамической стойкости, по термической стойкости и др., полученные значения были сопоставлены с нормами проектирования.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ доквм.	Подпис	Дат		99

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО ЮУрГУ 04-2008 Стандарт предприятия. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд. центр ЮУрГУ, 2008. – 56
2. Гайсаров, Р. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: справочное пособие по курсовому и дипломному проектированию / Р. В. Гайсаров, А. В. Коржов, А. Е. Щелконогов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2006.
3. Гайсаров, Р. В. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту / Р. В. Гайсаров, А. В. Коржов, Л. А. Лежнева, И. Т. Лисовская. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2005.
4. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2002.
5. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.
6. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
7. ЗАО "Завод электротехнического оборудования". Устройства комплектные распределительные КРУ ZETO на 10(6) и 20 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://zeto.ru> (Дата обращения: 10.03.2020).
8. АО «Группа СВЭЛ». Технический каталог измерительных трансформаторов [Электронный ресурс] / Режим доступа:

					П-373.13.03.02.2018.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

<http://svel.ru/ru/catalog/transformatory-toka.html> (Дата обращения: 09.03.2020)

9. ЗАО "Завод электротехнического оборудования". Технический каталог разъединители серии РГ на напряжение 35-500 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://zeto.ru> (Дата обращения: 10.03.2020).
10. ЗАО "Завод электротехнического оборудования". Технический каталог газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://zeto.ru> (Дата обращения: 10.03.2020). Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL / Режим доступа: <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html> (Дата обращения: 09.03.2020).
11. "Уралэнерго". Технический каталог [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://uralen.ru/catalog/izol/group-36/1398.html> (Дата обращения: 10.03.2020).
12. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

					<i>П-472.13.03.02.2020.116 ПЗ</i>	Лист
Изм..	Лис	№ докum.	Подпис	Дат		101

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1

#### Исходные данные сети

Таблица 2 – Сеть 500 кВ

№	Подстанция начала линии	Подстанция конца линии	Марка провода	Длина L, км	Номинальное напряжение U <sub>ном</sub> , кВ
1	АЭС-1	Опытная	АС-3х300/39	30	500
2	АЭС-1	Белый Раст	2хАС-3х300/39	63	500
3	Опытная	Белый Раст	АС-3х300/39	87,2	500
4	Белый Раст	Бескудниково	2хАС-3х300/39	46,5	500
5	Белый Раст	Западная	2хАС-3х300/39	83	500
6	Очаково	Западная	2хАС-3х300/39	31,3	500
7	ТЭЦ №26	Очаково	2хАС-3х300/39	26,9	500
8	ТЭЦ №26	Пахра	2хАС-3х300/39	17	500
9	Ногинск	Чагино	АС-3х300/39	52,1	500
10	Пахра	Чагино	АС-3х300/39	36,4	500
11	Ногинск	Бескудниково	АС-3х300/39	77,8	500
12	АЭС-1	Трубино	АС-3х300/39	87	500
13	Бескудниково	Трубино	АС-3х300/39	37,7	500
14	Ногинск	Владимирская	2хАС-3х300/39	86,4	500
15	ЗаГАЭС	Трубино	АС-3х300/39	37,4	500
16	ЗаГАЭС	Владимирская	АС-3х300/39	26	500
17	ЗаГАЭС	ПС 500/110/6,3	2хАС-3х300/39	22,6	500

Таблица 3 – Активные и реактивные нагрузки узлов

№ п/п	Название	Нагрузка P+Q, МВА
1	Опытная	700+j400
2	Белый Раст	740+j440
3	Бескудниково	400+j210
4	Западная	400+j230
5	Очаково	600+j400
6	Пахра	420+j300
7	Чагино	400+j180
8	Ногинск	–
9	Трубино	820+j430
10	Владимирская	800+j480
11	ПС 500/110/6,3	145+j99

Таблица 4 – Активные мощности электростанций

№ э/с	Название	Генерация P, МВт
1	АЭС-1	2100
2	ТЭЦ №26	1800
3	ЗаГАЭС	1200

Таблица 5 – Напряжения балансирующего и базисного узлов в максимальном и минимальном режиме

U п/ст		
U <sub>макс</sub> , кВ	U <sub>мин</sub> , кВ	U <sub>посл.ав</sub> , кВ
510	512	512