

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/35/6 кВ  
«Ремзавод»

Студент(ка)

Н.В. Мелехов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## **Аннотация**

Выпускная квалификационная работа бакалавра включает в себя рассмотрение вопросов о реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод».

В процессе реконструкции подстанции была выбрана электрическая схема подстанции, осуществлён выбор силовых трансформаторов, произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании чего выбраны выключатели и другие коммутационные аппараты. Так же произведен расчёт и выбор аппаратуры релейной защиты и автоматики, и выбран характер оперативного тока. Кроме того, произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Представлен технико-экономический расчёт и выбор номинальной мощности трансформаторов по графикам нагрузки, экономическая нагрузка трансформаторов, определена стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах и подсчитана экономическая целесообразность выбора трансформаторов.

Выпускная квалификационная работа бакалавра состоит из пояснительной записки, которая содержит 60 листов, в том числе 20 таблиц и 10 рисунков. И графической частью, которая включает в себя 6 чертежей на листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции .....	6
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов .....	9
3 Выбор электрической схемы подстанции .....	10
4 Расчёт токов короткого замыкания .....	11
5 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	29
6 Выбор основных конструктивных решений по подстанции .....	41
7 Релейная защита .....	42
8 Выбор оперативного тока.....	46
9 Собственные нужды подстанции .....	47
10 Расчёт заземления подстанции .....	48
11 Молниезащита подстанции .....	54
Заключение .....	56
Список использованных источников .....	57
Приложение А .....	60
Приложение Б.....	62
Приложение В.....	65

## Введение

В настоящее время наблюдается постоянное увеличение темпов потребления электрической энергии. В то же время основное силовое электротехническое оборудование и устройства релейной защиты, автоматики и измерений подстанций выработали свой резерв, поэтому электроэнергетика, как особый вид отрасли, должна постоянно развиваться, идти в ногу со временем, изобретать новые технологии и внедрять инновации.

Ввод в эксплуатацию подстанции «Ремзавод» классом напряжения 110/35/6 кВ состоялся в 01.01.1962 году.

Поэтому задачей выпускной квалификационной работы бакалавра является провести её реконструкцию.

Зона электроснабжения подстанции - город Жигулёвск, Самарская область. Процент загрузки данного объекта составляет 52%, данная подстанция относится к филиалу Самарские распределительные сети, подразделение Жигулёвское ПО.

Для реконструкции потребуется рассчитать электрические нагрузки подстанции, выбрать силовые трансформаторы для подстанции и другое электрическое оборудование, выбор надёжной защиты электрического оборудования, расчёт и выбор аппаратуры релейной защиты и автоматики, и выбрать характер оперативного тока, произвести расчёт заземления и молниезащиты подстанции.

Реконструкция подстанции «Ремзавод» производится при выполнении следующих основных задач:

1. Безотказная передача мощности, т.е. надёжность. Это одно из основных требований, предъявляемых к схемам электрических соединений станций и подстанций.
2. Экономичность, т.е. минимизация затрат материальных ресурсов и времени при сооружении распределительного устройства в соответствии с

выбранной электрической схемой и сокращение ежегодных расходов на его эксплуатацию.

3. Маневренность схемы, т.е. иметь возможность быстрого и легкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы на подстанции, а также возможность ремонтов оборудования без нарушения нормальной работы присоединений (ремонтпригодность).

## 1 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции

Для построения упорядоченного графика нагрузки необходимо иметь два сточных графика нагрузки:

- 1) В период годового максимума нагрузки (конец декабря);
- 2) В период годового минимума нагрузки (конец июня).

Суточные графики представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

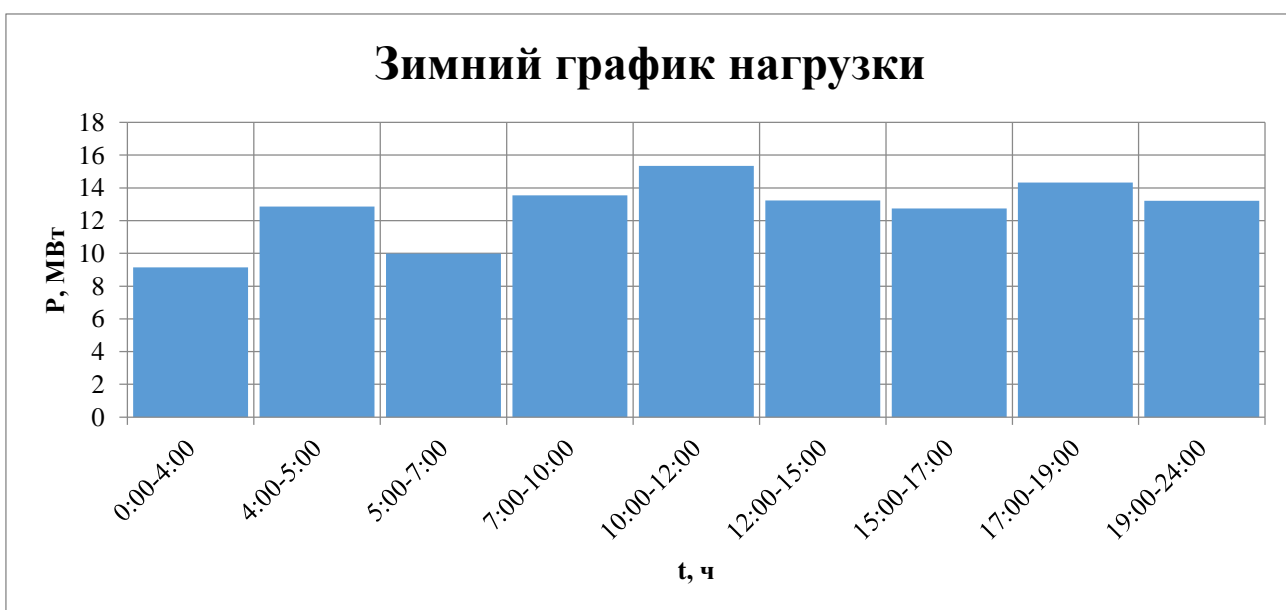
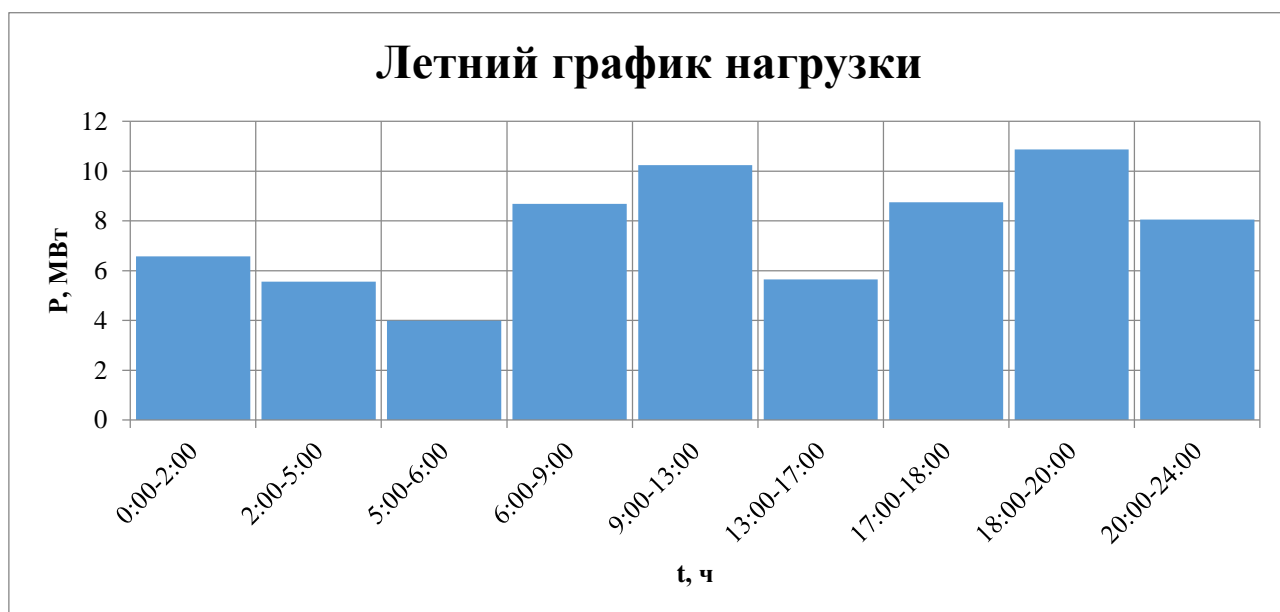


Рисунок 1.1 – Суточный зимний график нагрузки

Рисунок 1.2 – Суточный летний график нагрузки

Задаёмся продолжительностью летнего и зимнего периода для Самарской области: летнего – 212 дней, зимнего – 153 дня. Производится нумерация ступеней суточного графика, начиная с максимального значения.



Определяем продолжительность ступеней по формуле:

$$T_i = t_i \cdot n_i, \quad (1.1)$$

$$T_{18} = 2 \cdot 153 = 306 \text{ ч.}$$

где  $t_i$  – продолжительность  $i$ -той ступени суточного графика, час;

$n_i$  – количество зимних или летних суток в году.

Аналогично производится расчет для остальных ступеней. Результаты расчета сводятся в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Продолжительность ступеней

Номер ступени	Продолжительность $i$ -той ступени суточного графика	Количество суток в году	Продолжительность ступени
18	2	153	306
17	2	153	306
16	3	153	459
15	3	153	459
14	5	153	765
13	1	153	153
12	2	153	306
11	2	212	424
10	4	212	848
9	2	153	306
8	4	153	612
7	1	212	212
6	3	212	636
5	4	212	848
4	2	212	424
3	4	212	848
2	3	212	636
1	1	212	212
Итого			8760

Построение упорядоченного годового графика нагрузки подстанции показано на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 - Упорядоченный график нагрузки подстанции

По известному годовому графику нагрузки определяем значение потребляемой электроэнергии для подстанции по следующему выражению [2, с. 4]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} t \cdot t_{in}, \quad (1.2)$$

$$W_n = 15,33 \cdot 1 \cdot 0,306 + 0,93 \cdot 0,306 + 0,88 \cdot 0,459 + 0,863 \cdot 0,459 + 0,861 \cdot 0,765 + 0,84 \cdot 0,153 + 0,83 \cdot 0,306 + 0,71 \cdot 0,424 + 0,68 \cdot 0,848 + 0,65 \cdot 0,306 + 0,59 \cdot 0,612 + 0,57 \cdot 0,212 + 0,56 \cdot 0,636 + 0,52 \cdot 0,848 + 0,43 \cdot 0,424 + 0,37 \cdot 0,848 + 0,36 \cdot 0,636 + 0,26 \cdot 0,212 \cdot 10^3 = 85350 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)}.$$

Затем определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки ПС [2, с. 4]:

$$T_M = \frac{W_{nc}}{P_{maxnc}}, \quad (1.3)$$

$$T_M = \frac{85350}{15,33} = 5567,5 \text{ (ч)}.$$



Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС определяется по выражению [2, с. 4]:

$$K_{\text{зап}} = \frac{W_{\text{нс}}}{8760 \cdot P_{\text{maxнс}}} = \frac{T_M}{8760}, \quad (1.4)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5567,5}{8760} = 0,64.$$

Максимальная полная мощность по подстанции определяется по формуле [2, с. 4]:

$$S_{in\ t} = \frac{P_{in\ t}}{\cos\varphi_{in}}, \quad (1.5)$$

$$S_{in\ t} = \frac{P_{in\ t}}{\cos\varphi_{in}} = \frac{15,33}{0,85} = 18,04 \text{ (MBA)}.$$

По всем выше перечисленным результатам, можно построить график годовой нагрузки подстанции, который приведён на рисунке 1.4.

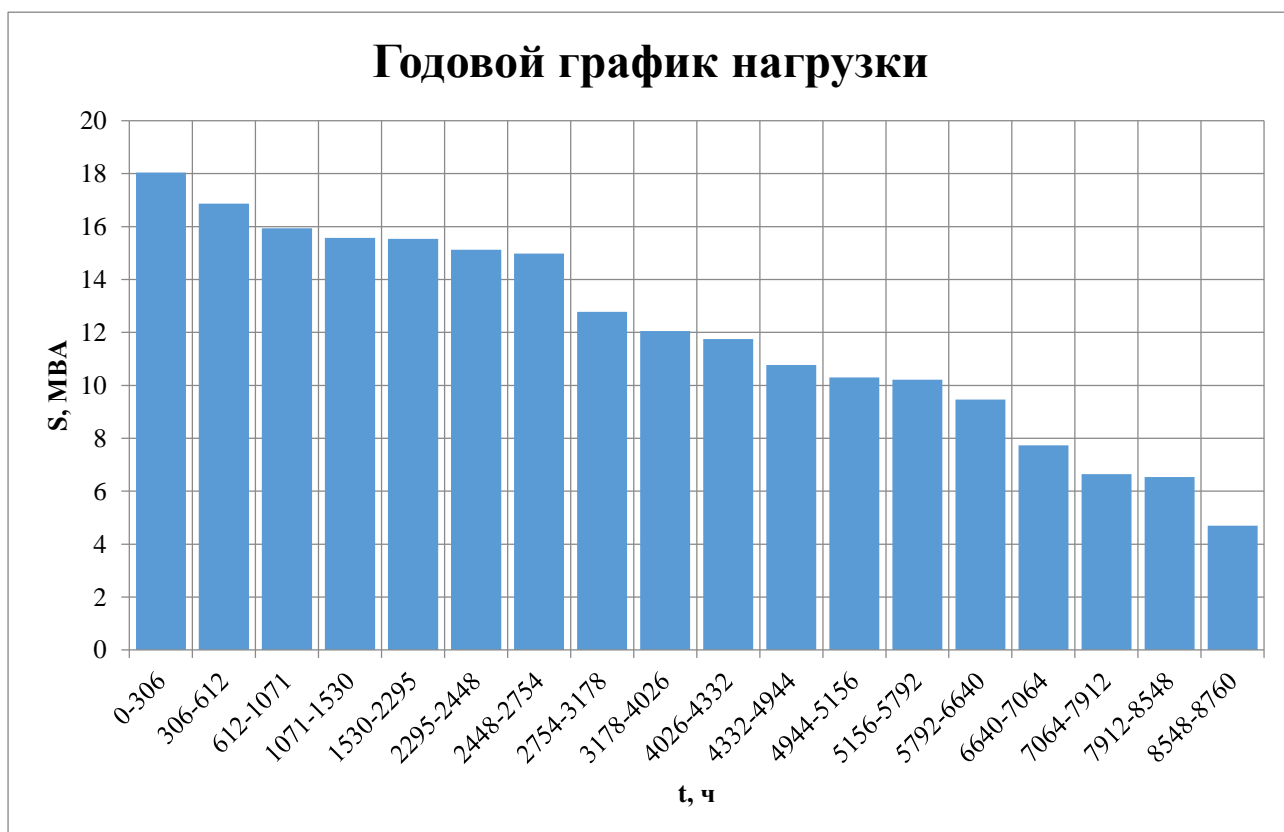


Рисунок 1.4 - Годовой график нагрузки

## 2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

### 2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Современные трансформаторы должны быть со сниженными величинами потерь холостого хода, коротких замыканий и затрат электроэнергии на охлаждение, также иметь хорошую динамическую стойкость к токам короткого замыкания и должны быть оснащены современным высоконадежным дополнительным электрическим оборудованием [9, с. 223].

Так как данная подстанция имеет три уровня напряжения (110,35,6 кВ), поэтому целесообразно принять к установке трёхфазный трёхобмоточный трансформатор, который должен иметь встроенное устройство РПН.

### 2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для определения допустимой номинальной мощности каждого силового трансформатора  $S_{ном.Т}$  на подстанции, исходящего из примерной допустимой аварийной перегрузки (40%), принято использовать приближенное выражение [2, с. 9]:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{nc}, \quad (2.1)$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{nc} = 0,7 \cdot 18,04 = 12,628 \text{ МВА} .$$

Трансформаторы, выбранные по условию (2.1), обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов  $0,7 \cdot S_{max}^{nc}$ , а в аварийном режиме оставшийся трансформатор обеспечивает питание потребителей с учётом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов [2, с. 9].

Применительно к полученному из выражения (2.1) значению  $S_{ном.Т}$ , согласно справочнику [4] выбирается не менее двух ближайших по мощности трансформаторов из условия:

$$S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} \geq S_{ном.Т}, \quad (2.2)$$

$$25 \text{ МВА} > 16 \text{ МВА} \geq 12,628 \text{ МВА}.$$

## 2.3 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовому графику нагрузки подстанции

При технико-экономическом выборе к рассмотрению принимаем два вида трансформатора, по выражению (2.2) [2, с. 10].

Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов предусматривает обеспечение экономичных режимов их работы, которые характеризуются минимумом потерь мощности [2, с. 10].

При исследовании потерь активной мощности в силовых трансформаторах, необходимо учитывать потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности [2, с. 10].

Выбираем по справочникам [4, 5] трехфазные трансформаторы марок ТДТН-16000/110-УХЛ1 и ТДТН-25000/110-УХЛ1.

2.3.1 Рассмотрим вариант подстанции с трансформатором ТДТН-16000/110-УХЛ1, каталожные данные которого представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Каталожные данные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ			$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$u_k$ , %			$I_x$ , %
		ВН	СН	НН			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН	16	115	38,5	6,6	15,8	90	10,5	17,5	6,5	0,50

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 15,8 + 0,05 \cdot 80 = 19,8 \text{ (кВт)},$$

где  $k_{un}$  – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания. Для расчетов принимаем  $k_{un} = 0,05 \frac{\text{кВт}}{\text{квар}}$ ;

$Q_x$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,50}{100} \cdot 16000 = 80 \text{ (квар)};$$

$I_x$  — ток х.х. трансформатора.

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трёхфазного трансформатора в режиме К.З.:

$$Q_{\text{к.в}} = \frac{U_{\text{к.в}}(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10,8}{100} \cdot 16000 = 1728 \text{ (квар)};$$

$$Q_{\text{к.с}} = \frac{U_{\text{к.с}}(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,25}{100} \cdot 16000 = 40 \text{ (квар)};$$

$$Q_{\text{к.н}} = \frac{U_{\text{к.н}}(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080 \text{ (квар)}.$$

где  $U_{\text{к.в}}, U_{\text{к.с}}, U_{\text{к.н}}$  — напряжения К.З. (%) обмоток трёхфазного трёхобмоточного трансформатора:

$$U_{\text{к.в}} = 0,5 \cdot u_{\text{квн-нн}} + u_{\text{квн-сн}} + u_{\text{кчн-нн}} = 0,5 \cdot 17,5 + 10,5 - 6,5 = 10,8\%;$$

$$U_{\text{к.с}} = 0,5 \cdot u_{\text{квн-сн}} + u_{\text{кчн-нн}} + u_{\text{квн-нн}} = 0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0,25\%;$$

$$U_{\text{к.н}} = 0,5 \cdot u_{\text{квн-нн}} + u_{\text{кчн-нн}} + u_{\text{квн-сн}} = 0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

Приведенные потери активной мощности К.З. трансформатора:

$$P'_{\text{к.в}} = P_{\text{к.в}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.в}} = 45 + 0,05 \cdot 1728 = 131,4 \text{ (кВт)};$$

$$P'_{\text{к.с}} = P_{\text{к.с}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.с}} = 45 + 0,05 \cdot 40 = 47 \text{ (кВт)};$$

$$P'_{\text{к.н}} = P_{\text{к.н}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.н}} = 45 + 0,05 \cdot 1080 = 99 \text{ (кВт)}.$$

где  $P_{\text{к.в}} = P_{\text{к.с}} = P_{\text{к.н}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{к.вн-нн}} = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ кВт}$ .

Приведенные потери мощности определяются из выражения согласно [2, с. 12]:

$$P'_T = P'_x + k_{3.в}^2 \cdot P'_{\text{к.в}} + k_{3.с}^2 \cdot P'_{\text{к.с}} + k_{3.н}^2 \cdot P'_{\text{к.н}}, \quad (2.3)$$

$$P'_T = 19,8 + (1,28 \cdot 131,4) + (0,46 \cdot 47) + (0,20 \cdot 99) = 229,4 \text{ кВт} .$$

где  $k_{3.в}, k_{3.с}, k_{3.н}$  — коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$k_{3.в} = \frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{18040}{16000} = 1,13 \rightarrow k_{3.в}^2 = 1,28;$$

$$k_{3.с} = \frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{10824}{16000} = 0,68 \rightarrow k_{3.с}^2 = 0,46;$$

$$k_{3.H} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{7216}{16000} = 0,45 \rightarrow k_{3.H}^2 = 0,20;$$

где  $S_B, S_C, S_H$  – расчётные нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений.

Для трёхобмоточных трёхфазных трансформаторов потери электроэнергии  $-\Delta W_{nc}$  определяются из следующего обобщенного выражения на основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток –  $S_{Bi}, S_{Ci}, S_{Hi}$  [2, с. 13]:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.Bi} + \Delta W_{k.Ci} + \Delta W_{k.Hi} = n_i \cdot P'_x \cdot T_i +$$

$$+ \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{К.В} \cdot k_{3.Bi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{К.С} \cdot k_{3.Ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{К.Н} \cdot k_{3.Hi}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.4)$$

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.Bi} + \Delta W_{k.Ci} + \Delta W_{k.Hi}$$

$$\Delta W_{nc} = 330106 + 332340,95 + 42547,36 + 38819,53 = 743813,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} .$$

где  $i$  - порядковый номер ступени графика нагрузки,  $i=1, 2, 3, \dots, k$ ;

$n_i$  – число трансформаторов ПС;

$$k_{3.Bi} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}}, k_{3.Ci} = \frac{S_{Ci}}{S_{НОМ.Т}}, k_{3.H} = \frac{S_{Hi}}{S_{НОМ.Т}} \text{ – коэффициенты загрузки обмоток}$$

высшего, среднего и низшего напряжения трёхобмоточного трансформатора на  $i$ -ой ступени;

$S_{Bi}, S_{Ci}, S_{Hi}$  – расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов на  $i$ -ой ступени;

$T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки  $S_i$  на  $i$ -ой ступени.

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДТН-16000/110-УХЛ1 сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН-16000/110-УХЛ1

$i$	$S_{Bi}$ , кВА	$S_{Ci}$ , кВА	$S_{Hi}$ , кВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{zei}^2$	$K_{zci}^2$	$K_{zhi}^2$	$\Delta W_{k.gi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{k.ci}$ , кВт·ч	$\Delta W_{k.hi}$ , кВт·ч
1	18041	10825	7216	2	306	12117,6	1,28	0,46	0,20	25733,376	3307,86	3029,4
2	16863	10118	6745	2	306	12117,6	1,11	0,4	0,18	22315,662	2876,4	2726,46
3	15936	9562	6374	2	459	18176,4	0,99	0,36	0,16	29854,737	3883,14	3635,28
4	15578	9347	6231	2	459	18176,4	0,93	0,34	0,151	28045,359	3667,41	3430,8
5	15539	9323	6216	2	765	30294	0,94	0,33	0,15	47244,87	5932,58	5680,13
6	15121	9073	6048	2	153	6058,8	0,89	0,32	0,142	8946,369	1150,56	1075,44
7	14986	8992	5994	2	306	12117,6	0,88	0,31	0,14	17691,696	2229,21	2120,58
8	12783	7670	5113	2	424	16790,4	0,64	0,23	0,10	17828,352	2291,72	2098,8
9	12049	7229	4820	2	848	33580,8	0,57	0,20	0,09	31756,752	3985,6	3777,84
10	11749	7049	4700	2	306	12117,6	0,54	0,19	0,08	10856,268	1366,29	1211,76
11	10768	6461	4307	2	612	24235,2	0,45	0,16	0,07	18093,78	2301,12	2120,58
12	10297	6178	4119	2	212	8395,2	0,41	0,15	0,066	5710,644	747,3	692,604
13	10218	6131	4087	2	636	25185,6	0,407	0,14	0,06	17006,5764	2092,44	1888,92
14	9470	5682	3788	2	848	33580,8	0,35	0,13	0,05	19499,76	2590,64	2098,8
15	7740	4644	3096	2	424	16790,4	0,23	0,08	0,03	6407,064	797,12	629,64
16	6642	3985	2657	2	848	33580,8	0,17	0,062	0,027	9471,312	1235,54	1133,35
17	6532	3919	2613	1	636	12592,8	0,16	0,06	0,02	13371,264	1793,52	1259,28
18	4698	2819	1879	1	212	4197,6	0,09	0,03	0,01	2507,112	298,92	209,88

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{\text{ЭНТ}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{\frac{P_x'}{P_k'}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{19,8}{235}} = 6560 \text{ (кВА)}.$$

Согласно [2, с. 16] стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах определяется по выражению:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{Э}} = 743813,8 \cdot 1,13 = 840509,6 \text{ руб ;} \quad (2.5)$$

где  $C_{\text{Э}}$  – стоимость 1 кВт · ч электроэнергии определяется из выражения,  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ :

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta = \frac{441 \cdot 12}{5567,5} + 0,18 = 1,13.$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведённых затрат согласно [2, с. 17]:

$$I_0 = p_{\text{СУМ}} \cdot k = 0,094 \cdot 31200000 = 2932800 \text{ (руб);}$$

$$Z_{\text{пр}} = E_k \cdot k + I = E_k \cdot k + I_0 + I_{\text{Э}}, \quad (2.6)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 31200000 + 2932800 + 840509,6 = 7517309,6 \text{ (руб).}$$

где  $k = 31200000$  – стоимость трансформаторов, руб;

$E_k = 0,12$  – нормативный коэффициент дисконтирования;

$I_0 = p_{\text{СУМ}} \cdot k$  – годовые отчисления, руб;

$p_{\text{СУМ}} = 0,094$  – суммарный коэффициент отчисления.

2.3.2 Рассмотрим вариант подстанции с трансформатором ТДТН-25000/110-УХЛ1, каталожные данные которых представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Каталожные данные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ			$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$\eta_k$ , %			$I_x$ , %
		ВН	СН	НН			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН	25	115	38,5	6,6	21,0	130	10,5	17,5	6,5	0,30

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 21,0 + 0,05 \cdot 75 = 24,75 \text{ (кВт)},$$

где  $k_{un}$  – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания. Для расчетов принимаем  $k_{un} = 0,05 \frac{\text{кВт}}{\text{квар}}$ ;

$Q_x$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,30}{100} \cdot 25000 = 75 \text{ (квар)};$$

$I_x$  – ток х.х. трансформатора.

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трёхфазного трансформатора в режиме К.З.:

$$Q_{\text{К.В}} = \frac{U_{\text{К.В}}(\%) }{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10,8}{100} \cdot 25000 = 2700 \text{ (квар)};$$

$$Q_{\text{К.С}} = \frac{U_{\text{К.С}}(\%) }{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,25}{100} \cdot 25000 = 62,5 \text{ (квар)};$$

$$Q_{\text{К.Н}} = \frac{U_{\text{К.Н}}(\%) }{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ (квар)}.$$

где  $U_{\text{К.В}}, U_{\text{К.С}}, U_{\text{К.Н}}$  – напряжения К.З. (%) обмоток трёхфазного трёхобмоточного трансформатора:

$$U_{\text{К.В}} = 0,5 \cdot u_{\text{КВН-НН}} + u_{\text{КВН-СН}} + u_{\text{КСН-НН}} = 0,5 \cdot 17,5 + 10,5 - 6,5 = 10,8\%;$$

$$U_{\text{К.С}} = 0,5 \cdot u_{\text{КВН-СН}} + u_{\text{КСН-НН}} + u_{\text{КВН-НН}} = 0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0,25\%;$$

$$U_{\text{К.Н}} = 0,5 \cdot u_{\text{КВН-НН}} + u_{\text{КСН-НН}} + u_{\text{КВН-СН}} = 0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

Приведенные потери активной мощности К.З. трансформатора:

$$P'_{\text{К.В}} = P_{\text{К.В}} + k_{un} \cdot Q_{\text{К.В}} = 65 + 0,05 \cdot 2700 = 200 \text{ (кВт)};$$

$$P'_{\text{К.С}} = P_{\text{К.С}} + k_{un} \cdot Q_{\text{К.С}} = 65 + 0,05 \cdot 62,5 = 68,1 \text{ (кВт)};$$

$$P'_{\text{К.Н}} = P_{\text{К.Н}} + k_{un} \cdot Q_{\text{К.Н}} = 65 + 0,05 \cdot 1687,5 = 149,4 \text{ (кВт)}.$$

где  $P_{\text{К.В}} = P_{\text{К.С}} = P_{\text{К.Н}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{К.ВН-НН}} = 0,5 \cdot 130 = 65 \text{ кВт}$ .

Приведенные потери мощности определяются из выражения:

$$P'_T = P'_x + k_{3,В}^2 \cdot P'_{\text{К.В}} + k_{3,С}^2 \cdot P'_{\text{К.С}} + k_{3,Н}^2 \cdot P'_{\text{К.Н}}, \quad (2.7)$$

$$P'_T = 24,75 + (0,52 \cdot 200) + (0,19 \cdot 68,1) + (0,08 \cdot 149,4) = 153,6 \text{ кВт}.$$

где  $k_{3,В}, k_{3,С}, k_{3,Н}$  – коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:



$$k_{3.В} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{18040}{25000} = 0,72 \rightarrow k_{3.В}^2 = 0,52;$$

$$k_{3.С} = \frac{S_C}{S_{НОМ.Т}} = \frac{10824}{25000} = 0,43 \rightarrow k_{3.С}^2 = 0,19;$$

$$k_{3.Н} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{7216}{25000} = 0,29 \rightarrow k_{3.Н}^2 = 0,08;$$

где  $S_B, S_C, S_H$  – расчётные нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений.

Для трёхобмоточных трёхфазных трансформаторов потери электроэнергии  $-\Delta W_{nc}$  определяются из следующего обобщенного выражения на основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток –  $S_{Bi}, S_{Ci}, S_{Hi}$ .

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.Bi} + \Delta W_{k.Ci} + \Delta W_{k.Hi} = n_i \cdot P'_x \cdot T_i +$$

$$+ \frac{k}{i=1} \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot k_{3.Bi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.С} \cdot k_{3.Ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н} \cdot k_{3.Hi}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.8)$$

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.Bi} + \Delta W_{k.Ci} + \Delta W_{k.Hi},$$

$$\Delta W_{nc} = 381150 + 214026 + 25945,38 + 25353,48 = 646474,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

где  $i$  – порядковый номер ступени графика нагрузки,  $i=1, 2, 3, \dots, k$ ;

$n_i$  – число трансформаторов ПС;

$k_{3.Bi} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}}, k_{3.Ci} = \frac{S_{Ci}}{S_{НОМ.Т}}, k_{3.Hi} = \frac{S_{Hi}}{S_{НОМ.Т}}$  – коэффициенты загрузки обмоток

высшего, среднего и низшего напряжения трёхобмоточного трансформатора на  $i$ -ой ступени;

$S_{Bi}, S_{Ci}, S_{Hi}$  – расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов на  $i$ -ой ступени;

$T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки  $S_i$  на  $i$ -ой ступени.

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДТН-16000/110-УХЛ1 сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчёт потерь электроэнергии

$i$	$S_{Bi}$ , кВА	$S_{Ci}$ , кВА	$S_{Hi}$ , кВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт · ч	$K_{звi}^2$	$K_{зсi}^2$	$K_{знi}^2$	$\Delta W_{к.вi}$ , кВт · ч	$\Delta W_{к.сi}$ , кВт · ч	$\Delta W_{к.нi}$ , кВт · ч
1	18041	10825	7216	2	306	15147	0,52	0,19	0,08	15912	1979,67	1828,656
2	16863	10118	6745	2	306	15147	0,45	0,16	0,07	13770	1667,09	1600,074
3	15936	9562	6374	2	459	22720,5	0,40	0,15	0,065	18360	2344,34	2228,6745
4	15578	9347	6231	2	459	22720,5	0,39	0,14	0,062	17901	2188,05	2125,8126
5	15539	9323	6216	2	765	37867,5	0,38	0,139	0,061	29070	3620,71	3485,8755
6	15121	9073	6048	2	153	7573,5	0,37	0,13	0,058	5661	677,255	662,8878
7	14986	8992	5994	2	306	15147	0,36	0,12	0,057	11016	1250,32	1302,9174
8	12783	7670	5113	2	424	20988	0,26	0,09	0,04	11024	1299,35	1266,912
9	12049	7229	4820	2	848	41976	0,23	0,08	0,037	19504	2309,95	2343,7872
10	11749	7049	4700	2	306	15147	0,22	0,07	0,035	6732	729,351	800,037
11	10768	6461	4307	2	612	30294	0,18	0,066	0,029	11016	1375,35	1325,7756
12	10297	6178	4119	2	212	10494	0,17	0,061	0,027	3604	440,335	427,5828
13	10218	6131	4087	2	636	31482	0,16	0,06	0,026	10176	1299,35	1235,2392
14	9470	5682	3788	2	848	41976	0,14	0,05	0,02	11872	1443,72	1266,912
15	7740	4644	3096	1	424	10494	0,09	0,03	0,015	7632	866,232	950,184
16	6642	3985	2657	1	848	20988	0,07	0,025	0,011	11872	1443,72	1393,6032
17	6532	3919	2613	1	636	15741	0,06	0,02	0,010	7632	866,232	950,184
18	4698	2819	1879	1	212	5247	0,03	0,01	0,005	1272	144,372	158,364

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{\text{энт}} = S_{\text{ном.т}} \cdot \frac{P'_x}{P'_k} = 25000 \cdot \frac{24,75}{352,5} = 9368 \text{ (кВА)}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах определяется согласно [2, с. 16]:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 = 646474,9 \cdot 1,13 = 730516,64 \text{ руб ;} \quad (2.9)$$

где  $C_3$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии определяется из выражения,  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ :

$$C_3 = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta = \frac{441 \cdot 12}{5567,5} + 0,18 = 1,13.$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведённых затрат согласно [2, с. 17]:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot k = 0,094 \cdot 48750000 = 4582500 \text{ (руб);}$$

$$Z_{\text{пр}} = E_k \cdot k + I = E_k \cdot k + I_0 + I_3, \quad (2.10)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 48750000 + 4582500 + 730516,64 = 11163016,6 \text{ (руб).}$$

где  $k = 48750000$  – стоимость трансформаторов, руб;

$E_k = 0,12$  – нормативный коэффициент дисконтирования;

$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot k$  – годовые отчисления, руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$  – суммарный коэффициент отчисления.

## 2.4 Результаты выбора силового трансформатора

В результате экономического расчета затраты на трансформатор марки ТДТН-16000/110-УХЛ1 оказались меньше, чем на трансформатор марки ТДТН-25000/110-УХЛ1.

По техническим расчетам коэффициент загрузки обмоток трансформатора ТДТН-25000/110-УХЛ1 и потери электроэнергии получились меньше, чем у трансформатора ТДТН-16000/110-УХЛ1.

Следовательно, лучше и целесообразно использовать трансформатор марки ТДТН-25000/110-УХЛ1.

### 3 Выбор электрической схемы подстанции

При выборе главной схемы электрических соединений подстанции следует пользоваться типовыми схемами РУ 35-750 кВ [2, 3].

Главные и основные критерии для схем подстанций – это учёт обеспечения надёжности и безопасности эксплуатации, проведения ремонтных работ, а также перспективы для развития [2, 3].

На рисунке 3.1 изображена схема электрических соединений подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод» до реконструкции.

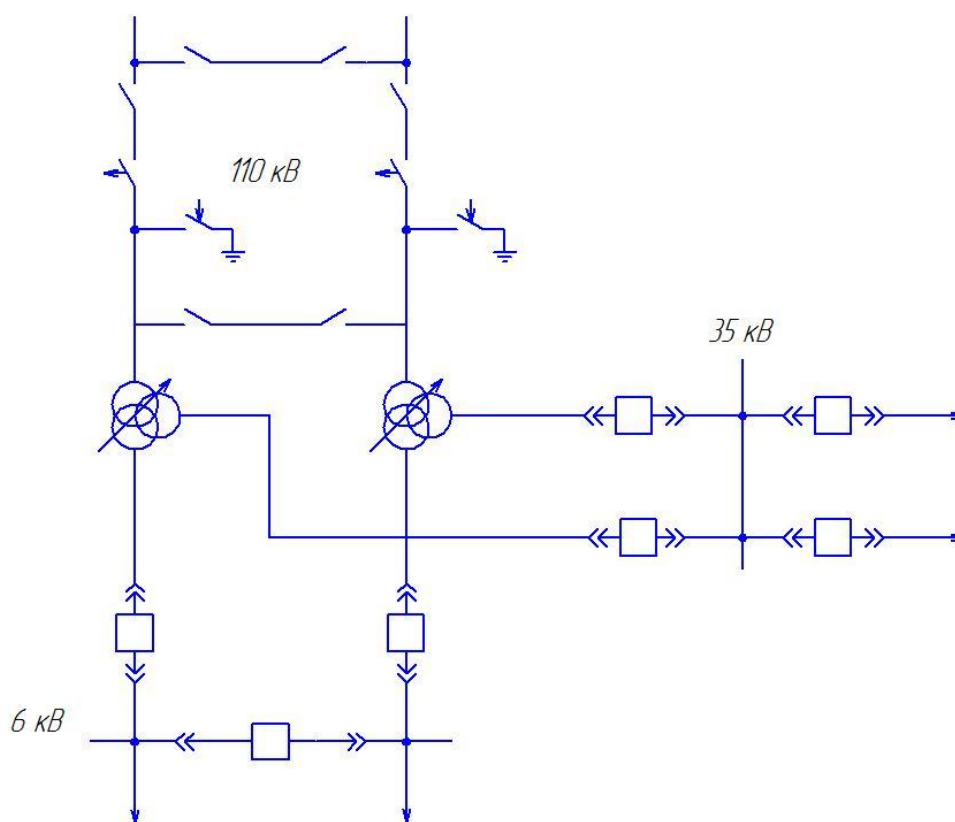


Рисунок 3.1 - Выбранная схема РУ на стороне ВН подстанции

Во время реконструкции, принято решение о замене отделителей и короткозамыкателей на стое 110 кВ на более надёжное и современное устройство – элегазовый выключатель.

## 4 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (к.з.) нужен для выбора и проверки электрического оборудования, также при проектировании и настройки устройств релейной защиты и автоматики, проектирования заземляющих устройств и т.д. электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств, разрядников и т.д.

Для наиболее тяжелого режима работы сети, следует произвести расчёт периодической составляющей тока к.з. Учёт производят приближённо, допускается максимальное значение в рассматриваемой фазе.

При расчёте большинства практических решений используется ряд упрощений [8].

При расчётах цепей релейной защиты расчётными видами к.з., как правило, являются: в сетях 110-220 кВ – трех-, двух- и однофазные токи к.з.

### 4.1 Расчёт симметричного короткого замыкания

Расчёт симметричного (трехфазного тока) к.з. выполняют в следующем порядке [2, 3, 8, 10, 23]:

- 1) Составляется расчетная схема;
- 2) По данной схеме составляется электрическая схема замещения;
- 3) Схема замещения приводится к простому виду;
- 4) Производится расчёт периодической составляющей тока к.з., затем определяется ударный ток к.з.

Схема для расчёта токов к.з. представлена на рисунке 4.1, секционные выключатели *QS1* и *QS2* разомкнуты.

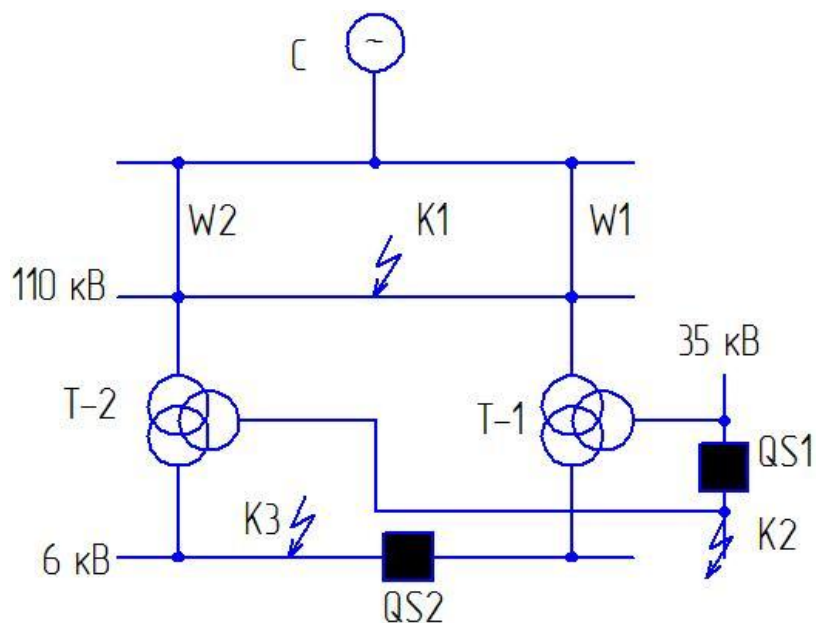


Рисунок 4.1 - Расчётная схема

Для данной расчётной схемы (рисунок 4.1) составляется схема замещения, представленная на рисунке 4.2, и согласно [6], в которой предусмотрена раздельная работа трансформаторов.

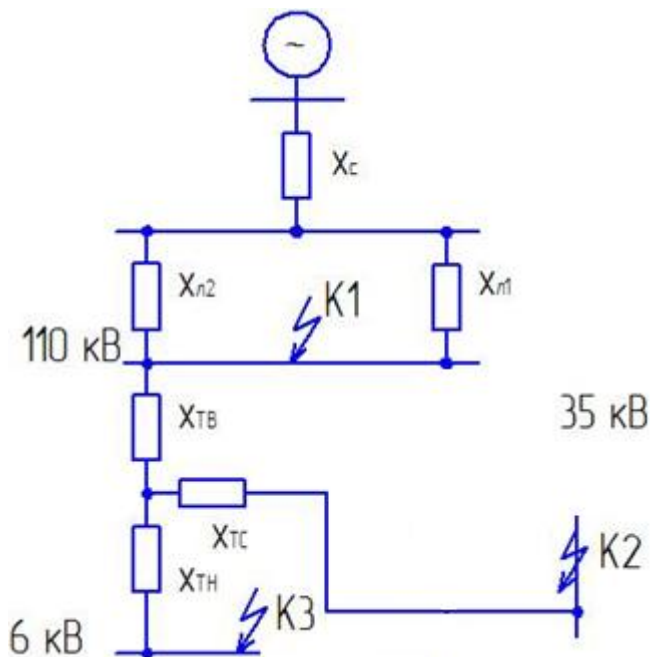


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Согласно источникам [3, 8] в сетях и установках напряжением выше 1000В принято вести расчет в относительных единицах, приведенных к базисным расчетным параметрам.

Предварительно принимается базовая мощность (1000МВА) и базовое напряжение (принимается согласно следующей шкале: 6,6; 38,5; 115 кВ).

Определим сопротивления системы, линии электропередач и трёхобмоточного трансформатора, каждой его обмотки [2, 3, 7, 10, 23]:

$$E''_{*б,с} = 1; S_б = 1000 \text{ МВА}; S_к = 1500.$$

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{1500} = 0,67;$$

$$x_{*б,л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{сп}^2} = 0,4 \cdot \frac{2 + 20}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,33;$$

$$\begin{aligned} x_{*б,ТВ} &= \frac{0,5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кВН-СН} - U_{кСН-НН})}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.Т}} = \\ &= \frac{0,5 \cdot 17,5 + 10,5 - 6,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{*б,ТС} &= \frac{0,5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН})}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.Т}} = \\ &= \frac{0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,1; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{*б,ТН} &= \frac{0,5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН})}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.Т}} = \\ &= \frac{0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,7. \end{aligned}$$

Согласно [2, 3, 7, 10, 23] базисный ток находится по формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (4.1)$$

Согласно [2, 3, 7, 10, 23] начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. рассчитывается исходя из формулы:

$$I_{н,о} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б, \quad (4.2)$$

Согласно [2, 3, 7, 10, 23] ударный ток к.з. следует определяться по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о} \cdot k_{уд} \quad (4.3)$$

где  $k_{уд}$  — ударный коэффициент [3].

#### 4.1.1 Расчёт токов к.з. в точке К1

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*\text{рез}(б)1} = x_{*б,с} + \frac{x_{*б,л}}{2} = 0,67 + \frac{0,33}{2} = 0,835.$$

Базисный ток находится по формуле (4.1):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. рассчитывается исходя из формулы (4.2):

$$I_{n,о} = \frac{E''_{*б}}{x_{*\text{рез}(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{0,835} \cdot 5,02 = 6,01 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток к.з. определяется по формуле (4.3):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,01 \cdot 1,8 = 15,3 \text{ (кА)}.$$

Аналогичным методом производятся расчёты токов к.з. для точек К2 и К3.

Все расчёты к.з. сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчёт трёхфазного короткого замыкания

Трёхфазное К.З.	$I_{n,о}^{(3)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
В точке К1	6,01	15,3
В точке К2	2,85	7,7
В точке К3	11,18	30,27

#### 4.2 Расчёт несимметричных коротких замыканий

В трёхфазных сетях могут возникать следующие виды несимметричных к.з.: двухфазные к.з.; одно- и двухфазные к.з. на землю.

Для расчета несимметричных токов короткого замыкания следует использовать схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

Согласно [2, 3, 10, 23] ток несимметричного к.з. следует находить из



выражения:

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{k1}^n, \quad (4.4)$$

где  $n$  – индекс вида к.з.;

$m^{(n)}$  – коэффициент, значение зависит от вида к.з. [2, 3] (таблица 4.2);

$I_{k1}^{(n)}$  – ток прямой последовательности для данного вида к.з., который определяется по выражению [2, 3]:

$$I_{k1}^{(n)} = \frac{E_*''}{X_{1+\Delta X^{(n)}}}, \quad (4.5)$$

где  $\Delta X^{(n)}$  – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного к.з. и параметрами схем замещения обратной и нулевой (при однофазном и двухфазном к.з. на землю) последовательностей [2, 3, 10, 23];

$X_{1}$  – результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения прямой последовательности относительно точки несимметричного к.з. [2, 3].

Таблица 4.2 – Значения дополнительного индуктивного сопротивления  $\Delta X^{(n)}$  и коэффициента  $m^{(n)}$  для несимметричного к.з.

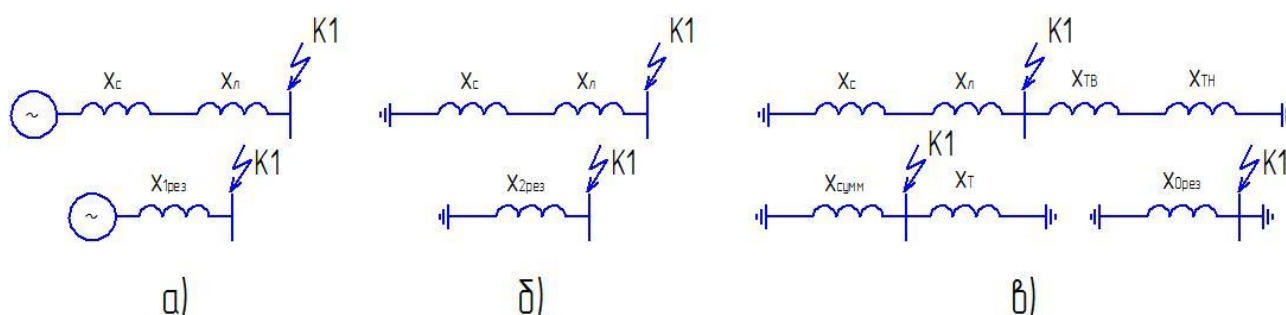
Вид к.з.	Значение $\Delta X^n$	Значение коэф. $m^n$
Однофазное	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$	3
Двухфазное	$X_{2\Sigma}$	$\bar{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{X_{2\Sigma} \times X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$	$\bar{3} \times \frac{1}{1 - \frac{X_{2\Sigma} \times X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$

Согласно [2, 3, 10, 23] начальное значение периодической составляющей при любом виде короткого замыкания определяется выражением:

$$I_{n,0}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{E_*''}{x_{*рез}^{(n)}} \cdot I_6. \quad (4.6)$$

#### 4.2.1 Расчёт токов к.з. в точке К1

Данные схемы замещения для расчета тока к.з для точки К1 представлены



на рисунке 4.3.

Рисунок 4.3 - Схемы замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей

Сопротивление прямой последовательности составит:

$$X_{1\Sigma} = x_{*б,с} + x_{*б,л} = 0,67 + 0,165 = 0,835.$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности и равно:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 0,835.$$

Сопротивление нулевой последовательности составит:

$$X_{0\Sigma} = x_{*б,с} + x_{*б,л} // x_{*б,т} = \frac{0,67 + 0,165 \cdot 7}{0,67 + 0,165 + 7} = 0,75.$$

Однофазное к.з.

Дополнительное индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 0,835 + 0,75 = 1,585.$$

Ток однофазного к.з. находится по формуле (4.4):

$$I_k^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{k1}^1 = 3 \cdot 0,41 = 1,23 \text{ кА} .$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. находится по формуле (4.6):

$$I_{n,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*б}}{X_{*рез}^1} \cdot I_6 = 3 \cdot 0,41 \cdot 5,02 = 6,17 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток к.з. находится по формуле (4.3):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,17 \cdot 1,8 = 15,7 \text{ (кА)}.$$

Двухфазное к.з.

Дополнительное индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 1,135.$$

Ток двухфазного к.з. находится по формуле (4.4):

$$I_k^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{k1}^2 = \sqrt{3} \cdot 0,6 = 1,038 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. находится по формуле (4.6):

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{X_{*рез}^2} \cdot I_6 = \sqrt{3} \cdot 0,6 \cdot 5,02 = 5,21 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток к.з. находится по формуле (4.3):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^2 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,21 \cdot 1,8 = 13,2 \text{ (кА)}.$$

Двухфазное к.з. на землю

Дополнительное индуктивное сопротивление находится по формуле (4.1):

$$\Delta X^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,835 \cdot 0,75}{0,835 + 0,75} = 0,4.$$

Нахождения коэффициента:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}}{1} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 - \frac{0,835 \cdot 0,75}{0,835 + 0,75}}{1} = 1,5.$$

Ток двухфазного к.з. на землю находится по формуле (4.4):

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{k1}^n = 1,5 \cdot 0,81 = 1,215 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. находится по формуле (4.6):

$$I_{n,0}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{X_{2\Sigma} + \Delta X^{1,1}} \cdot I_6 = 1,5 \cdot 0,81 \cdot 5,02 = 6,1 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток к.з. находится по формуле (4.3):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^2 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,1 \cdot 1,8 = 15,48 \text{ (кА)}.$$

Аналогичным методом производятся расчёты токов к.з. для точек К2 и К3.

Все расчёты к.з. сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Расчёт несимметричного короткого замыкания

Вид К.З.	$I_{n,o}^{(n)}$ , кА			$i_{уд}$ , кА		
	К1	К2	К3	К1	К2	К3
Однофазное	6,17	3,98	–	15,7	10,77	–
Двухфазное	5,21	2,53	9,63	13,2	6,86	26,1
Двухфазное на землю	6,1	4,13	–	15,48	11,2	–

В ходе расчёта токов к.з. были получены следующие результаты, что самым большим значением в точке К1 является однофазное к.з.  $I_{n,o}^{(1)} = 6,17$  кА и  $i_{уд} = 15,7$  кА, в точке К2 – двухфазное к.з. на землю  $I_{n,o}^{(1,1)} = 4,13$  кА и  $i_{уд} = 11,2$  кА, а в точке К3 – трёхфазное к.з.  $I_{n,o}^{(3)} = 11,18$  кА и  $i_{уд} = 30,27$  кА.

По этим полученным значениям будем производить выбор электрического оборудования.

## 5 Выбор электрических аппаратов и проводников

Для выбора оборудования и проводников для проектируемой или реконструированной подстанции, необходимо начать с определения заданной электрической схемы расчётных условий, то есть расчёт токов короткого замыкания и т.д. [2, 3, 14, 15].

Используя каталоги и справочники, производятся сопоставления расчётных значений с соответствующими номинальными параметрами установки [2, 3, 14, 15].

При выборе оборудования учитываются ряд условий: класс и стоимость установки, загрязнённость среды, габариты и вес, удобство размещения в РУ и ряд других требований [2, 3, 14, 15].

### 5.1 Выбор выключателя

При выборе выключателя следует опираться на следующие параметры согласно [2, 3]:

1) Номинальному напряжению –  $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ ;

2) Номинальному току –  $I_{\text{ном.дл}} \leq I_{\text{ном}}$ ;

3) Отключающей способности:

а) На симметричный ток отключения –  $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$ ;

б) На отключение аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = \left( \bar{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}};$$

в) Если условие  $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$  соблюдается, но при этом  $i_{a,\tau} > i_{a.\text{ном}}$ , то проверку по отключающей способности производят по полному току К.З.:

$$\left( \bar{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \bar{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right);$$

4) Предельному сквозному току к.з. - на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{но}} \leq I_{\text{нрс}}; i_{\text{уд}} \leq I_{\text{нрс}}$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

если  $t_{откл} < t_T$ ,  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$ .

Согласно методике [2, 3] и справочникам [11, 12, 13] произведём выбор элегазового выключателя марки ВГТ-УЭТМ-110-40/315-У1 на стороне 110 кВ. Все расчёты и данные из каталогов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/315-У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 6,17 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,17 \cdot 2,72^{\frac{0,045}{0,05}} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном}$ $i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,56 \text{ кА}$
$I_{no} = 6,17 \text{ кА}$ $i_{уд} = 15,7 \text{ кА}$	$I_{нрс} = 40 \text{ кА}$ $i_{нрс} = 102 \text{ кА}$
$B_k = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a$ $B_k = 6,17^2 \cdot 0,055 + 0,05 = 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,055 = 88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/315-У1 удовлетворяет условиям выбора и проверки выключателя.

Расчёт, анализ и выбор выключателя, на стороне 35 и 6 кВ представлены в приложении А.

## 5.2 Выбор разъединителя

Разъединитель выбирается по следующим параметрам [2, 3]:

- 1) Номинальному напряжению –  $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$ ;
- 2) Номинальному току –  $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$ ;

3) Электродинамической стойкости  $-I_{no} \leq I_{npc}; i_{уд} \leq I_{npc}$ ;

4) Термической стойкости  $-B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ ;

если  $t_{откл} < t_T, B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$ .

5.2.1 Согласно методике [2, 3] и справочникам [11, 12, 13] рассмотрим разъединитель РДЗ-110/1000-У1. Все расчёты и данные из каталогов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Разъединитель РДЗ-110/1000-У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 126 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no} = 6,17 \text{ кА}$ $i_{уд} = 15,7 \text{ кА}$	$I_{npc} = 63 \text{ кА}$ $i_{npc} = 80 \text{ кА}$
$B_k = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a$ $B_k = 4,42^2 \cdot 0,08 + 0,05 =$ $= 2,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 18,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный разъединитель РДЗ-110/1000-У1 удовлетворяет условиям выбора и проверки разъединителя.

5.2.1 Согласно справочникам [11, 12, 13] рассмотрим разъединитель РДЗ-35/1000 У1.

Все расчёты и данные из каталогов приведены в таблице 5.3.

Разъединитель выбирается по таким же параметрам и методикам, согласно [2, 3], аналогично разъединителю на стороне 110 кВ.

Таблица 5.3 – Разъединитель РДЗ-35/1000-У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$

$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 175,9 \text{ A}$	
---	--

Продолжение таблицы 5.3

$I_{no} = 5,94 \text{ кА}$ $i_{уд} = 16, \text{ кА}$	$I_{npc} = 25 \text{ кА}$ $I_{nrc} = 63 \text{ кА}$
$B_k = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a$ $B_k = 4,42^2 \cdot 0,08 + 0,05 =$ $= 6,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 37,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный разъединитель РДЗ-35/1000-У1 удовлетворяет условиям выбора и проверки разъединителя.

### 5.3 Выбор трансформаторов тока

При выборе трансформатора тока (ТТ) следует опираться на следующие параметры [2, 3]:

- 1) Номинальному напряжению –  $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$ ;
- 2) Номинальному длительному (рабочему) току –  $I_{ном} \leq I_{1ном}$ ;

где  $I_{1ном}$  – номинальный первичный ток ТТ;

$I_{ном}$  – номинальный (рабочий) первичный ток (нагрузки) ТТ (по каталогу).

- 3) Электродинамической стойкости –  $i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$ ;

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости ТТ (по каталогу).

- 4) Термической стойкости –  $B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T$ ;

где  $K_T$  – кратность термической стойкости ТТ (по каталогу).

- 5) Вторичной нагрузке –  $Z_2 \leq Z_{2ном}$ .

где  $Z_{2ном}$  – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки ТТ;

$Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ.

Согласно методике [2, 3] и справочникам [11, 12, 13] рассмотрим



трансформатор тока марки ТРГ-110-У2 на стороне 110 кВ.

Все расчёты и данные из каталогов приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Трансформатор тока ТРГ-110-У2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ $I_{\text{max}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,7 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 15,7 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 102 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 28,56 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}$ $B_{\text{к}} = 6,17^2 \cdot 0,08 + 0,05 = 4,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{т}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 80^2 \cdot 0,2^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для определения нагрузки по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока используем схему включения и данные приборов из каталогов, чтобы проверить трансформатор по вторичной нагрузке. Наибольшая нагрузка приходится на фазу А, это видно из таблицы 5.5.

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка Трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А		
		А	В	С
Амперметр	EQ72	0,5	-	-

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление контактов  $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ , тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ (Ом)}.$$

Принимая длину соединительных проводов 60 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,08} = 1,57 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{п}} = l$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения

трансформаторов тока.

Согласно [1, п. 3.4.4] по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил. Сечение больше  $6 \text{ мм}^2$  обычно не применяется.

Принимаем стандартное сечение  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки ТТ.

Расчёт, анализ и выбор трансформатора тока, на стороне 35 и 6 кВ представлены в приложении Б.

#### 5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) проверяется по следующим параметрам [2, 3]:

1) Номинальному напряжению –  $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ ;

2) Вторичной нагрузке –  $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$ ,

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к ТН.

Согласно методике [2, 3] и справочникам [11, 12, 13] рассмотрим трансформатор напряжения марки ЗНОМ-35-У1 на стороне 35 кВ.

Данные приборов во вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Данные трансформатора напряжения ЗНОМ-35-У1

Приборы	Тип приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	САЭ-681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							6,52	3,7

Чтобы упростить расчёты, можно нагрузку приборов не разделять по фазам, тогда используется следующая формула:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi)^2 + (S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{6,52^2 + 3,7^2} = 7,5 \text{ (ВА)}.$$

Данный трансформатор напряжения марки ЗНОМ-35-У1 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счётчиков, 75 ВА. Таким образом  $S_{2\Sigma} = 7,5 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ , трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Расчёт, анализ и выбор трансформатора тока, на стороне 6 кВ представлены в приложении В.

### 5.5 Выбор блока высокой готовности

Для проектирования или реконструкции распределительных устройств напряжением 35 кВ можно использовать блоки высокой готовности. Данные блоки предназначены для приёма и распределения электрической энергии в открытых (ОРУ) или закрытых (ЗРУ) распределительных устройствах.

Согласно справочнику [16] рассмотрим два блока марки БВГ-УЭТМ-35-02-02-УХЛ1 и БВГ-УЭТМ-35-09-02-УХЛ1 на стороне 35 кВ. Технические характеристики блоков сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Технические характеристики блоков

Параметры	Значения
Номинальное рабочее напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Высота размещения над уровнем моря, м	До 1000
Длина пути утечки ввода, см	105
Антикоррозионное покрытие для металлоконструкций	Горячее оцинкование по ГОСТ 9.307-89
Климатическое исполнение	У, УХЛ по ГОСТ 15150-90
Категория размещения	1

### 5.6 Выбор кабелей

Выбираем в линии кабель АПвП 1х160, присоединяющий к блоку высокой готовности марки БВГ-УЭТМ-35-02-02-УХЛ1 на стороне 35 кВ через силовой трансформатор ТДТН-25000/110-УХЛ1.

Кабели выше 1кВ выбираются по следующим параметрам [2, 3]:

1) Напряжению установки –  $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ ;

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

2) Допустимому току –  $I_{\text{продл.расч}} \leq I_{\text{дл.доп}}$ ;

$$I_{\text{норм}} = \frac{10825}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 163 \text{ (А)}; I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{32630}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 228 \text{ (А)};$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимы ток с учётом поправки на число рядом проложенных в земле кабелей  $k_1$  и на температуру окружающей среды  $k_2$ :

$$I_{\text{дл.доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп.ном}},$$

где  $k_1, k_2$  – допустимый ток находится по справочникам или ПУЭ [1].

3) Экономической плотности тока –  $S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}}$ ;

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}} = \frac{163}{1,7} = 96 \text{ (мм}^2\text{)},$$

где  $j_{\text{э}} = 1,7 \text{ А/мм}^2$ .

Принимаем один кабель сечением  $120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 402 \text{ А}$ . Поправочный коэффициент на температуру воздуха  $k_2 = 0,93$ . Тогда

$$I_{\text{дл.доп}} = 0,93 \cdot 1 \cdot 402 = 373,9 \text{ А} > I_{\text{max}} = 163 \text{ (А)}.$$

Таким образом, кабель проходит по допустимому току

$$I_{\text{продл.расч}} = 163 \text{ (А)} \leq I_{\text{дл.доп}} = 373,9 \text{ (А)}.$$

4) Термической стойкости –  $S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_{\text{к}}}}{C_{\text{T}}}$ .

Находим интеграл Джоуля по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}} = 4,13^2 \cdot 0,055 + 0,12 = 3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_{\text{к}}}}{C_{\text{T}}} = \frac{3 \cdot 10^6}{90} = 182,57 \text{ (мм}^2\text{)},$$

где  $C_T = 90 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

Таким образом, выбранный кабель сечением  $160 \text{ мм}^2$  термически стойкий.

По расчётным данным, используем кабель марки АПВП 1х160.

### 5.7 Выбор жёстких шин

Согласно [2, 3] выбор сечения  $S$  жёстких шин производится по экономической плотности тока (за исключением сборных шин; сетей напряжением до 1 кВ):  $S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}}$ .

Найденное сечения  $S$  округляется и проверяется:

1) по длительному току из условия нагрева —  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл.доп}}$ ;

2) на термическую стойкость при к.з. —  $S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} \leq S$ ;

3) на электродинамическую стойкость при к.з. —  $\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ .

Выбираем жёсткие шины на стороне 35 кВ для ОРУ марки АДЗ1Т.

Расчётный токи:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375,3 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 525,5 \text{ (А)}.$$

Выбирается сечение алюминиевых шин по экономической плотности:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{525,5}{1,7} = 309,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем шины прямоугольного сечения  $10 \times 60 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 2010 \text{ А}$ .

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 525,5 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 2010 \text{ (А)}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

Находим интеграл Джоуля по формуле:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,13^2 \cdot 0,055 + 0,12 = 3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$S_{min} = \frac{\overline{B_K}}{C_T} = \frac{3 \cdot 10^6}{90} = 182,57 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Шины термически стойки, так как  $S_{min} = 182,57 \text{ мм}^2 \leq S = 600 \text{ мм}^2$ .

Частота собственных колебаний шины:

$$f_o = \frac{r_1^2}{2\pi \cdot l^2} \cdot \frac{\overline{E \cdot J}}{m} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5 \cdot 10^{-8}}{1,62} = 209,5 \text{ (Гц)},$$

где  $l = 0,5 \text{ м}$  – длина пролёта между изоляторами;

$$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{6 \cdot 1^3}{12} = 0,5 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4 \text{ – момент инерции поперечного сечения}$$

шины;

$E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$  – модуль упругости материала шины;

$r_1 = 4,73$  – параметр основной собственной частоты шины;

$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 1 = 1,62 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$  – масса шины на единицу длины.

Проверка шин на электродинамическую стойкость – напряжённость в материале шин при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{max} = \frac{\overline{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{из}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\overline{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 45670^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1 \cdot 10^2 \cdot 0,8} =$$

$$= 9,4 \text{ МПа}.$$

где  $a = 0,8 \text{ м}$  – расстояние между фазами;

$l_{из} = 0,5 \text{ м}$  – длина пролёта;

$\lambda = 12$  – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

$k_{\phi} = 1$  – коэффициент формы;

$k_{расп} = 1$  – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{6 \cdot 1^2}{6} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \text{ – момент сопротивления поперечного сечения}$$

шины.

Шины механически прочны, так как  $\sigma_{раб} = 9,4 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ .

Таким образом, по расчётным данным, используем жёсткие шины марки АДЗ1Т.

## 5.8 Выбор изоляторов

Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, при выборе которых следует опираться на следующие параметры согласно [2, 3]:

- 1) номинальному напряжению –  $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- 2) допустимой нагрузке на головку опорного изолятора –

$$F_{\text{рас}} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расп}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{H}.$$

Выбираем полимерный опорный изолятор типа ОСК 5-35-А-4-УХЛ1 высотой  $H_{\text{из}}=134$  мм.

Номинальное напряжение –  $35 \text{ (кВ)} \leq 35 \text{ (кВ)}$ .

Максимальная нагрузка на изоляторы составляет:

$$F_{\text{рас}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{расп}} \cdot l_{\text{из}} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{11200^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 13,56 \text{ Н}.$$

Таким образом, изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости, так как

$$F_{\text{рас}} = 13,56 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расч}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 \cdot 5000 \cdot \frac{0,134}{0,174} = 70 \text{ Н},$$

где  $F_{\text{расч}} = 5 \text{ кН}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, берётся из справочника [17];

$H_{\text{из}} = 0,134 \text{ (м)}$  – высота изолятора;

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} = 0,134 + 0,01 + \frac{0,06}{2} = 0,174 \text{ м}.$$

По расчётным данным, используем опорный изолятор типа ОСК 5-35-А-4- УХЛ1.

## 5.9 Выбор гибких шин и токопроводов

Провода линии (гибкие шины) выполняются в основном проводами типа АС. Согласно [2, 3] сечение  $S$  гибких шин (проводов) выбираются по следующим параметрам:

$$1) \text{ экономической плотности тока } - S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}},$$

где  $j_{\text{эк}} = 2,7 \text{ А/мм}^2$  – нормированная плотность тока [3];

найденное сечение  $S$  округляется до ближайшего стандартного;

$$2) \text{ длительно допустимому току из условий нагрева } - I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл.доп}};$$

$$3) \text{ термическую стойкость при к.з. } - S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_{\text{к}}}}{C_T} \leq S;$$

4) электродинамической стойкости – проверяются гибкие шины РУ при  $I_{\text{n,о}} \geq 20 \text{ кА}$ ;

5) при напряжении 35 кВ и выше необходимо проверка по условиям коонирования.

Определяем расчётные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2190 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3065 \text{ А} .$$

Выбирается сечение алюминиевых шин по экономической плотности:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{2190}{2,7} = 811 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем провод марки АС-900/75:  $S = 900 \text{ мм}^2$ ;  $d = 3,67 \text{ мм}$ ;  $I_{\text{доп}} = 4000 \text{ А}$ . Фазы расположены горизонтально, с расстоянием между ними 300 см.

Проверяем провода по длительно допустимому току из условий нагрева

–

$$I_{\text{max}} = 3065 \text{ (А)} \leq I_{\text{доп}} = 4000 \text{ А}.$$

Проверки на термическое действие тока к.з., на электродинамическую стойкость и на условия коронирования не производятся, так как шины



изготовлены голыми проводами на открытом воздухе, действующее значение равно  $I_{n,0} = 11,18 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$  и выбор шины осуществляется на стороне 6 кВ..

По расчётным данным, используем гибкие шины марки АС-900/75 и выбираем токопровод марки ТЗК-6-2000-81-У1. Токопровод закрытый напряжением 6 кВ на номинальные токи до 4000 А служит для электрического соединения трансформаторов со шкафами комплектных распределительных устройств.

## **6 Выбор основных конструктивных решений по понизительной подстанции**

Состав оборудования и сооружений подстанции зависит от её параметров и принятой схемы электрических соединений. Нужно произвести упрощение и удешевление подстанции, желательно использовать конструкции заводского изготовления [2, 3, 14, 15].

Так как на данной подстанции имеются 3 напряжения взаимное расположение РУ ВН и СН определяется расположением воздушных ЛЭП и расположением соответствующих обмоток трёхобмоточного трансформатора.

Трёхобмоточные трансформаторы следует расположить так, чтобы электрические связи с РУ были проще и короче, при этом желательно избежать пересечений. Поэтому трансформаторы необходимо расположить в центре площадки подстанции.

На среднем напряжении (35 кВ) РУ выполним открытым с соблюдением изоляционных расстояний между токоведущими частями согласно ПУЭ [1]. Для крепления проводов предусмотрим порталы, изготовленные из сборного железобетона. Территория ПС, ограждается забором [2, 3, 14, 15].

На низком напряжении (6 кВ), на данной подстанции, устанавливается КРУН в виде ячеек. Кабели прокладываются в земле. РУ 6-10 кВ располагаются в закрытых помещениях и должны обеспечивать безопасность при ремонтах и осмотрах и удобство эксплуатации.

Выполнение плана-разреза понизительной проходной подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод» с трансформаторами ТДТН-25000/110-УХЛ1 и со всеми электрическими аппаратами представлена в графической части выпускной квалификационной работе бакалавра.

## 7 Релейная защита

Релейная защита (РЗ) является важнейшей частью автоматики электроустановок и энергосистем, и предназначена для успешного автоматического отключения, при помощи выключателей, поврежденного участка или элемента от неповрежденной части электроустановки. Если повреждение не нарушает работу электроустановки, допускается действие релейной защиты на сигнал, реагирование на опасные, ненормальные режимы работы (перегрузка). Защита осуществляется для всех основных элементов схемы: трансформаторов, линий, шин и т.д.

Источниками информации для релейной защиты являются датчики тока и напряжения, подключаемые к измерительным трансформаторам тока и напряжения. Основными органами защиты являются:

- 1) пусковой, реагирующий на нарушение нормального режима;
- 2) измерительный, определяющий условия срабатывания защиты;
- 3) блокирующий, который в определенных условиях ограничивает действие защиты или предотвращает срабатывание других защит;
- 4) исполнительный, воздействующий на привод выключателя;
- 5) сигнальный, фиксирующий работу защиты.

Для расчёта и выбора принимаем релейную защиту трёхмоточного трансформатора типа «Сириус-ТЗ»

### 7.1 Дифференциальная токовая защита

Весь расчёт выполнен и представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Общие уставки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защ. тран-ра, соот-ующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,сп}}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 130 \text{ А}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375 \text{ А}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2190 \text{ А}$

Коэффициент Трансформации трансформатора тока	$K_I$	200/5	500/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока	Y (звезда), Δ (треугольник)	треугольник	треугольник	звезда
Коэффициент схемы	$K_{сх}$ 1 (звезда), $\sqrt{3}$ (треугольник)	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий его номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном}}{K_I} \cdot K_{сх}$	$\frac{130}{200/5} \cdot \sqrt{3} = 1,63$	$\frac{375}{500/5} \cdot \sqrt{3} = 1,25$	$\frac{2190}{3000/5} \cdot 1 = 3,65$
Принятые значения	$I_{ном}$	5,62	6,5	3,65
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \cdot (126 - 96,5) / (2 \cdot 111,25) = 13$		

## 7.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Необходимо выбрать относительное значение уставки срабатывания отсечки, расчёт выполнен и сведён в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

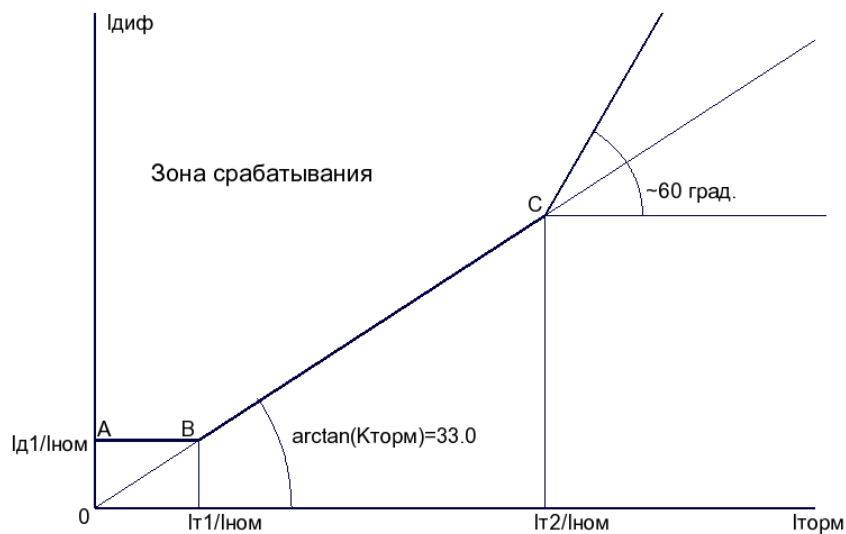
Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
Уставка срабатывания по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{диф}/I_{ном}$	о.е.	$I_{диф} I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.мах}$	4
Коэффициент небаланса $K_{нб1}$ ,	о.е.	Для ТТ: 5А – 0,7 1А - 1	0,7
Уставка срабатывания по условию отстройки от тока небаланса $I_{диф}/I_{ном}$	о.е.	$I_{диф} I_{ном} = 1,2 \cdot K_{нб1} \cdot I_{кз.вн.мах} / I_{ном.перв}$	41,29
Уставка срабатывания $I_{диф}/I_{ном}$ ,	о.е.	$I_{диф} I_{ном}$ диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{ном}$	42

### 7.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Необходимо выбрать базовую уставку ступени, коэффициент торможения, вторую точку излома тормозной характеристики, уставку блокировки от второй гармоники, расчёт выполнен и сведён в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
Базовая уставка, $I_{\Delta 1}/I_{ном}$	о.е.	Согласно [24], в диапазоне 0,3-0,5	0,3
Третья составляющая тока небаланса	-	Согласно [24], равен 0,04	0,04
Коэффициент, учитывающий переходный режим, $K_{пер}$	-	Согласно [24], 2,5 – двигательной нагрузки более 50% 2 – двигательной нагрузки менее 50%	2
Дифференциальный ток от сквозного тока КЗ, $I_{диф}$	A	$I_{диф} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добва} \cdot I_{СКВ}$ $K_{одн} = 1; \varepsilon = 0,1$ – согласно [24]	$0,52 \cdot I_{скв}$
Коэффициент снижения тормозного тока, $K_{сн.т}$	-	$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добва}$	0,8
Коэффициент торможения, $K_{торм}$	-	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot I_{диф}/I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добва} / K_{сн.т}$ $K_{отс} = 1,3$ - согласно [24]	65,00
Первая точка излома тормозной характеристики, $I_{т1}/I_{ном}$	о.е.	$I_{т1}/I_{ном} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \cdot 100 / K_{ТОРМ}$	0,46
Вторая точка излома тормозной характеристики, $I_{т2}/I_{ном}$	о.е.	Согласно [24], в диапазоне 1,5-2	2
Условие расположения точек излома, $I_{т2}/I_{ном} > I_{т1}/I_{ном}$	-	Проверка условия	1
Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\Delta 2}/I_{\Delta 2}$ , рекомендуется на уровне 12-15%	о.е.	Согласно [24], в диапазоне 0,12-0,15	0,15



Тормозная характеристика представлена на рисунке 7.1

Рисунок 7.1 - Тормозная характеристика дифференциальной защиты

#### 7.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) и сигнализация перегрузки трансформатора

Необходимо выбрать уставку по току меньше, чем минимальную уставку чувствительной ступени ДЗТ-2. расчёт выполнен и сведён в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Сигнализация небаланса в плечах защиты и перегрузки трансформатора

Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3)			
Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
Рекомендуемая уставка, $I_{\delta}/I_{ном}$	-	Согласно [24]: 0,1	0,1
Принимаемая уставка, $I_{\delta}/I_{ном}$	-	Согласно [24]: 0,1	0,1
Сигнализация перегрузки трансформатора			
Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
Уставка сигнализации перегрузки на стороне ВН	А	$I_{ВН} = 1,05 \cdot K_{отс} \cdot I_{ном.втор.ВН}/K_{В}$ Согласно [24]: $K_{отс}=1,05$ $K_{в}=0,95$	6,27
Уставка сигнализации перегрузки на стороне НН	А	$I_{НН} = 1,05 \cdot K_{отс} \cdot I_{ном.втор.НН}/K_{В}$	4,18



## 8 Выбор оперативного тока

Питание цепей управления, защиты и автоматики, сигнализация, а также коммутационные аппараты осуществляется с помощью специальных источников оперативного тока.

Совокупность источников питания, например, переключающие устройства, кабельные линии и другие элементы составляют систему оперативного тока.

На подстанциях используют следующие системы оперативного тока:

- 1) постоянный оперативный ток;
- 2) переменный оперативный ток;
- 3) выпрямленный оперативный ток;
- 4) смешанная система оперативного тока.

Так как источниками оперативного тока на подстанции являются трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, выключатели, а также трансформаторы собственных нужд, то в этом случае следует использовать переменный оперативный ток.



## 9 Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа, мощности подстанции питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов.

К потребителям собственных нужд на подстанциях относятся электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, устройства обогрева коммутационной аппаратуры, шкафов КРУ и КРУН, система пожаротушения, вентиляция, отопление, освещение и т.д.

При установке двух трансформаторов их мощность берётся по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд.

Мощность потребителей собственных нужд приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Мощность основных потребителей

№	Потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт, при мощности тр-ров 2×25 МВА
1.	Устройства охлаждения для трансформатора ТДТН-25000	4
2.	Подогрев выключателей и приводов	5,4
3.	Подогрев шкафов КРУН-10	1
4.	Подогрев приводов разъединителей	0,6
5.	Подогрев релейного шкафа	1
6.	Отопление, освещение, вентиляция здания ОПУ	110
7.	Отопление, освещение, вентиляция модульное здание оборудования СДТУ	20
8.	Освещение ПС	30
	Итого	218
	Итого с учетом коэффициента загрузки, $k_3 = 0,7$	152,6

На основании расчетов выберем два трансформатора собственных нужд 2хТМГ-СЭЩ-160/6-0,4 кВА.

## 10 Расчёт заземления подстанции

Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны заземляться. Для заземления используются естественные и искусственные заземлители [2].

### 10.1 Расчёт заземляющих устройств в установках с изолированной или компенсированной нейтралью

В установках 6-35 кВ широкое применение получил расчет заземления подстанции методом коэффициента использования [2]. Данная подстанция, находится в II климатической зоне. Естественных заземлителей нет. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50x50x5 мм, длиной 5 м. Расстояние между уголками 4,5 м. Уголки забиты по контуру подстанции. Для горизонтального заземлителя используется стальная полоса 40x4 мм. Глубина заложения горизонтального заземлителя 0,7 м. Грунт – скалы с удельным сопротивлением 3000 Ом·м.

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства на стороне 6 кВ должно быть 4 Ом, которое и будет определяющим для расчета.

Согласно [1] допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{гр}}}{100} \cdot R_3 = \frac{3000}{100} \cdot 4 = 120 \text{ Ом} .$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя определяется по выражению [2, 25, 26]:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} , \quad (10.1)$$

где  $\rho_{\text{расч.в}} = k_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,5 \cdot 3000 = 4500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – удельное сопротивление грунта для стрержневых заземлителей;

$l$  – длина вертикального заземлителя, м;

$d$  – диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки  $b$  принимается  $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,048$  (м));

$t_0$  – глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

$$t' = t_0 + \frac{1}{2} \cdot l = 0,7 + 0,5 \cdot 5 = 3,2 \text{ (м)}.$$

Найдём Сопротивление растеканию вертикального заземлителя по формуле [2, 25, 26]:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 4500}{5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 5}{0,048} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} = 823,4 \text{ Ом} .$$

Для определения количества вертикальных заземлителей воспользуемся выражением и рассчитаем количество заземлителей [2, 25, 26]:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3}, \quad (10.2)$$

где  $\eta_B = 0,6$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру.

$$n_B = \frac{823,5}{0,6 \cdot 120} = 11,43 \rightarrow 12 \text{ (шт.)}$$

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке 12 шт.

Длина горизонтального заземлителя (полосы) воспользуемся формулой [2, 25, 26]:

$$l_\Gamma = a \cdot n_B \quad (10.3)$$

$$l_\Gamma = 4,5 \cdot 12 = 54 \text{ м} .$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы) рассчитывается по формуле [2, 25, 26]:

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{l_\Gamma} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_\Gamma^2}{b \cdot t_0}, \quad (10.4)$$

где  $\rho_{\text{расч.в}} = k_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 3,5 \cdot 3000 = 10500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – удельное сопротивление грунта для стержневых заземлителей.

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot 10550}{54} \cdot \lg \frac{2 \cdot 54^2}{0,05 \cdot 0,7} = 373,3 \text{ Ом} .$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования рассчитывается по выражению [2, 25, 26]:

$$R_{\Gamma}' = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (10.5)$$

$$R_{\Gamma}' = \frac{373,3}{0,27} = 1382,4 \text{ Ом} .$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя рассчитывается по выражению [2, 25, 26]:

$$R_{\text{В}}' = \frac{R_{\Gamma}' \cdot R_3}{R_{\Gamma}' - R_3}, \quad (10.6)$$

$$R_{\text{В}}' = \frac{1382,4 \cdot 120}{1382,4 - 120} = 131,4 \text{ Ом} .$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей рассчитывается по выражению [2, 25, 26]:

$$n_{\text{В}}' = \frac{R_{\text{В}}}{\eta_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}}'}, \quad (10.7)$$

$$n_{\text{В}}' = \frac{823,4}{0,6 \cdot 131,4} = 10,44 \rightarrow 11 \text{ шт.} .$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции в количестве  $n_{\text{В}}' = 11$  шт. вертикальных заземлителей (уголков).

## 10.2 Расчёт заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше

Согласно [1] заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования; и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Для  $\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о,в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$ , согласно [2] находим  $U_{\text{пр,доп}} = 500 \text{ В}$ .

Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных

проводников по формуле [2, 25, 26]:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{В}} \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot S}\right)^{0,45}}, \quad (10.7)$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot 12 \cdot 20}\right)^{0,45}} = 0,17;$$

где  $M = 0,5$  параметр, зависящий от  $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ , т.к. грунт принят однородным, то

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1;$$

$l_{\text{В}} = 5$  м - длина вертикального заземлителя;

$L_{\Gamma} = 128$  м - длина горизонтальных заземлителей;

$a = 5$  м - расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 240 \text{ м}^2$  - площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

где  $R_{\text{ч}} = 1000$  Ом,  $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}}$ ;

$\rho_{\text{в.с}} = 84$  Ом · м - удельное сопротивление верхнего слоя грунта.

Напряжение на заземлителе определяется из выражения [2, 25, 26]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}}, \quad (10.8)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,17} = 2941 \text{ В}.$$

В пределах допустимого (ниже 6-10 кВ).

Так как  $U_3 = I_3 \cdot R_3$ , то сопротивление заземляющего устройства должно быть рассчитано по формуле [2, 25, 26]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (10.9)$$

где  $I_3$  - расчётный ток однофазного К.З. в рассматриваемой установке.

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2941}{6170} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\bar{S} = \sqrt{12 \cdot 20} = 15,5 \text{ м}.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \bar{S}} - 1 = \frac{128}{2 \cdot 15,5} - 1 = 3,1.$$

Принимаем  $m = 3$ .

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \bar{S} \cdot m + 1 = 2 \cdot 15,5 \cdot 4 = 124 \text{ м}.$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{15,5}{3} = 5,2 \text{ м}.$$

Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии  $\frac{a}{l} = 1$ :

$$n_{\text{в}} = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{в}}} = \frac{15,5 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 12,4$$

Принимаем  $n_{\text{в}} = 12$ .

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} = 5 \cdot 12 = 60 \text{ м}.$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_{\text{в}} + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{15,5} = 0,368 > 0,1.$$

Тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{в}} + t}{\bar{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,368 = 0,293.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя рассчитывается по формуле [2, 25, 26]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\bar{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{в}}}, \quad (10.10)$$

$$R_3 = 0,293 \cdot \frac{84}{15,5} + \frac{84}{124 + 60} = 2,03 \text{ Ом}$$

Что значительно больше допустимого значения  $R_{3,\text{доп}} = 0,48 \text{ Ом}$ .

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,17 \cdot 6170 \cdot 2,03 = 2129 \text{ В} ,$$

что выше допустимого значения 500 В.

Необходимо принять меры для снижения  $U_{\text{пр}}$ . Применим подсыпку слоем гравия толщиной 0,2 м по всей территории подстанции для увеличения сопротивления под ступнями человека. Удельное сопротивление верхнего слоя почвы (гравия)  $\rho_3 = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , тогда

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18;$$
$$k_{\text{П}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{В}} \cdot L_{\text{Г}}}{a \cdot S}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot 12 \cdot 20}\right)^{0,45}} = 0,05.$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, т.к. глубина заложения заземлителей 0,7 м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение  $\frac{\rho_1}{\rho_2}$  и величина  $M$  остаются неизменными.

Тогда согласно формулам (10.8) и (10.9):

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр, доп}}}{k_{\text{П}}} = \frac{500}{0,05} = 10000 \text{ В} ,$$

что в пределах допустимого.

$$R_{3, \text{ доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{10000}{6170} = 1,62 \text{ Ом} ,$$

что меньше значения  $R_3 = 2,03 \text{ Ом}$ .

Найдем напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,05 \cdot 6170 \cdot 1,62 = 499 \text{ В} ,$$

что меньше допустимого значения 500 В.

Поэтому из расчетов видно, как эффективна подсыпка гравием на территории ОРУ.

## 11 Молниезащита подстанции

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, следует защищать от интенсивности грозовой деятельности. Молниеотводы существуют различных типов: стержневые, тросовые, сетчатые, комбинированные (например, тросовстержневые). Чаще устанавливаются стержневые молниеотводы. Тросовые же используются в основном для защиты длинных и узких зданий. Сетчатые молниеотводы накладываются на защищаемый объект в виде сетки, аналогично действию обычного молниеотвода. [15].

Согласно [1, 2, 27] на данной подстанции «Ремзавод» установим двойной стержневой молниеотвод, так как расстояние между стержневыми молниеотводами не превышает предельного значения, т.е.  $L \leq 4 \cdot h$ .

Примем высоту молниеотвода равной  $h=50$  (м) с надежностью защиты 0,9 согласно [2, 27] Тогда при расстоянии между молниеотводами  $L=44$  м:

$$L_c = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 50 = 125 \text{ (м)}.$$

В таком случае граница зоны не имеет провеса, так как  $L \leq L_c$ , тогда  $h_c = h_0$  согласно [2, 27]

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами [2, 27]:

-высота конуса определяется по формуле (11.1):

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (11.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 50 = 43 \text{ (м)};$$

-радиус конуса на уровне земли определяется по формуле (11.2):

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (11.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 50 = 60 \text{ (м)}.$$

Согласно [2, 27] максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте  $h_x = 6$  (м) находится из выражения (11.3):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0}, \quad (11.3)$$



$$r_x = \frac{60 \cdot 43 - 6}{43} = 52 \text{ м .}$$

На рисунке 11.1 представлена зона защиты двойного стержневого молниеотвода.

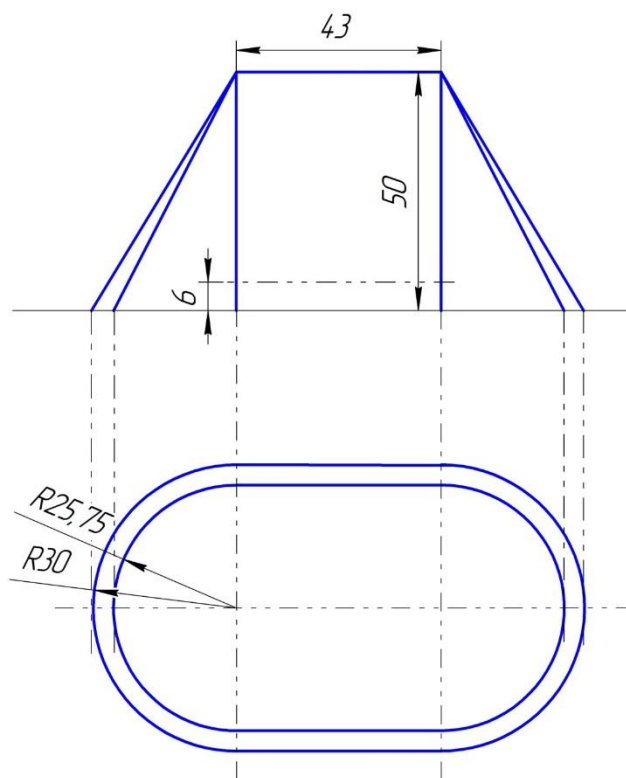


Рисунок 11.1 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

## Заключение

В выпускной квалификационной работы бакалавра была произведена реконструкция понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод» с учетом требований, предъявляемых к системам электроснабжения.

После произведённых расчётов электрических нагрузок было принято решение установить к установке на подстанции два трансформатора марки ТДТН - 25000/110/35/6, которые соответствует всем экономическим вариантам исполнения.

Рассчитаны токи короткого замыкания и по ним были выбраны оборудования подстанции: два элегазовых выключателя на стороне 110 и 35 кВ и вакуумные выключатели для КРУН на 6 кВ, разъединители, приборы учёта и контроля на подстанции, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, кабели, гибкие шины, жёсткие шины, предохранители и ограничители перенапряжения.

Кроме того, произведен выбор и расчёт защиты и автоматики подстанции и рассчитаны их уставки. Произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции. Выбран оперативный ток - на данной подстанции применяется переменный оперативный ток.

Таким образом, работа позволяет решить весь комплекс вставших перед проведением реконструкции задач, отвечает требованиям нормативных стандартов и обладает требуемыми технико-экономическими показателями.

## Список использованных источников

1. Правило устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. [Текст] – М.: Госэнергонадзор, 2015.
2. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст]: учеб. –метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыкова. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.
3. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст]: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2013 – 448 с
4. Каталог выпускаемой продукции [Электронный ресурс] / «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти, Россия. - Режим доступа: <http://transformator.com.ru>, свободный. (Дата обращения: 20.02.2016 г.).
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособ. для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Энергоатомиздат, 2014.
6. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст]: Справочник: Учеб. пос. – М.: ФОРУМ: ИНРА-М, 2006. – 480 с.
7. Коровин, Ю.В. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах [Текст]: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
8. Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций [Текст]: Учеб, пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 2007. – 312 с
9. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
10. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания по выбору электрооборудования. РД 153-34. 0-20 527. – 98 [Текст] – М.; НЦЭНАС, 2008, 152с.

11. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. [Текст] - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – Т.6.
12. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. [Текст] - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – Т.5.
13. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. [Текст] - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – Т.4.
14. Кудрин, Б.И. Электроснабжение [Текст]: учебник для студ. учреждений высш. проф. Образования / Б.И.Кудрин. — М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 2-е изд., перераб. и доп. — 352 с. — (Сер.Бакалавриат).
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. - М.: Интернет Инжиниринг, 2006 - 672 с: ил.
16. Блоки 35 кВ высокой готовности серии БВГ-УЭТМ-35 [Электронный ресурс] / ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш», Россия - Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>, свободный. (Дата обращения: 12.04.2016 г.).
17. Каталог полимерных изоляторов [Электронный ресурс] / ЗАО «ЗЭТО» - «Завод электротехнического оборудования» г. Великие Луки, Россия. - Режим доступа: <http://www.zeto.ru>, свободный. (Дата обращения: 7.05.2016 г.).
18. Sulphur Hexafluoride (SF6) Circuit Breakers - Construction, Working, Advantages and Disadvantages [electronic resource] / URL: <http://www.studyelectrical.com/2014/07/sulphur-hexaflouride-sf6-circuit-breaker-construction-working-advantages.html>
19. Current Transformers - Windings and Rated Insulation Levels [electronic resource] / URL: <http://www.studyelectrical.com/2014/06/current-transformers-primary-secondary-windings-ct.html>  
Basic Types of Current Transformers [electronic resource] / URL: <http://www.studyelectrical.com/2015/10/basic-types-of-current-transformers.html>

20. Electrical edition - Sulphur Hexaflouride (SF6) Circuit Breakers [electronic resource] / URL: <http://www.electricaledition.com/2015/09/sulphur-hexaflouride-sf6-circuit-breakers.html>

21. Maintenance Of SF6 Gas Circuit Breakers [electronic resource] / URL: <http://electrical-engineering-portal.com/maintenance-of-sf6-gas-circuit-breakers>

22. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.

23. ГОСТ Р 52735-2007. Расчет токов КЗ в сетях выше 1 кВ. [Текст] – М.: Издательство стандартов, 2007.

24. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ» [Электронный ресурс] / ЗАО «РАДИУС Автоматика». - Режим доступа: <http://www.rza.ru/>, свободный. (Дата обращения: 07.03.2016 г.).

25. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

26. Заземляющие устройства электроустановок (требования нормативных документов, расчет, проектирование, конструкции, сооружение): справочник / Р.К. Борисов и др. [Текст] – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

27. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. [Текст] – М.: Издательство стандартов, 2003.

28. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Т.Федин. – М.: КНОРУС, 2012.

## Приложение А

Согласно методике [2,3] и справочнику [11, 12, 13] рассмотрим элегазовый выключатель марки ВГТ-УЭТМ-35-50/31У1 на стороне 35 кВ. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу А.1.

Выключатель выбирается по таким же параметрам и методикам, согласно [2,3], что и выключатель на стороне 110 кВ.

Таблица А.1 – Элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-35-50/31У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 525,4 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 4,13 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 50 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,13 \cdot 2,72^{\frac{0,045}{0,12}} = 4 \text{ кА}$	$i_{a.\text{НОМ}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}$ $i_{a.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,2 \text{ кА}$
$I_{no} = 4,13 \text{ кА}$ $i_{уд} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{нрс}} = 127,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{no}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_{\text{к}} = 4,13^2 \cdot 0,055 + 0,12 = 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 50^2 \cdot 0,055 = 137,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-35-50/31У1 удовлетворяет условиям выбора и проверки выключателя.

Согласно методике [2,3] и справочнику [11, 12, 13] рассмотрим вакуумный выключатель марки ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/3150 У1 на стороне 6 кВ. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу А.2.

Выключатель выбирается по таким же параметрам и методикам, согласно [2,3], что и выключатель на стороне 110 и 35 кВ.

Таблица А.2 – Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/3150 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3065 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{n,т}} = 11,18 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{a,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{no}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $i_{\text{a,т}} = \sqrt{2} \cdot 11,18 \cdot 2,72^{-\frac{0,04}{0,12}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{a.НОМ}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}$ $i_{\text{a.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$
$I_{\text{no}} = 11,18 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 30,27 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{нрс}} = 79 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{no}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_{\text{к}} = 11,18^2 \cdot 0,05 + 0,12 = 21,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 0,05 = 49,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный выключатель вакуумный ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/3150 У1 удовлетворяет условиям выбора и проверки выключателя.

## Приложение Б

Согласно методике [2, 3] и справочнику [11, 12, 13] рассмотрим трансформатор тока марки ТРГ-35 У2 на стороне 35 кВ. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу Б.1.

Таблица Б.1– Трансформатор тока ТРГ-35 У2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$ $I_{\text{max}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375,3 \text{ А}$	$I_{1\text{НОМ}} = 500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 11,2 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}} = 102 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,4 = 57,53 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}$ $B_{\text{к}} = 5,94^2 \cdot 0,06 + 0,13 =$ $= 6,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 63^2 \cdot 0,4^2 \cdot 3 = 1905 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А, это видно из таблицы Б.2.

Таблица Б.2 – Вторичная нагрузка ТТ ТРГ-35 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, $B \cdot A$		
		А	В	С
Амперметр	EQ72	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	E350M	1,5	1,5	1,5
Варметр	СТ3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	САЗУ-И621	2	2	2
Счетчик реактивной энергии	И-673М	2,5		2,5
Итого		7	7	7



Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7}{5^2} = 0,28 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление контактов  $R_k=0,1$  Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 1,2 - 0,28 - 0,1 = 0,82 \text{ (Ом)}.$$

Принимая длину соединительных проводов 60 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,82} = 2,07 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_p = l$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Согласно [1, п. 3.4.4] по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил. Сечение больше 6 мм<sup>2</sup> обычно не применяется. Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>.

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный трансформатор тока ТРГ-35 У2 удовлетворяет условиям выбора и проверки ТТ.

Согласно методике [2, 3] и справочнику [11, 12, 13] рассмотрим трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЦ-10 У2 на стороне 6 кВ. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу Б.3.

Таблица Б.3– Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 У2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет,ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ $I_{\text{max}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2189,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 45,67 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 69 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,5 = 241,5 \text{ кА}$
$B_k = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_k = 16,87^2 \cdot 0,1 + 0,13 = 65,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = 27^2 \cdot 2,5^2 \cdot 3 = 13669 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуюсь

схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А, это видно из таблицы Б.4

Таблица Б.4 – Вторичная нагрузка ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, $B \cdot A$		
		А	В	С
Амперметр	EQ72	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	E350M	1,5	1,5	1,5
Варметр	СТ3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	САЗУ-И621	2	2	2
Счетчик реактивной энергии	И-673М	2,5		2,5
Итого		7	7	7

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7}{5^2} = 0,28 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление контактов  $R_k=0,1$  Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 1,2 - 0,28 - 0,1 = 0,82 \text{ (Ом)}.$$

Принимая длину соединительных проводов 60 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,82} = 2,07 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_p = l$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Согласно [1, п. 3.4.4] по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил. Сечение больше 6 мм<sup>2</sup> обычно не применяется. Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>.

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 У2 удовлетворяет условиям выбора и проверки ТТ.

## Приложение В

Согласно методике [2, 3] и справочнику [11, 12, 13] рассмотрим трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЦ-6-3-0,5-200 У2 на стороне 6 кВ.

Данные приборов во вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу В.1.

Таблица В.1 - Данные трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЦ-6-3-0,5-200 У2

Приборы	Тип приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	САЭ-681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							6,52	3,7

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi)^2 + (S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{6,52^2 + 3,7^2} = 7,5 \text{ (ВА)}.$$

Выбранный трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЦ-6-3-0,5-200 У2 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счётчиков, 75 ВА. Таким образом  $S_{2\Sigma} = 7,5 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ , трансформатор будет работать в выбранном классе точности.