

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 110/6 кВ «Южная»

Студент(ка)

А.И. Новак

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(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

Бакалаврская работа включает в себя реконструкцию электрической части понизительной подстанции «Южная» 110/6 кВ. В процессе реконструкции данной подстанции была выбрана главная схема понизительной подстанции, выбраны необходимое электрическое оборудование и два силовых трансформатора определенной мощности.

Задачами выпускной квалификационной работы бакалавра являются выбор силовых трансформаторов по рассчитанной мощности, выбор высоковольтных выключателей и другой коммутационной аппаратуры и правильной их расстановки на территории подстанции, выбор надёжной защиты для высоковольтной аппаратуры (молниезащита, заземление и релейная защита) и выбор необходимого оперативного тока на подстанции.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки, которая содержит 58 листов, в том числе 20 таблиц и 9 рисунков. Также она включает в себя графическую часть, состоящую из 6 чертежей на листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции	5
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	11
3 Выбор электрической схемы подстанции	18
4 Расчёт токов короткого замыкания	19
5 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	25
6 Выбор основных конструктивных решений по подстанции	39
7 Релейная защита	40
8 Выбор оперативного тока.....	45
9 Собственные нужды подстанции	46
10 Расчёт заземления подстанции	47
11 Молниезащита подстанции	54
Заключение	55
Список использованных источников	56

Введение

Электрическая подстанция - электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Главная схема электрических соединений подстанции - это совокупность основного высоковольтного и коммутационного электрооборудования на подстанции, сборных шин со всеми выполненными между ними соединениями.

При реконструкции или проектировании подстанции основной задачей является выбор её главной электрической схемы, потому что она определяет такие качества, как экономичность, ремонтпригодность и удобство в эксплуатацию.

Цель бакалаврской работы - произвести реконструкцию подстанции “Южная” классом напряжения 110/6 кВ. Подстанция “Южная” была построена в 1966 году. Зона электроснабжения подстанции - город Тольятти, Самарская область. Данная подстанция относится к филиалу Самарские распределительные сети, подразделение Жигулёвское ПО.

Для того чтобы произвести реконструкцию подстанции необходимо по известным данным рассчитать нагрузку на подстанции, выбрать силовые трансформаторы, выбрать коммутационную аппаратуру, рассчитать релейную защиту и токи короткого замыкания.

1 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции

От расчета электрических нагрузок зависят оптимальные технико-экономические показатели: капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы, потери электроэнергии.

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

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

Суточные графики представлены на рисунке 1.1.

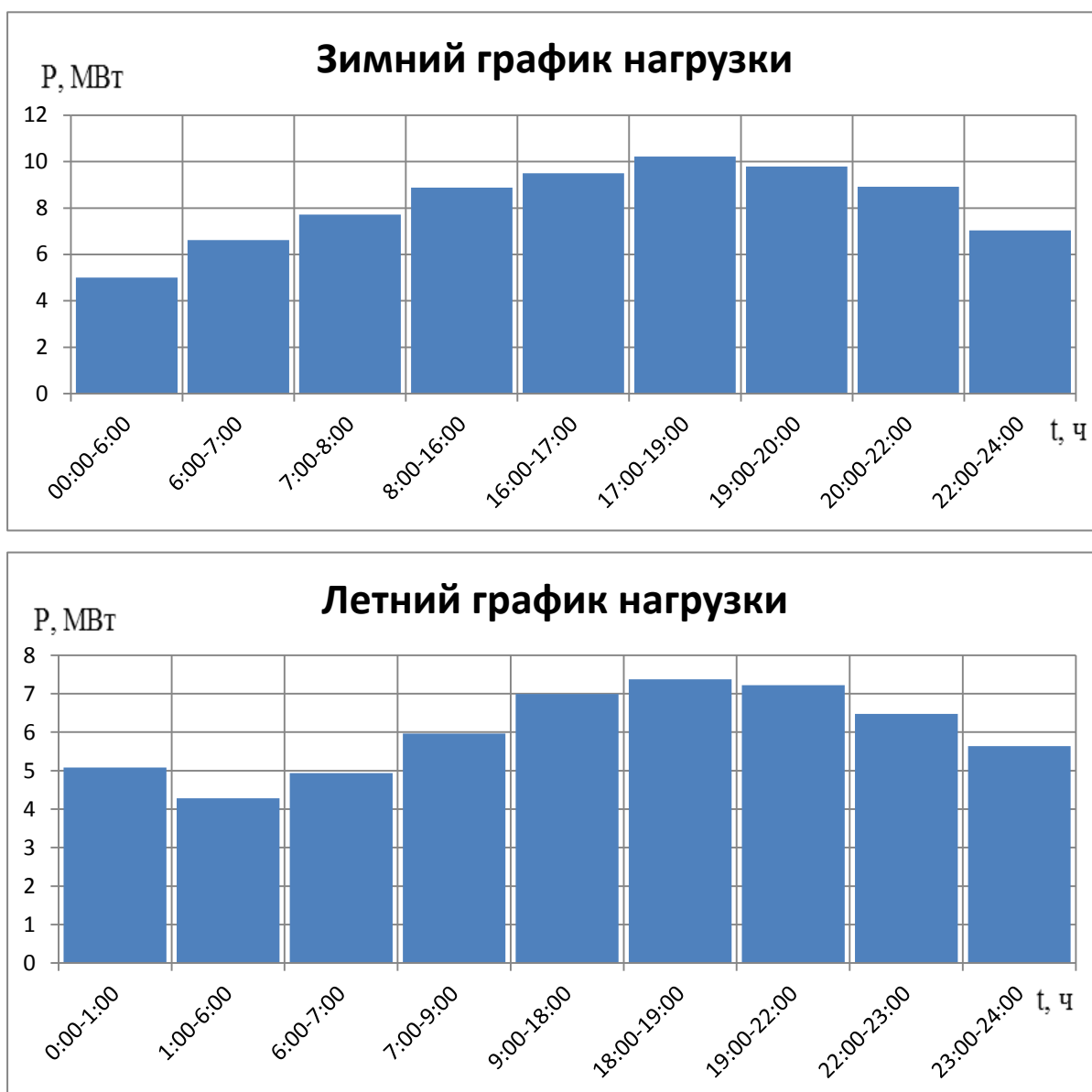


Рисунок 1.1 – Суточные графики нагрузки

Задаёмся продолжительностью летнего и зимнего периода для Самарской области: летнего – 212 дней, зимнего – 153 дня.

Нумерация ступеней суточного графика производится, начиная с максимального значения.

Определяем продолжительность ступеней T_i

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

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

n_i – количество зимних или летних суток в году.

Произведём расчёт для продолжительности первой ступени T_1 :

$$T_1 = 2 \cdot 153 = 306 \text{ ч};$$

Аналогично произведём расчёт для остальных ступеней и занесём полученные данные в таблицу 1

Таблица 1 – Расчёт продолжительности ступеней

Номер ступени, №	Продолжительность ступени, часов
1	306
2	153
3	153
4	306
5	1224
6	153
7	212
8	636
9	306
10	1908
11	153
12	212
13	424
14	212

15	212
16	918
17	212
18	1060

Построение упорядоченного годового графика нагрузки подстанции показано на рисунке 1.2.

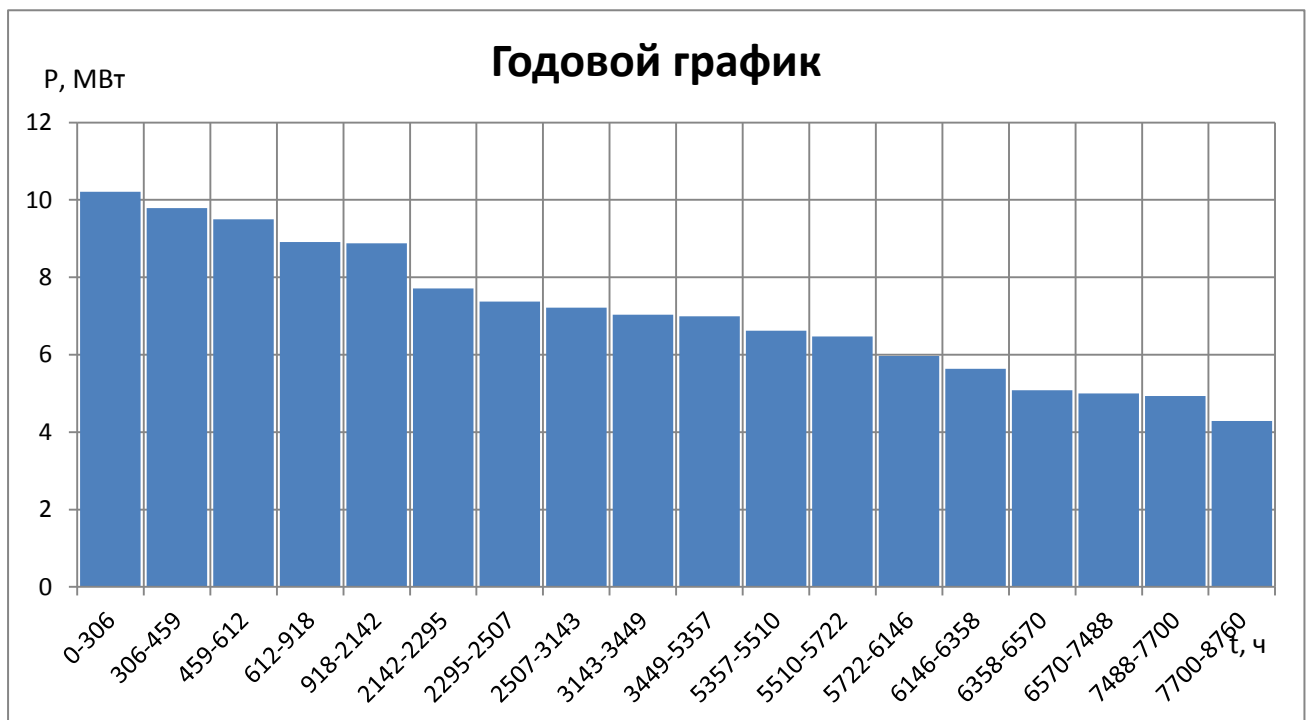


Рисунок 1.2 – Упорядоченный годового графика нагрузки на подстанции

По известному годовому графику нагрузки определяем значения потребляемой электроэнергии для подстанции:

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

$$\begin{aligned}
 W_n = & 10,21 \cdot 1 \cdot 0,306 + 0,9588 \cdot 0,153 + 0,9304 \cdot 0,153 + 0,8726 \cdot 0,306 \\
 & + 0,8692 \cdot 1,224 + 0,7552 \cdot 0,153 + 0,7221 \cdot 0,212 + 0,7068 \cdot 0,636 \\
 & + 0,689 \cdot 0,306 + 0,6846 \cdot 1,908 + 0,6482 \cdot 0,153 + 0,634 \cdot 0,212 \\
 & + 0,5843 \cdot 0,424 + 0,552 \cdot 0,212 + 0,4974 \cdot 0,212 + 0,4898 \cdot 0,918 \\
 & + 0,4832 \cdot 0,212 + 0,4196 \cdot 1,06 \cdot 10^3 = 65708 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.
 \end{aligned}$$

Затем определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки ПС:

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

$$T_M = \frac{65708}{10,21} = 6435,65 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС определяется по выражению:

$$K_{зап} = \frac{W_{nc}}{8760 \cdot P_{max\ nc}} = \frac{T_M}{8760}, \quad (1.4)$$

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6435,65}{8760} = 0,73.$$

Максимальная полная мощность по подстанции определяется по формуле:

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

$$S_{in\ t} = \frac{P_{in\ t}}{\cos\varphi_{in}} = \frac{10,21}{0,85} = 12,012 \text{ МВА.}$$

По всем полученным выше результатам, можно составить годовой график нагрузки на подстанции, который изображён на рисунке 1.3.

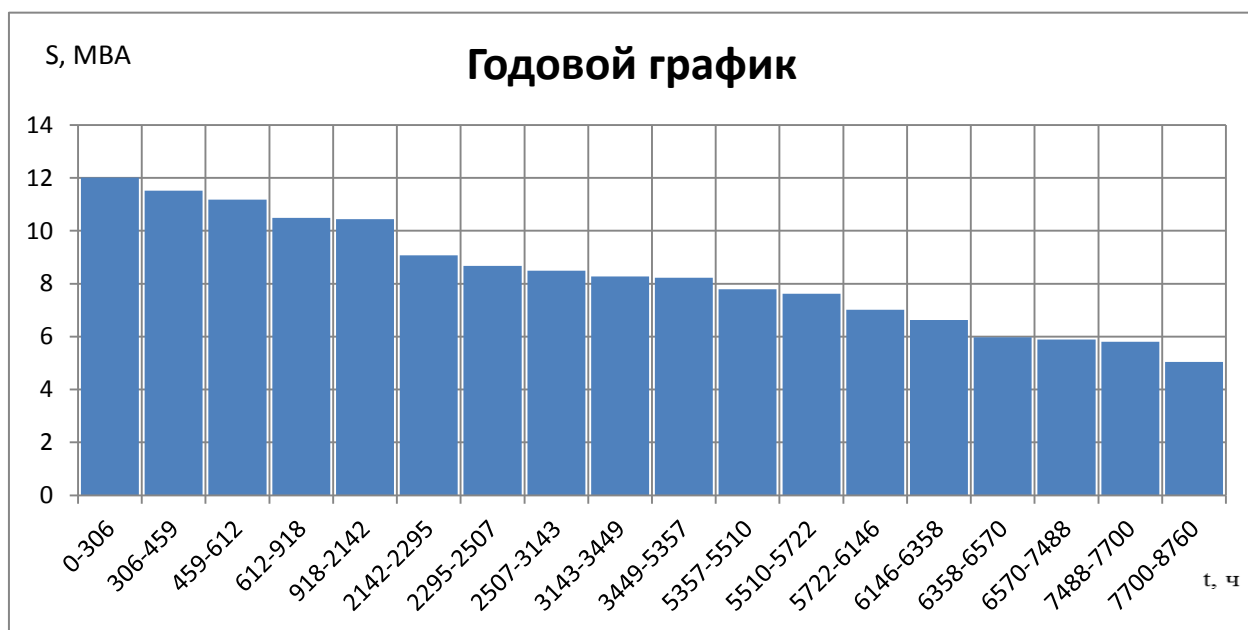


Рисунок 1.3 - Годовой график нагрузки

2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Современные силовые трансформаторы являются одними из главных электрических оборудований, установленных на подстанции. В специальных справочных данных приводятся основные характеристики на трансформаторы, такие как тип трансформатора, номинальное напряжение обмоток, номинальная мощность и потери мощности холостого тока и короткого замыкания.

В связи с тем, что данная подстанция имеет два уровня напряжения (110 кВ и 6кВ), следовательно, необходимо установить двухобмоточный трансформатор со встроенным устройством РПН.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для нахождения допустимой номинальной мощности для двухобмоточного трансформатора $S_{ном.Т}$ необходимо использовать приближенное выражение [2]:

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

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{nc} = 0,7 \cdot 12,01 = 8,41 \text{ МВА}$$

Трансформаторы, которые были выбраны по условию (2.1), должны обеспечивать необходимое питание для всех потребителей в нормальном и аварийном режимах [2, с. 9].

Исходя из этого значения $S_{ном.Т}$, необходимо выбрать два или более ближайших по мощности силовых трансформаторов из данного условия:

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

$$16\text{МВА} > 10\text{МВА} \geq 8,41\text{МВА}$$

2.3 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

При данном выборе силового трансформатора принимаем два вида трансформатора, по выражению (2.2) [2, с. 10].

Такой выбор предусматривает обеспечение экономичных режимов их работы, которые характеризуются минимум потерь мощности [2, с. 10].

При этом надо учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности [2, с. 10].

Выбираем по справочнику трехфазные трансформаторы марок ТДН-10000/110-У1, УХЛ1 и ТДН-16000/110-У1, УХЛ1.

2.3.1 Рассмотрим вариант подстанции с трансформатором ТДН-10000/110-У1, УХЛ1. Данные, выбранные по каталогам, продемонстрированы в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Каталожные данные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ		ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	u_k , %	I_x
		ВН	НН				
ТДН	10	115	6,6	10	56	10,5	0,3

Приведенные потери мощности определяются из выражения [2, с. 10]:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (2.3)$$

где $P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x$ – приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.;

ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме х.х. (кВт), полученные;

k_{un} – коэффициент изменения потерь, зависящий от удаленности потребителей от источников питания. Для расчетов принимаем

$$k_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар};$$

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

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ квар};$$

где I_x – ток х.х. трансформатора.

$$P'_x = 10 + 0,05 \cdot 30 = 11,5 \text{ кВт.}$$

$$k_3 = \frac{S_{\text{вmax}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{12012}{10000} = 1,2$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар};$$

где u_k – напряжения к.з. трансформатора, (%).

Приведённые потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания трансформатора:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{\text{un}} \cdot Q_k,$$

где ΔP_k – потери мощности к.з. трансформатора;

$$P'_k = 56 + 0,05 \cdot 1050 = 108,5 \text{ кВт.}$$

$$P'_T = 11,5 + 1,2 \cdot 108,5 = 141,7 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии ΔW_{nc} можно определить, исходя из следующего выражения [2]:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{nc}} &= \Delta W_{x_i} + \Delta W_{k_i} = \Delta W_{x_i} + \Delta W_{k_{\text{в}i}} = \\ &= n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\text{к.в}} \cdot k_{3,\text{в}i}^2 \cdot T_i \right), \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$\Delta W_{\text{nc}} = \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

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

n_i – число трансформаторов для понизительной подстанции;

$k_{3,\text{в}i} = \frac{S_{\text{в}i}}{S_{\text{ном.Т}}}$ – коэффициенты загрузки обмоток высшего, среднего и

низшего напряжения трёхобмоточного трансформатора на i -ой ступени;

S_{bi} – расчетные мощности нагрузки;

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

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДН-10000/110/6 сведены в таблицу 2.2.

Сведём полученные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДН-10000/110/6 в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Расчёт потерь электроэнергии

i	S_{bi} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.би}$	$\Delta W_{к.в}$, кВт·ч
1	12012	2	306	7038	1,2	23953
2	11518	2	153	3519	1,15	11011
3	11176	2	153	3519	1,12	10367
4	10482	2	306	7038	1,05	18239
5	10442	2	1224	28152	1,04	72401
6	9070	2	153	3519	0,9	6828
7	8675	2	212	4876	0,86	8655
8	8490	2	636	14628	0,84	24870
9	8277	2	306	7038	0,82	11372
10	8224	2	1908	43884	0,82	70007
11	7787	2	153	3519	0,78	5033
12	7615	2	212	4876	0,76	6669
13	7019	2	424	9752	0,7	11332
14	6631	2	212	4876	0,66	5057
15	5975	2	212	4876	0,6	4106
16	5883	2	918	21114	0,59	17236
17	5804	2	212	4876	0,58	3874
18	5041	2	1060	24380	0,5	14613

				$\sum \Delta W_{xi} =$ 201480		$\sum \Delta W_{к.в} =$ 325623
				$\sum \Delta W_{nc} = 527103$		

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{\text{энт}} = S_{\text{ном.т}} \cdot \sqrt[n-1]{\frac{P'_x}{P'_k}} = 10000 \cdot \sqrt[2]{\frac{11,5}{108,5}} = 4604 \text{ кВА.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 = 527103 \cdot 1 = 527103 \text{ руб;}$$

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

$$C_3 = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta = \frac{441 \cdot 12}{6435,65} + 0,18 = 1 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведённых затрат:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot k = 0,094 \cdot 19500000 = 1833000 \text{ руб;}$$

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

$$Z_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 19500000 + 1833000 + 527103 = 4700103 \text{ руб.}$$

где $k = 19500000$ – стоимость силовых 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 ТДН-16000/110-У1, УХЛ1, данные из каталога представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Каталожные данные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ		ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	u_k , %	I_x
		ВН	НН				
ТДН	16	115	6,6	12	83	10,5	0,3

Приведенные потери мощности определяются из выражения [2, с. 10]:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (2.5)$$

где $P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x$ – приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода (х.х.);

ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме х.х. (кВт);

k_{un} – коэффициент изменения потерь. Для расчетов необходимо принять $k_{un} = 0,05$ кВт/квар;

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

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ квар};$$

где I_x – ток х.х. трансформатора.

$$P'_x = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ кВт.}$$

$$k_3 = \frac{S_{вmax}}{S_{ном.Т}} = \frac{12012}{16000} = 0,75$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар};$$

где u_k – напряжения к.з. трансформатора, (%).

Приведённые потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания трансформатора:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k,$$

где ΔP_k – потери мощности к.з. трансформатора;

$$P'_k = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ кВт.}$$

$$P'_T = 14,4 + 0,75 \cdot 167 = 139,6 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии ΔW_{nc} определяются, исходя из следующего условия [2]:

$$\begin{aligned} W_{nc} &= \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.bi} = \\ &= n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.вi}^2 \cdot T_i \right), \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\Delta W_{nc} = \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

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

n_i - число трансформаторов на подстанции;

$k_{з.вi} = \frac{S_{вi}}{S_{ном,Т}}$ - коэффициенты загрузки обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трёхобмоточного трансформатора на i -ой ступени;

$S_{вi}$ - расчетные мощности нагрузки;

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

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДН-16000/110/6 сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4- Расчёт потерь электроэнергии

i	$S_{вi}$, МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт · ч	$k_{з.вi}$	$\Delta W_{к.в}$, кВт · ч
1	12012	2	306	8812,8	0,750	14401
2	11518	2	153	4406,4	0,72	6620
3	11176	2	153	4406,4	0,7	6233
4	10482	2	306	8812,8	0,65	10966
5	10442	2	1224	35251,2	0,65	43531
6	9070	2	153	4406,4	0,56	4105
7	8675	2	212	6105,6	0,54	5204
8	8490	2	636	18316,8	0,53	14953
9	8277	2	306	8812,8	0,52	6837
10	8224	2	1908	54950,4	0,51	42091

Продолжение таблицы 2.4

11	7787	2	153	4406,4	0,49	3026
12	7615	2	212	6105,6	0,47	4010
13	7019	2	424	12211,2	0,43	6813
14	6631	1	212	3052,8	0,41	6081
15	5975	1	212	3052,8	0,373	4937
16	5883	1	918	13219	0,37	20726
17	5804	1	212	3052,8	0,36	4659
18	5041	1	1060	15264	0,32	17572
				$\sum \Delta W_{xi} = 214646$		$\sum \Delta W_{к.в} = 222767$
				$\sum \Delta W_{nc} = 437413$		

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{\text{ЭНТ}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \overline{n} \cdot \overline{\frac{P'_x}{P'_k}} = 16000 \cdot 2 \cdot \frac{14,4}{167} = 6644,5 \text{ кВА.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} = 437413 \cdot 1 = 437413 \text{ руб;}$$

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

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta = \frac{441 \cdot 12}{6435,65} + 0,18 = 1 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведённых затрат:

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

$$Z_{\text{пр}} = E_k \cdot k + I = E_k \cdot k + I_0 + I_{\text{э}},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 31200000 + 2932800 + 437413 = 7114213 \text{ руб.}$$

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

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

$I_0 = p_{\text{сум}} + k$ – ежегодные отчисления, руб;

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

2.4 Результаты выбора силового трансформатора

В результате экономического расчета затраты на трансформатор марки ТДН-10000/110-УХЛ1 оказались меньше, чем на трансформатор марки ТДН-16000/110-УХЛ1.

По техническим расчетам коэффициент загрузки обмоток трансформатора ТДН-16000/110-УХЛ1 и потери электроэнергии получились меньше, чем у трансформатора ТДН-10000/110-УХЛ1.

На подстанции 110/6 кВ «Южная» установлены два трансформатора марки ТДН-16000/110-УХЛ1, из расчетов принимаем решение, что целесообразнее оставить эти трансформаторы в работе, не производя замену на трансформаторы марки ТДН-10000/110-УХЛ1.

3 Выбор электрической схемы подстанции

Схемы подстанций необходимо выбирать с помощью учета общей схемы электроснабжения, опираясь на типовые схемы РУ 35-750 кВ [2, 3].

Важным решением при выборе схем подстанций является анализ обеспечения надёжности, безопасности и перспективы развития объекта.

На рисунке 3.1 изображена схема электрических соединений подстанции 110/6 кВ «Южная».

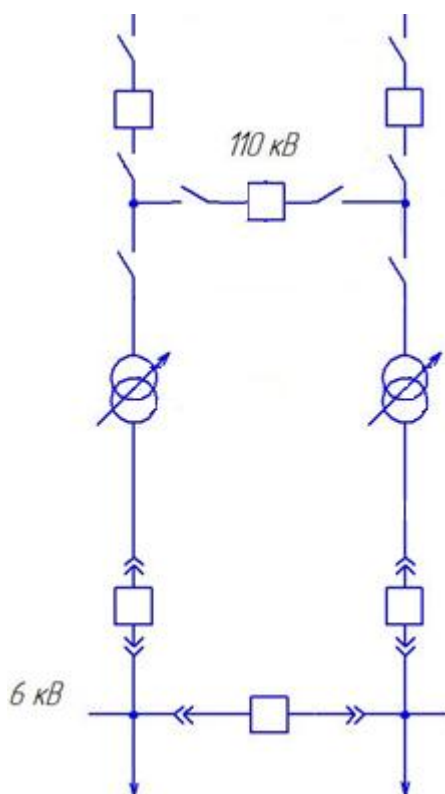


Рисунок 3.1 - Выбранная схема РУ на стороне ВН подстанции

В связи с увеличением темпов роста электрической энергии и износа основного электрооборудования, было принято решение провести реконструкцию подстанции, то есть заменить устаревшее высоковольтное оборудование и коммутационную аппаратуру.

4 Расчёт токов короткого замыкания

4.1 Расчёт симметричных токов к.з.

Расчёт токов короткого замыкания (к.з.) необходимы для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, а также для проектирования и реконструкции заземляющих устройств и т. д. [2, стр. 30].

Произведём расчёт трёхфазного к.з. для схемы, представленной на рисунке 4.1.

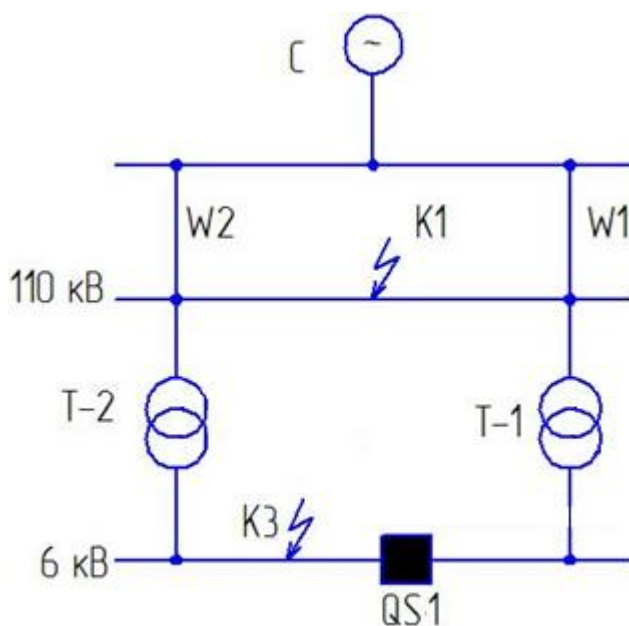


Рисунок 4.1 – Расчётная схема

Для этого по данной расчётной схеме (рисунок 4.1) составляем схему замещения, которая представлена на рисунке 4.2, в которой предусмотрены раздельная работа трансформаторов [6].

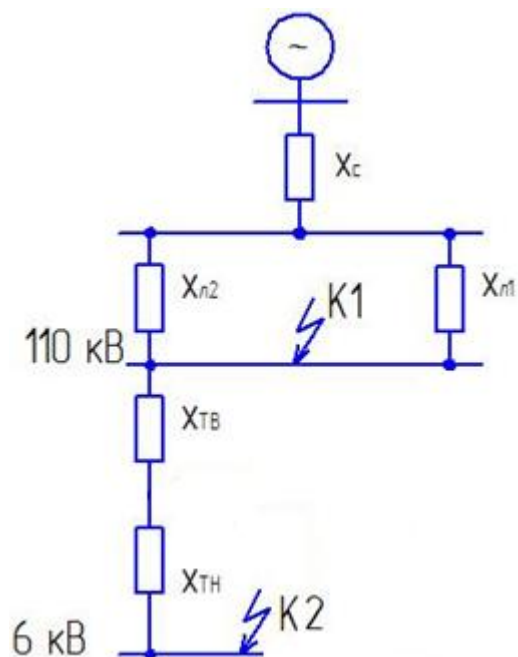


Рисунок 4.2 – Схема замещения

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

$$E''_{*б,с} = 1; S_{б} = 1000 \text{ МВА}; S_{к} = 2500.$$

Далее производится расчет сопротивлений схемы в относительных единицах [2]:

$$x_{*б,с} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{2500} = 0,4;$$

Производится расчёт сопротивления линии:

$$x_{*б,л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot \frac{3 + 22}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,38;$$

Производится расчёт сопротивления трансформатора на высокой и на низкой сторонах:

$$x_{*б,ТВ} = \frac{0,5 \cdot U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т}} = \frac{0,5 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3,28;$$

$$x_{*б,ТН} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Расчет симметричного короткого замыкание до точки К1

Вычислим результирующее сопротивление до точки К1 [2]:

$$X_{\text{рез б К1}} = X_{*б,с} + \frac{X_{*б,л}}{2} = 0,4 + \frac{0,38}{2} = 0,59$$

Базисный ток:

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

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. определяется по следующей формуле [2]:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E''_{*б,с}}{X_{\text{рез б К1}}} \cdot I_б \quad (4.2)$$

$$I_{п,о \text{ К1}}^3 = \frac{1}{0,59} \cdot 5,02 = 8,51 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующему выражению [2]:

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,51 \cdot 1,8 = 21,67 \text{ кА}$$

Аналогично произведём расчёт симметричного к.з. для точки К2 [2].

Расчётные значения трёхфазного тока занесём в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Расчёт симметричного к.з.

Трёхфазное К.З.	$I_{п,о}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
В точке К1	8,51	21,67
В точке К2	8,4	22,81

4.2 Расчёт несимметричных токов к. з.

Данные схемы замещения для расчета тока короткого замыкания до точки К1 представлены на рисунок 4.3.

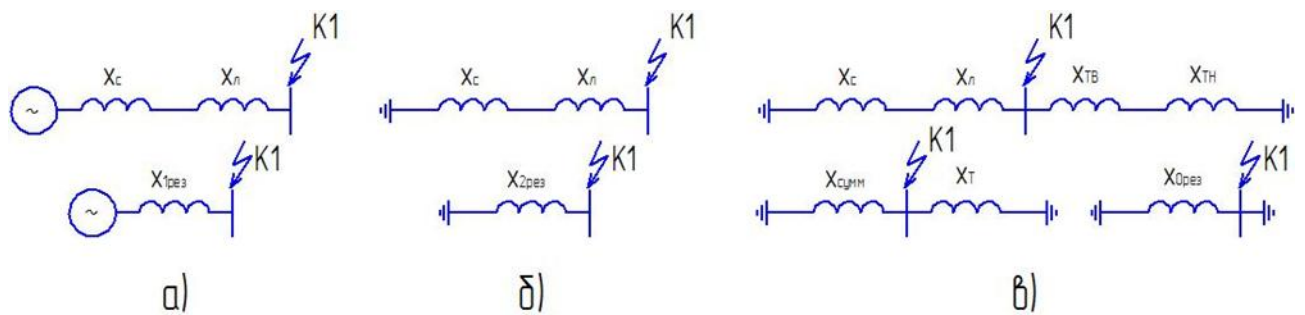


Рисунок 4.3 – Схемы замещения прямой (1), обратной (2) и нулевой (3) последовательностей

Сопротивление прямой последовательности определяем по формуле:

$$X_{1\Sigma} = X_{*б,с} + X_{*б,л} \quad (4.4)$$

$$X_{1\Sigma} = 0,4 + 0,19 = 0,59.$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} \quad (4.5)$$

$$X_{2\Sigma} = 0,59.$$

Сопротивление нулевой последовательности находится по формуле:

$$X_{0\Sigma} = X_{*б,с} + X_{*б,л} // X_{*б,Т} \quad (4.6)$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{0,4 + 0,19 \cdot 9,84}{0,4 + 0,19 + 9,84} = 0,56.$$

Производится расчёт однофазного, двухфазного и двухфазного тока короткого замыкания для точек К1 и К2.

Для начала произведём расчёт к.з. для точки К1.

Расчёт однофазного короткого замыкания:

Дополнительное индуктивное сопротивление находим по формуле:

$$\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 0,53 + 0,56 = 1,09.$$

Ток к.з. для точки К1 рассчитывается по формуле:

$$I_{k1}^{(1)} = \frac{E''_{*б,с}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(1)}} = \frac{1}{0,59 + 1,09} = 0,6 \text{ (кА)}$$

Ток однофазного к.з. находится по формуле:

$$I_k^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{k1}^1 = 3 \cdot 0,6 = 1,8 \text{ кА} .$$

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

$$I_{n,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{X_{*рез}^1} \cdot I_6 = 3 \cdot 0,6 \cdot 5,02 = 9 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток к.з. находится по формуле:

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

Расчёт двухфазного короткого замыкания:

Дополнительное индуктивное сопротивление находим по формуле:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 0,59.$$

Ток к.з. для точки К1 рассчитывается по формуле:

$$I_{k1}^{(2)} = \frac{E''_{*6,c}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(2)}} I_{k1}^{(2)} = \frac{1}{0,59 + 0,59} = 0,85 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного к.з. находим по формуле:

$$I_k^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{k1}^2 = \bar{3} \cdot 0,85 = 1,47 \text{ кА} .$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. находим по формуле:

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{X_{*рез}^2} \cdot I_6 = \bar{3} \cdot 0,85 \cdot 5,02 = 7,39 \text{ (кА)}.$$

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

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^2 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 7,39 \cdot 1,8 = 18,8 \text{ (кА)}.$$

Расчёт двухфазного короткого замыкания на землю:

Дополнительное индуктивное сопротивление находим по формуле:

$$\Delta X^{1,1} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,59 \cdot 0,56}{0,59 + 0,56} = 0,29.$$

Нахождения коэффициента:

$$m^{(1,1)} = \bar{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}} = \bar{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{0,59 \cdot 0,56}{0,59 + 0,56}} = 2.$$

Ток к.з. для К1 на землю находим по формуле:

$$I_{k1}^{(1,1)} = \frac{E''_{*6,c}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(2)}} = \frac{1}{0,59 + 0,29} = 1,14 \text{ (кА)}$$

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

$$I_k^{(1,1)} = m^{(n)} \cdot I_{k1}^{1,1} = 2 \cdot 1,14 = 2,28 \text{ кА} .$$

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

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{X_{2\Sigma} + \Delta X^{1,1}} \cdot I_6 = 2 \cdot 1,14 \cdot 5,02 = 11,45 \text{ (кА)}.$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{1,1} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,45 \cdot 1,8 = 29,1 \text{ (кА)}.$$

Расчёт короткого замыкания для точки К2 производим аналогично.

Расчётные значения трёхфазного тока занесём в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Расчёт симметричного короткого замыкания.

Симметричное К.З.	$I_{n,o}^{(1)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{n,o}^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{n,o}^{(1,1)}$, кА	$i_{уд}$, кА
В точке К1	9,0	22,91	7,39	18,8	11,45	29,11
В точке К2	2,26	6,1	13,3	36,1	11,45	29,1

При расчётах короткого замыкания в точке К1 самым опасным видом к.з. оказалось двухфазное на землю ($i_{уд} = 29,11$), а в точке К2 самым опасным видом к.з. оказалось двухфазное ($i_{уд} = 36,1$).

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].

5.1 Выбор выключателя

На стороне 110 кВ

Рассмотрим элегазовый выключатель ВГТ – 110 (У1). Все необходимые данные сведены в таблицу 5.1.

Выключатель выбирается по следующим параметрам [2]:

- 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 апериодической 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 другом условии $i_{a,\tau} > i_{a.\text{ном}}$, следовательно проверку по отключающей способности производят по полному току К.З.:

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

- 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:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}};$$

если $t_{\text{откл}} < t_{\text{Т}}$, $B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$.

Таблица 5.1 – Выключатель элегазовый ВГТ – 110 (У1)

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 42 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 11,45 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,45 \cdot 2,72^{\frac{0,045}{0,03}} =$ $= 3,6 \text{ кА}$	$i_{a.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,4 \text{ кА}$
$I_{no} = 11,45 \text{ кА}$ $i_{уд} = 29,11 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{нрс}} = 120 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{no}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_{\text{к}} = 11,45^2 \cdot 0,055 + 0,03 =$ $= 11,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,05 = 88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Рассмотрев полученные данные, используем выключатель элегазовый ВГТ – 110 (У1). (вставить картинку выключателя)

На стороне 6 кВ

Выключатель выбирается по параметрам [2,3].

Используя справочник [3], рассмотрим выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/1600У1.

Все полученные данные и величины из каталога сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Выключатель вакуумный ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/1600У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 980 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{n,}\tau} = 11,18 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{a,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{\text{a,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,3 \cdot 2,72^{\frac{0,04}{0,12}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{a.НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}$ $i_{\text{a.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$
$I_{\text{но}} = 13,3 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 36,2 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{нрс}} = 79 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_{\text{к}} = 13,3^2 \cdot 0,05 + 0,12 = 21,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 0,05 = 49,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Исходя из расчётных данных, принимаем к установке вакуумный выключатель ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/1600У1

5.2 Выбор разъединителя

Выбор разъединителя определяется исходя из следующих параметров [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) Электродинамической стойкости – $I_{\text{но}} \leq I_{\text{нрс}}; i_{\text{уд}} \leq I_{\text{нрс}}$;
- 4) Термической стойкости – $B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$;

если $t_{\text{откл}} < t_{\text{Т}}, B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$.

5.2.1 Согласно методике [2,3] рассмотрим разъединитель РДЗ-110/1000 У1. Все величины из расчётов и данные из каталогов сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Разъединитель РДЗ-110/1000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 56 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 11,45 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 29,11 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 63 \text{ кА}$ $i_{\text{нрс}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}$ $B_{\text{к}} = 11,45^2 \cdot 0,08 + 0,05 =$ $= 17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 18,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) выбирается исходя из следующих параметров [2, 3]:

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

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

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

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

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

4) Термической стойкости – $B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$;

где $K_{\text{Т}}$ – кратность термической стойкости ТТ (по каталогу).

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

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

Z_2 – вторичная нагрузка ТТ.

5.3.1 Согласно методике [2, 3] рассмотрим трансформатор тока марки ТРГ-110 У2 на стороне 110 кВ. Все данные из расчёта и величины из каталога сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Трансформатор тока ТРГ-110 У2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 11,45 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 69 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}$ $B_{\text{к}} = 11,45^2 \cdot 0,08 + 0,05 =$ $= 2,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 27^2 \cdot 0,3^2 \cdot 3$ $= 196 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Самая большая нагрузка приходится на трансформатор с фазой А, это наглядно продемонстрировано в таблице 5.5.

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ (Ом)}.$$

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

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ (Ом)}.$$

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТРГ-110 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, $B \cdot A$		
		А	В	С
Амперметр	Э - 379	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 $R_k = 0,1$ Ом, следовательно, приведенное сопротивление:

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

Длину соединительных проводов берём 40 метров с медными жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,08} = 0,65 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

Следовательно, необходимо принять стандартное сечение 2,5 мм²

Сравнивая расчётные и каталожные значения, приходим к выводу, что данный трансформатор тока ТРГ-110 У2 удовлетворяет условиям выбора и проверки ТТ.

5.3.2 Согласно справочникам [11, 12, 13] рассмотрим трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10 У2 на стороне 6 кВ. Все величины из каталога и данные из расчётов сведены в таблицу 5.6.

Трансформатор тока выбирается по таким же параметрам и методикам, согласно [2, 3], что и трансформатор тока на стороне 110.

Таблица 5.6– Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 У2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 615,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3000 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 13,3 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} = 291,9 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}$ $B_{\text{к}} = 13,3^2 \cdot 0,1 + 0,13 = 65,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 27^2 \cdot 3^2 \cdot 3 = 19683 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Самая большая нагрузка приходит на трансформатор фазы А, это продемонстрировано в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, $B \cdot A$		
		А	В	С
Амперметр	Э - 379	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	САЭ-681	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-673М	2,5	–	2,5
Итого		6,5	–	6

Общее сопротивление приборов для фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ (Ом)}.$$

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

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ (Ом)}.$$

Принимаем длину соединительных проводов с медными жилами 40 метров и определяем необходимое сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,84} = 0,83 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм²

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

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

- 1) Номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;
- 2) Вторичной нагрузке – $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

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

Согласно методике [2, 3] рассмотрим трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-СЭЩ 6 У2 на стороне 6 кВ.

Данные приборов во вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 5.8

Таблица 5.8 - Данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ 6 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	-
Варметр	Д-305	1,5	2	1	0	1	3	-

Продолжение таблицы 5.8

Счетчик активной энергии	САЭ-681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	И-673М	2	2	1	0	1	3	-
Итого							12,51	3,7

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

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{12,51^2 + 3,7^2} = 13,1 \text{ (ВА)}.$$

Выбранный трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-СЭЦ 6 У2 имеет номинальную мощность, если класс точности равен 0,5, необходимым для присоединения счётчиков, 75 ВА. Таким образом $S_{2\Sigma} = 13,1 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

5.5 Выбор кабелей

Выбираем кабель ПвП-120, 6 кВ.

- 1) Напряжение установки: $6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}$;
- 2) Расчётный ток:

$$I_{\text{ном}} = \frac{6100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 533,7 \text{ А}; \quad I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{7100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 870 \text{ А};$$

- 3) Экономическое сечение равно:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{э}}} = \frac{414,5}{2,1} = 197,4 \text{ мм}^2,$$

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

Принимаем два кабеля по 120 мм^2 , $I_{\text{доп.ном}} = 490 \text{ А}$. Поправочный коэффициент на температуру воздуха $k_2 = 0,93$. Тогда

$$I_{\text{дл.доп}} = 0,93 \cdot 2 \cdot 490 = 911,4 \text{ А} > I_{\text{max}} = 870 \text{ А}.$$

Таким образом, кабель проходит по допустимому току

$$I_{\text{продл.расч}} = 870 \text{ А} \leq I_{\text{дл.доп}} = 911,4 \text{ А}.$$

4) Находим интеграл Джоуля по формуле:

$$W_k = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a = 6100^2 \cdot 0,1 + 0,11 = 78,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) Термическая стойкость:

$$S_{\text{min}} = \frac{\overline{W_k}}{C_T} = \frac{78,1 \cdot 10^6}{90} = 98,2 \text{ мм}^2,$$

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

Исходя из расчётов, выбранные кабели по 120 мм^2 термически стойкие.

5.6 Выбор изоляторов

Жёсткие шины необходимо крепить на изоляторах опорных, которые выбираются по следующим параметрам:

- 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 опорный изолятор типа ИОР-10-10,00УХЛЗ высотой $H_{\text{из}}=134$ мм.

Максимальная нагрузка на изоляторы составляет:

$$F_{\text{рас}} = \sqrt[3]{\frac{i_{\text{уд}}^2}{a}} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}} \cdot l_{\text{из}} \cdot 10^{-7} = \sqrt[3]{\frac{36100^2}{0,8}} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 140,9 \text{ (Н)}.$$

Таким образом, изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости, так как

$$F_{\text{рас}} = 140,9 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расп}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,134}{0,134 + 0,01 + 0,03} = 4621 \text{ (Н)}.$$

По расчётным данным, используем опорный изолятор типа ИОР-10-10,00УХЛЗ.

Выбираем опорный изолятор типа ИП-10/5000-42,5 УЗ:

Проверяем изолятор на электродинамическую стойкость:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l_{\text{из}} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{36100^2}{0,8} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 32,6 \text{ Н}$$

Таким образом, изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости, так как

$$F_{\text{рас}} = 32,6 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расп}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,134}{0,134 + 0,01 + 0,03} = 4621 \text{ (Н)}.$$

5.7 Выбор жёстких шин

Согласно [2, 3] выбор сечения S жёстких шин производится по экономической плотности тока: $S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}}$.

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. – $S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_{\text{к}}}}{C_T} \leq S$;

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

Выбираем жёсткие шины на стороне 6 кВ для ЗРУ марки АДЗ1Т.

Расчётный ток:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 879 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1230 \text{ (А)}.$$

Выбирается сечение алюминиевых шин по экономической плотности:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{1230}{1,7} = 724 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем шины прямоугольного сечения $10 \times 80 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 2120 \text{ А}$.

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{max} = 1230 \text{ (A)} < I_{доп} = 2120 \text{ (A)}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

Находим интеграл Джоуля по формуле:

$$B_K = I_{но}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 8,4^2 \cdot 0,05 + 0,12 = 12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$S_{min} = \frac{\overline{B_K}}{C_T} = \frac{12 \cdot 10^6}{90} = 384,9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Шины термически стойки, так как $S_{min} = 384,9 \text{ мм}^2 \leq S = 800 \text{ мм}^2$.

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:

$$\sigma_{max} = \frac{\overline{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{из}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\overline{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 36100^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1 \cdot 10^2 \cdot 0,8} =$$

$$= 56,4 \text{ МПа}.$$

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;

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

Шины механически прочны, так как $\sigma_{\text{раб}} = 56,4 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$.

Исходя из расчётных данных, используем жёсткие шины марки АДЗ1Т.

5.8 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 – на электродинамическое действие тока к.з. проверяются гибкие шины РУ при $I_{\text{н,о}} \geq 20 \text{ кА}$;

Определяем расчётные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1400 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1960 \text{ А} .$$

Выбирается сечение алюминиевых шин по экономической плотности:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{1400}{2,7} = 518,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбираем провод марки АС-630/43.6: $S = 630 \text{ мм}^2$; $d = 8,44 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 3000 \text{ А}$. Фазы расположены горизонтально, и расстоянием между ними равно 300 см.

Проверяем провода по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{max} = 1960 \text{ (A)} \leq I_{доп} = 3000 \text{ A.}$$

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания производить не нужно, потому что шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе. Проверка на электродинамическую стойкость не производится, так как $I_{n,0} = 13,3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$. Проверка по условиям коронирования не производится, так как выбор шины осуществляется на стороне 6 кВ..

Исходя из расчётных данных, используем гибкие шины марки АС-630/43.6.

6 Выбор основных конструктивных решений по понизительной подстанции.

По способу установки оборудования РУ подстанций (ПС) подразделяются на открытые распределительные устройства – ОРУ и закрытые – ЗРУ; по методу сооружения и монтажа РУ подразделяются на сборные и комплектные [2]. Необходимый состав электрооборудования и обязательный состав сооружений на подстанции будут зависеть от параметров подстанции и принятой схемы электрических соединений. Необходимо принимать меры по упрощению и удешевлению подстанции, вследствие этого целесообразно использовать укрупнённые узлы конструкций, которые будут изготовлены на заводе. Вспомогательные здания (гаражи, мастерские и др.) сооружаются только на крупных, базовых ПС [2]. Расстояние между токоведущими частями и расстояние их до элементов открытого распределительного устройства должно задаваться в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок [1].

Оборудование в ЗРУ устанавливается в открытых (закрытых) камерах, защищённых со стороны коридора ограждением. Высота ограждений должна быть не менее 1,9 метров. Ширина коридора ЗРУ должна быть не менее 1 – 1,2 метров. [2] Если напряжение (6 кВ), то необходимо устанавливать ЗРУ в виде ячеек КРУН.

Выполнение плана-разреза понизительной подстанции 110/6 кВ с трансформаторами ТДН-16000-110/6 продемонстрировано в графической части бакалаврской работы на листе формата А1 [3].

7 Релейная защита

Защита линий осуществляется в зависимости от схемы питания, количества необходимых линий, их конструктивного исполнения и т.д. Для одиночных линий одностороннего питания используются такие виды защит, как: МТЗ с выдержкой времени; защита от замыканий на землю и токовая отсечка [2]. Для неодионых линий одностороннего питания необходимо применять максимальную токовую защиту (МТЗ), поперечно – дифференциальную защиту; максимальную токовую защиту каскадного действия; средства автоматики – АПВ и АВР. Для того, чтобы защитить кабельные линии (КЛ) одностороннего питания необходимо использовать токовую отсечку без выдержки времени. КЛ защищаются от замыканий на землю, для этого необходимо использовать трансформаторы тока нулевой последовательности с действием на сигнал [2]. При выборе следует руководствоваться ПУЭ [1], руководящими указаниями по релейной защите и другими документами.

Для расчёта принимаем релейную защиту двухобмоточного трансформатора типа «Сириус-ТЗ» [10].

7.1 Дифференциальная токовая защита

Возможным диапазоном регулирования напряжения является значение от 95,5 кВ до 126 кВ. Следовательно диапазон равен:

$$96,5+(126-96,5) / 2=111,25 \text{ кВ}$$

Данное значение и будет являться $U_{онт}$. Расчёт показан в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Общие уставки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Численное значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$I_{НОМ ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СР}}$	80,33	1399,64
Коэффициенты трансформации ТТ	K_T ($I_{ПЕРВ.ТТ} / I_{ВТОР.ТТ}$)	200/5	1400/5

Схема соединения трансформаторов тока	Y (звезда), D (треугольник)	треугольник	Звезда
Коэффициент схемы	1 (звезда, неполная звезда), $\sqrt{3}$ (треугольник)	1,73	1
Расчетные вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{НОМ.ВТОР.} = \frac{I_{НОМ ПЕРВ}}{K_I} \cdot K_{СХ}$	3,48	5,00
Принятые значения, А	«I _{баз. ВН} », «I _{баз. НН} » диапазон уставок: (0,15—30,00) А	3,5	5,0
Размах РПН, %		16,0	

7.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Необходимо сделать выбор: $I_{диф}/I_{НОМ}$ – относительное значение уставки срабатывания отсечки, полученный расчёт продемонстрирован в таблице 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.	$I_{диф} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.мах}$	4
Коэффициент небаланса $K_{нб1}$, принимаемый	о.е.	для ТТ: 5А – 0,7 1А - 1	0,7
Уставка срабатывания по условию отстройки от тока небаланса $I_{диф}/I_{НОМ}$, расчетная по [1]	о.е.	$I_{диф}/I_{НОМ} = 1,2 \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.макс} / I_{НОМ ПЕРВ}$	119,73
Уставка срабатывания $I_{диф}/I_{НОМ}$, принимаемая	о.е.	«I _{диф} /I _{ном} » диапазон уставки: (4,0—30,0) I _{НОМ}	120

7.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Расчёт дифференциальной защиты сведён в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
Базовая уставка $I_{д1}/I_{НОМ}$	о.е.	в диапазоне 0,3-0,5	0,3

Продолжение таблицы 7.3

Третья составляющая тока небаланса $df_{добав}$	-	Согласно [10]	0,04
Коэффициент, учитывающий переходный режим $K_{пер}$	-	2.5 – двигательной нагрузки более 50% 2 – двигательной нагрузки менее 50%	2
Дифференциальный ток от сквозного тока КЗ $I_{диф}$	A	$I_{диф} = (K_{пер} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}$ $K_{одн} = 1$ по [1] $\varepsilon = 0.1$ по [1]	$0,52 \cdot I_{скв}$
Коэффициент снижения тормозного тока $K_{сн.т}$	-	$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})$	0,8
Коэффициент торможения $K_{торм}$	-	$K_{торм} = 100 I_{диф} / I_{торм}$ $= 100 \cdot K_{отс} (K_{пер} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т}$ $K_{отс} = 1,3$ по [1]	65,00
Первая точка излома тормозной характеристики $I_{т1}/I_{ном}$	о.е.	$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}$	0,46
Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{т2}/I_{ном}$	о.е.	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 $I_{дг1}/I_{дг2}$, рекомендуется на уровне 12-15%	о.е.	в диапазоне 0,12-0,15	0,15

Тормозная характеристика показана на рисунке 7.4. Она была построена в относительных единицах, вследствие того, что токи приведены к номинальному току на стороне ВН. Тормозной ток является полусуммой модулей токов двух сторон для защищаемого силового трансформатора.

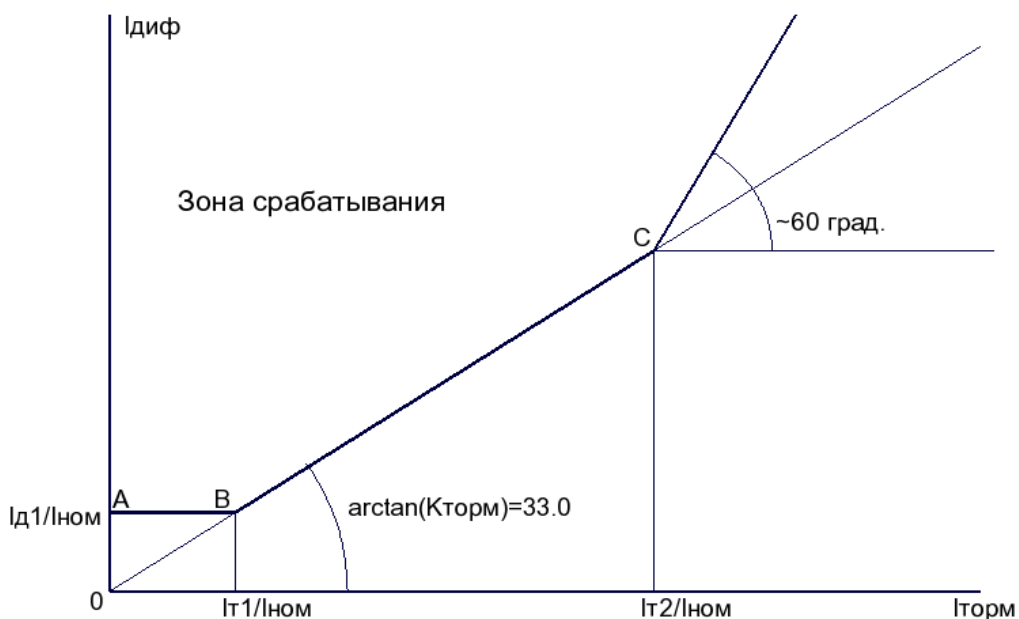


Рисунок 7.4 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

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

Уставку по току необходимо выбирать меньше, чем минимальную уставку чувствительной ступени для ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{ном}$), а уставка по времени должна быть в пределах нескольких секунд, так как это позволяет выявлять различные неисправности в токовых цепях дифференциальной токовой защиты. Все расчёты продемонстрированы в таблицах 7.4 и 7.5.

Таблица 7.4 – Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3)

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
Рекомендуемая уставка $I_{д}/I_{ном}$	-	Согласно [10]: 0,1	0,1
Принимаемая уставка $I_{д}/I_{ном}$	-	Согласно [10]: 0,1	0,1

Таблица 7.5 – Сигнализация перегрузки трансформатора

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение

Продолжение таблицы 7.5

Уставка сигнализации перегрузки на стороне ВН	А	$I_{ВН}=1,05 \cdot K_{отс} \cdot I_{НОМ.ВТОР.ВН} / K_{В}$ <p style="text-align: center;">Согласно [10]: $K_{отс}=1,05$ $K_{В}=0,95$</p>	4,06
Уставка сигнализации перегрузки на стороне НН	А	$I_{НН}=1,05 \cdot K_{отс} \cdot I_{НОМ.ВТОР.НН} / K_{В}$	5,80

8 Выбор оперативного тока

Управление высоковольтными выключателями, сигнализацией и автоматикой необходимо осуществлять с помощью оперативного тока. На подстанции “Южная” 110/6 кВ применяется переменный оперативный ток. В качестве источника оперативного переменного тока служат силовые трансформаторы, которые необходимы для собственных нужд подстанций, различные трансформаторы напряжения и трансформаторы тока. Главными преимуществами переменного оперативного тока являются:

1) отсутствие отдельного источника питания, необходимого для управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, приводит к снижению стоимости установки и эксплуатационных расходов;

2) отсутствие общей электрически связанной сети оперативного тока, что приводит к снижению капитальных затрат и повышению надежности работы для данной установки; что также ведёт к исключению ложных действий защиты;

3) возможность применения различных схем с реле прямого действия для МТЗ и дифференциальной защиты (они являются наиболее распространенными), и особенно в различных распределительных схемах электроснабжения с классом напряжения 3-35 кВ.

9 Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа, мощности подстанции питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей с.н. [2].

К потребителям собственных нужд ПС относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, устройства обогрева выключателей и приводов, шкафов КРУ и КРУН, система пожаротушения, вентиляция, отопление, освещение и т.д. [2].

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд [2].

Мощность потребителей собственных нужд приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Мощность основных потребителей

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
1	Охлаждение для трансформаторов	4
2	Подогрев шкафов КРУ	1,0
3	Подогрев выключателей	1,8
4	Подогрев приводов разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	0,6
5	Освещение ОРУ	6
6	Подогрев релейного шкафа	1,0
7	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
8	Маслохозяйство	40
	Итого	84,4
	С учетом коэффициента загрузки 0,7	59,1

На основании расчетов выберем два трансформатора собственных нужд 2хТСН-63/10/0,4 кВА.

10 Расчёт заземления подстанции

Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны заземляться. Заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землёй частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. Для выполнения 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. Данная подстанция, находится в II климатической зоне. Естественных заземлителей нет. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50x50x5 мм, длиной 3 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 – известняк с удельным сопротивлением 1000 Ом·м.

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

Согласно [2] допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{гр}}}{100} \cdot R_3 = \frac{1000}{100} \cdot 4 = 40 \text{ Ом} .$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя определяется по выражению:

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

где $\rho_{\text{расч.в}} = k_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,5 \cdot 1000 = 1500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – 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;

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

Найдём сопротивление растеканию вертикального заземлителя по формуле (10.1):

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 1500}{3} \cdot \lg \frac{2 \cdot 3}{0,048} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} = 412 \text{ Ом} .$$

Для определения количества вертикальных заземлителей воспользуемся выражением (10.2) и рассчитаем количество заземлителей:

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

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

$$n_B = \frac{412}{0,6 \cdot 120} = 16,96 \rightarrow 17 \text{ (шт.)}$$

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке 17 шт.

Длина горизонтального заземлителя (полосы) находится по формуле (10.3):

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

$$l_\Gamma = 4,5 \cdot 17 = 76,5 \text{ м} .$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы) рассчитывается по формуле (10.4):

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

где $\rho_{\text{расч.в}} = k_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,5 \cdot 1000 = 1500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта для стержневых заземлителей.

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot 1500}{76,5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 81^2}{0,05 \cdot 0,7} = 37,8 \text{ Ом} .$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования рассчитывается по выражению (10.5):

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

$$R_{\Gamma}' = \frac{37,8}{0,2} = 189 \text{ Ом} .$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя рассчитывается по выражению (10.6):

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

$$R_{\text{В}}' = \frac{189 \cdot 40}{189 - 40} = 50,7 \text{ Ом} .$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей рассчитывается по выражению (10.7):

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

$$n_{\text{В}}' = \frac{412}{0,6 \cdot 50,7} = 14,5 \rightarrow 15 \text{ шт.} .$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции в количестве $n_{\text{В}}' = 15$ 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.

Для $\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о,в}} = 0,12 + 0,08 = 0,2$ с, согласно [2] находим $U_{\text{пр.доп}} = 400$ В. Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников по формуле (10.8):

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

$$k_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot 26}\right)^{0,45}} = 0,1;$$

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

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

$l_B = 5$ м - длина вертикального заземлителя;

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

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

$S = 680 \text{ м}^2$ - площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

где $R_q = 1000$ Ом, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$;

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

Напряжение на заземлителе определяется из выражения (10.8):

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

$$U_3 = \frac{400}{0,11} = 4000 \text{ В} .$$

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 (10.9):

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

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

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{4000}{9000} = 0,44 \text{ Ом} .$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\bar{S} = \sqrt{20 \cdot 34} = 26 \text{ м} .$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \bar{S}} - 1 = \frac{128}{2 \cdot 26} - 1 = 2,6.$$

Принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_r = 2 \cdot \bar{S} \cdot m + 1 = 2 \cdot 26 \cdot 4 = 208 \text{ м} .$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{26}{3} = 87 \text{ м} .$$

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

$$n_B = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{26 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 17,3$$

Принимаем $n_B = 17$.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B = 5 \cdot 17 = 85 \text{ м} .$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{26} = 0,13 > 0,1.$$

Тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\bar{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,219 = 0,35.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя рассчитывается по формуле (10.10):

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\bar{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B}, \quad (10.10)$$

$$R_3 = 0,35 \cdot \frac{84}{26} + \frac{84}{208 + 85} = 1,41 \text{ Ом}$$

Что значительно больше допустимого значения $R_{3, \text{доп}} = 0,44 \text{ Ом}$.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,1 \cdot 9000 \cdot 1,41 = 1269 \text{ В} ,$$

что выше допустимого значения 400 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

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18;$$

$$k_{\text{П}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{В}} \cdot L_{\text{Г}}}{a \cdot S}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot 26}\right)^{0,45}} = 0,04.$$

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):

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{П}}} = \frac{400}{0,04} = 10000 \text{ В} ,$$

что в пределах допустимого.

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{10000}{9000} = 1,1 \text{ Ом} ,$$

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

Найдем напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,04 \cdot 9000 \cdot 1,1 = 396 \text{ В} ,$$

что меньше допустимого значения 400 В.

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

11 Молниезащита подстанции

Здание и сооружение подстанции с достаточной степенью надёжности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний [2].

Согласно [1, 2,] На проектируемой подстанции 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 $h=60$ м с надёжностью защиты 0,99 [2]. Тогда при расстоянии между молниеотводами $L = 44$ м:

$$L_c = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 60 = 150(\text{м}).$$

В таком случае граница зоны не имеет провеса, так как $L \leq L_c$, тогда $h_c = h_0$.

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами:

-высота конуса:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 60 = 48(\text{м});$$

-радиус конуса на уровне земли:

$$r_0 = 1,2 \cdot 60 = 72 (\text{м});$$

Максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 6$ (м):

$$r_x = \frac{(r_0 \cdot (h_0 - h_x))}{h_0} = \frac{(60 \cdot (48 - 6))}{48} = 52,5(\text{м}).$$

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода изображена на рисунке 11.1

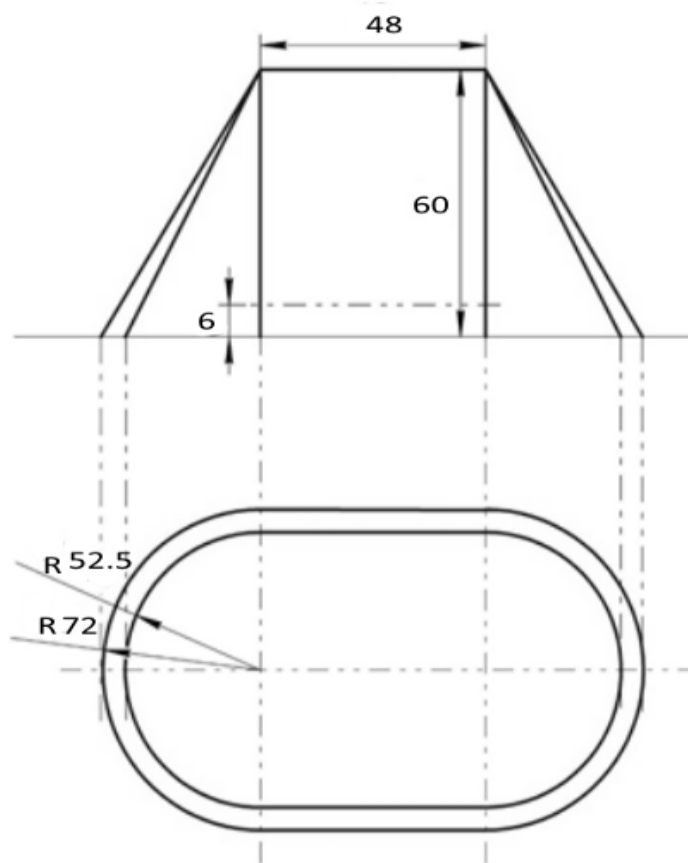


Рисунок 11.1 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Заключение

В данной бакалаврской работе была произведена реконструкция понизительной подстанции 110/6 кВ «Южная» с учетом требований, предъявляемых к системам электроснабжения.

Также произведены расчёты электрических нагрузок понизительной подстанции, были выбраны к установке на подстанции два силовых трансформатора марки ТДН - 16000/110/6.

Рассчитаны токи короткого замыкания, произведён выбор оборудования на подстанции (элегазовый выключатель на стороне 110 кВ и вакуумные выключатели для КРУН на 6 кВ, разъединители, приборы учёта и контроля на подстанции, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, жёсткие и гибкие шины и т.д.). Также рассчитана релейная защита и произведён выбор оперативного тока, расчёт молниезащиты и заземления на подстанции.

Основным результатом произведённого проектирования главной понизительной подстанции является соответствие всем нормам и различным требованиям, а также полная защита понизительной подстанции от всех ненормальных режимов работы.

Список использованных источников

1. Правило устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М.: Госэнергонадзор, 2015.
2. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: 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: 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: 13.01.2016 г.).
5. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – Т.6.
6. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – Т.5.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – Т.4.
8. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пос. – М.: ФОРУМ: ИНРА-М, 2006. – 480 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
10. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3» [Электронный ресурс] / ЗАО «РАДИУС Автоматика». - Режим доступа: <http://www.rza.ru/>, свободный. (Дата обращения: 25.02.2016 г.).
11. Remaining Life Assessment of Power Transformer [electronic resource] / URL: <http://pubs.sciepub.com/automation/2/2/2/index.html>.

12. Difference between Power Transformer and Distribution Transformer [electronic resource] / URL: <http://electrical-engineering-portal.com/difference-between-power-transformer-and-distribution-transformer>

13. Differences between Shunt Reactor and Power Transformer [electronic resource] / URL: <http://electrical-engineering-portal.com/differences-between-shunt-reactor-and-power-transformer>

14. Substation Components [electronic resource] / URL: <http://hubpages.com/technology/electrical-substation>

15. Controlled shunt reactors [electronic resource] / URL: <http://www.ztr.ua/en/controlled-shunt-reactors>

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

17. 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.

18. 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).

19. 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.

20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. - М.: Интернет Инжиниринг, 2006 - 672 с: ил.

21. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. – М: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2009. – Т.10 – 816с.

22. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение». – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.