

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
Федеральное государственное бюджетное учреждение высшего образования
«ПЕНЗЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Факультет (институт)

Кафедра

Приборостроения, информационных
технологий и электроники
(наименование)

Электроэнергетика и электротехника
(наименование)

Направление подготовки

13.03.02 «Электроэнергетика и
электротехника»
(код и наименование)

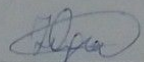
Профиль

Электроэнергетические системы и сети
(наименование)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

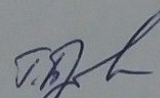
на тему
Проектирование подстанции 110/10 кВ «Задвиженка»

Студент 14ПЭ1
номер группы

 13.06.18
подпись, дата

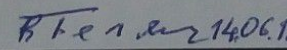
Юдинцев Павел Андреевич
ФИО полностью

Руководитель
к.т.н., доцент, ПГУ
должность, наименование организации


подпись, дата

Т.Ю.Бростилова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр
ведущий инженер

 14.06.18
подпись, дата

В.В. Белянкин
инициалы, фамилия

Работа допущена к защите (протокол заседания кафедры от 8.06.18 № 11)

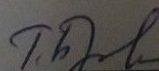
Заведующий кафедрой

 18.06.18
подпись, дата

В.Н. Ашанин
инициалы, фамилия

Работа защищена с оценкой отлично (протокол ГЭК от 19.06.18 № 6)

Секретарь ГЭК


подпись, дата

Бростилова Т.Ю.
инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка содержит 66 страниц, 13 таблиц, 5 рисунков, 5 приложений, 10 источников литературы, в которых подробно расписана методика расчёта, использованная в работе.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ, ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛИ, ПОДСТАНЦИЯ (ПС), ПОЛНАЯ МОЩНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

Объектом исследования является ПС 110/10 кВ «Задвиженка»

Цель работы: проектирование ПС 110/10 кВ «Задвиженка»

В процессе работы были проанализированы электрические нагрузки проектируемой подстанции. По результатам исследования была выбрана марка провода питающего подстанцию, а так же электрическая схема подстанции. Проведены расчеты токов короткого замыкания для выбора силового оборудования и коммутационной аппаратуры подстанции 110/10 кВ. Далее разработан план подстанции с размещением оборудования. Выбрано и рассчитано количество молниеприемников и защитного заземления.

В результате проведенной работы была спроектирована понизительная подстанция 110/10 кВ «Задвиженка» для питания электропотребителей I-III категории.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1. 20ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Проектирование подстанции 110/10 кВ «Задвиженка» Пояснительная записка	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Юдинцев П.А.						
Провер.		Бростилова Т.Ю.					2	66
Н. контр.		Белянкин В.В.				Каф. «ЭиЭ» гр. 14ПЭ1		
Утв.		Ашанин В.Н.						

Содержание

Введение.....	4
1. Анализ нагрузок электрической энергии.....	5
2. Выбор электрической схемы подстанции.....	11
3. Выбор типа трансформаторов.....	15
4. Расчет токов короткого замыкания.....	18
5. Выбор силового оборудования.....	24
5.1 Выбор выключателей.....	24
5.2 Выбор разъединителей.....	31
5.3 Выбор трансформаторов тока.....	33
5.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	40
5.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	45
5.6 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ.....	47
5.7 Выбор ограничителей перенапряжения.....	49
6. Разработка плана подстанции с размещением оборудования.....	52
7. Молниезащита.....	53
8. Расчет заземления.....	55
Заключение.....	60
Список использованных источников.....	61
Приложение А. Схема электрическая принципиальная ПС 110/10 кВ «Задвиженка».....	62
Приложение Б. План подстанции с размещением оборудования ПС 110/10 кВ «Задвиженка».....	63
Приложение В. План ЗРУ 10 кВ.....	64
Приложение Г. План молниезащиты ПС 110/10 кВ «Задвиженка»	65
Приложение Д. Ведомость ВКР.....	66

Введение

Электрическая энергия является наиболее удобным и дешевым видом энергии. Широкое распространение электрической энергии обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования и возможностью ее передачи на большие расстояния.

Электрической подстанцией называются комплекс электроустановок, предназначенных для преобразования и распределения электроэнергии.

Трансформаторные подстанции (ТП) устанавливают в целях приема и распределения электроэнергии группам приемников, расположенных на прилегающей территории вокруг подстанции. Наиболее экономичным способом передачи электроэнергии является транзит по линиям высокого напряжения к конечным потребителям, находящимся в других районах. Однако конечные потребители работают при низком напряжении. Поэтому при прохождении электрической энергии через трансформаторную подстанцию напряжение снижается до нужного уровня.

Электросети делят по территориальному признаку на районные и городские. Каждая действующая ТП подчиняется диспетчерской, ее ремонтная служба обслуживает объекты электросетевого хозяйства.

Проектирование подстанций предполагает не только рациональное размещение ТП в энергосистеме, но расчет необходимых электротехнических показателей. В процессе создания проекта определяется схема, по которой будет эксплуатироваться объект, высчитываются мощность и другие показатели.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Анализ нагрузок электрической энергии.

Расчетные нагрузки являются одним из основных исходных параметров при проектировании электрических систем, сетей и установок. Определение нагрузок необходимо для выбора числа и мощности агрегатов на электрических станциях; числа и мощности трансформаторов на подстанциях; напряжений; сечений проводов и количества цепей линий электропередач; расчета потерь мощности и электроэнергии; расчета отклонений напряжения в электрических сетях и выбора средств регулирования напряжения и т.д.

Характеристики потребителей подстанции представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики потребителей подстанции

Потребители	P , МВт	$\cos \varphi$	категория
1	0,539	0,83	3
2	0,943	0,82	2
3	0,683	0,91	3
4	0,945	0,9	2
5	1,29	0,86	1
6	0,56	0,8	3
7	0,864	0,91	2
8	0,462	0,84	3
9	0,957	0,87	2
10	0,688	0,81	3
11	0,572	0,88	3
12	2,407	0,83	1

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) предусматривает три категории потребителей электроэнергии по условиям обеспечения бесперебойности электроснабжения [1]:

1-я категория — виды электропотребителей, в результате своего простоя без электроэнергии могут привести к несчастным случаям, крупным

авариям, нанесению большого материального ущерба по причине выхода из строя целых комплексов оборудования, взаимосвязанных систем.;

Для потребителей с 1 категорией надежности электроснабжения необходимо осуществить энергоснабжение от двух источников питания, при этом источники питания должны быть независимые. допускается прекращение подачи электроэнергии при отключении одного источника питания только на время не превышающее автоматический переход на энергоснабжение потребителя по второму источнику питания. [1].

2-я категория — потребители, при отключении питания которых, останавливается работа важных городских систем, на производстве возникает массовый брак продукции, есть риск выхода из строя крупных взаимосвязанных систем, циклов производства, нарушением нормальной жизнедеятельности значительного количества людей;

Для потребителей электроэнергии 2-й категории допустимы перерывы электроснабжения на время, пока дежурный персонал или выездная бригада не произведет необходимое переключение и восстановит поступление электроснабжения.

3-я категория — включает в себя всех оставшихся потребителей, которые не вошли в первые две категории. Обычно это небольшие населенные пункты, городские учреждения, системы, перерыв в электроснабжении которых не влечет за собой последствий. Также к данной категории относят многоквартирные жилые дома, частный сектор, дачные и гаражные кооперативы.

Для потребителей электроэнергии 3-й категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но на период не более одних суток [1].

С учетом того, что в состав потребителей входят потребители 1 категории и центр питания – ТП 500/110 один, принято решение провести

					ЛГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

электроснабжение проектируемой ТП двухцепной линией электропередач при условии электроснабжения от разных секций питаемой подстанции.

Произведем расчет суммарной нагрузки проектируемой подстанции. Полную мощность представим как сумму активной и реактивной составляющей:

Определяем полную мощность нагрузок:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

где: P – активная мощность;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности;

$$S_1 = \frac{0,539}{0,83} = 0,65 \text{ МВА};$$

$$S_2 = \frac{0,943}{0,82} = 1,15 \text{ МВА};$$

$$S_3 = \frac{0,683}{0,91} = 0,75 \text{ МВА};$$

$$S_4 = \frac{0,945}{0,9} = 1,05 \text{ МВА};$$

$$S_5 = \frac{1,29}{0,86} = 1,5 \text{ МВА};$$

$$S_6 = \frac{0,56}{0,8} = 0,7 \text{ МВА};$$

$$S_7 = \frac{0,864}{0,91} = 0,95 \text{ МВА};$$

$$S_8 = \frac{0,462}{0,84} = 0,55 \text{ МВА};$$

$$S_9 = \frac{0,957}{0,87} = 1,1 \text{ МВА};$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

$$S_{10} = \frac{0,688}{0,81} = 0,85 \text{ МВА};$$

$$S_{11} = \frac{0,572}{0,88} = 0,65 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = \frac{2,407}{0,83} = 2,9 \text{ МВА}.$$

Находим полную суммарную мощность:

$$\sum S = 12,8 \text{ МВА}.$$

Определяем реактивную мощность нагрузок по формуле:

$$Q = P \cdot \tan \varphi.$$

Находим $\tan \varphi$:

$$\tan \varphi = \frac{\sqrt{(1 - \cos^2 \varphi)}}{\cos \varphi},$$

$$\tan \varphi_1 = \frac{\sqrt{(1 - 0,83^2)}}{0,83} = 0,672;$$

$$\tan \varphi_2 = \frac{\sqrt{(1 - 0,82^2)}}{0,82} = 0,698;$$

$$\tan \varphi_3 = \frac{\sqrt{(1 - 0,91^2)}}{0,91} = 0,456;$$

$$\tan \varphi_4 = \frac{\sqrt{(1 - 0,9^2)}}{0,9} = 0,484;$$

$$\tan \varphi_5 = \frac{\sqrt{(1 - 0,86^2)}}{0,86} = 0,593;$$

$$\tan \varphi_6 = \frac{\sqrt{(1 - 0,8^2)}}{0,8} = 0,75;$$

$$\tan \varphi_7 = \frac{\sqrt{(1 - 0,91^2)}}{0,91} = 0,456;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_8 = \frac{\sqrt{(1-0,84^2)}}{0,84} = 0,646 ;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_9 = \frac{\sqrt{(1-0,87^2)}}{0,87} = 0,567 ;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{10} = \frac{\sqrt{(1-0,81^2)}}{0,81} = 0,724 ;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{11} = \frac{\sqrt{(1-0,88^2)}}{0,88} = 0,54 ;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{12} = \frac{\sqrt{(1-0,83^2)}}{0,83} = 0,672 ;$$

Определяем реактивную мощность:

$$Q_1 = 0,539 \cdot 0,672 = 0,362 \text{ МВАр};$$

$$Q_2 = 0,943 \cdot 0,698 = 0,658 \text{ МВАр};$$

$$Q_3 = 0,683 \cdot 0,456 = 0,311 \text{ МВАр};$$

$$Q_4 = 0,945 \cdot 0,484 = 0,457 \text{ МВАр};$$

$$Q_5 = 1,29 \cdot 0,593 = 0,765 \text{ МВАр};$$

$$Q_6 = 0,56 \cdot 0,75 = 0,42 \text{ МВАр};$$

$$Q_7 = 0,864 \cdot 0,456 = 0,394 \text{ МВАр};$$

$$Q_8 = 0,462 \cdot 0,646 = 0,298 \text{ МВАр};$$

$$Q_9 = 0,957 \cdot 0,567 = 0,543 \text{ МВАр};$$

$$Q_{10} = 0,688 \cdot 0,724 = 0,498 \text{ МВАр};$$

$$Q_{11} = 0,572 \cdot 0,54 = 0,309 \text{ МВАр};$$

$$Q_{12} = 2,407 \cdot 0,672 = 1,618 \text{ МВАр};$$

Находим полную реактивную мощность:

$$\sum Q = 6,634 \text{ МВАр}.$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Сечение и марка проводов линий электропередач при известной передаваемой мощности будем определять по экономической плотности тока, зависящей от числа часов использования максимума нагрузки.

Ток нагрузки составляет[5]:

$$I_{L5} = \frac{S_{L5}}{\sqrt{3} \cdot U_{L5}} = \frac{12,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 67,183 \text{ А};$$

Выбираем сталеалюминевые провода, для которых экономическая плотность тока равна:

$$\delta_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2 \text{ при } T_{\text{max}} = 4760 \text{ ч/г}$$

Определяем расчетные сечения проводов:

$$F = \frac{I}{\delta_{\text{эк}}} = \frac{67,183}{1,1} = 60,985 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-70/11. Выбираем по марке провода и длительно допустимому току. Заполняем таблицу 2.

Таблица 2 - Параметры проводов

Марка провода	$I_{\text{доп}}$, А	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км
АС-70/11	265	0,42	0,44	2,55

$$I < I_{\text{доп}}$$

$$67,183 \text{ А} < 265 \text{ А}$$

Провод выдержит данную нагрузку и удовлетворяет необходимым требованиям ПУЭ.

2 Выбор электрической схемы подстанции

В современных условиях для обеспечения надежности и экономичности электроснабжения потребителей необходима совместная работа большого числа электростанций, подстанций и связывающих их электрических сетей разных напряжений. Однако при этом электрические схемы станций и подстанций должны обеспечивать соединение их отдельных элементов достаточно просто, надежно и удобно. В условиях эксплуатации подстанций возникает необходимость изменения схемы при выводе оборудования в ремонт, ликвидации аварий. Чтобы можно было производить эти изменения электрических схем, их элементы — трансформаторы, шины распределительных устройств (РУ), воздушные и кабельные линии — соединяют друг с другом посредством коммутационных аппаратов.

Главной схемой электрических соединений или схемой первичной коммутации называется схема электрических соединений основного электрооборудования, к которому относятся трансформаторы силовые и измерительные, реакторы, коммутационные аппараты и соединяющие их проводники. Для главных схем подстанций определяющими факторами являются местоположение подстанции в энергосистеме и ее назначение, мощность, перерабатываемая на подстанции и проходящая через нее транзитом, количество и мощность трансформаторов и отходящих линий, уровни их напряжений, категории потребителей, которые питаются по этим линиям [7].

Выбранная схема при выполнении электроустановки должна обеспечивать ряд условий:

- надежность электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников;
- возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

- оперативная гибкость электрической схемы;
- требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

На крупных подстанциях (ГПП) применяются в основном два трансформатора (два независимых источника питания), так как через такие подстанции должны обеспечиваться электроэнергией электроприемники I, II и III категорий надежности электроснабжения.

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного Другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории). Такие подстанции желательны и независимо от категории потребителей, но при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузки. В этих случаях выгодно менять присоединенную мощность трансформаторов, например, при наличии сезонных нагрузок, одно или двухсменной работы со значительными изменениями загрузки смен.

В данном случае выбираем двухтрансформаторную подстанцию.

Подстанция имеет две секции шин по 10кВ. Из ОРУ по кабельным линиям 10кВ электрическая энергия передается потребителям.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Каждый из двух трансформаторов питает свои секции шин с одним выключателем на каждую цепь. Шины соединены секционным выключателем.

В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, каждый трансформатор питает свою секцию шин. При выходе из строя одного из трансформаторов, он отключается, срабатывает секционный выключатель, питание всех потребителей производится через второй трансформатор. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы.

Принципиальная электрическая схема проектируемой подстанции 110/10 кВ «Задвиженка» приведена на рисунке 1 и в приложении А.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Выбор типа трансформаторов

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами.

В настоящее время существует практика выбора номинальной мощности трансформатора для подстанции по максимальной мощности подстанции, исходя из значения коэффициента перегрузки $k_3=0,7$, т. е. [1]:

$$S_{тр} = \frac{S_{max}}{2 \cdot k_3},$$

Как было указано выше, полная максимальная мощность

$$S_{max}=12,8 \text{ МВА.}$$

Поскольку среди заявленных потребителей присутствуют потребители 1 категории электроснабжения, то принимаем число основных трансформаторов $n=2$.

Рассчитаем мощность выбираемого силового трансформатора двухтрансформаторной подстанции:

$$S_{тр} = \frac{12,8}{2 \cdot 0,7} = 9,143 \text{ МВА.}$$

Предварительно выбираем трансформатор мощностью 10 МВА. Фактический коэффициент загрузки одного трансформатора двухтрансформаторной подстанции:

$$k_3 = \frac{S_{max}}{2 \cdot S_{тр}},$$

$$k_3 = \frac{12,8}{2 \cdot 10} = 0,64.$$

Коэффициент загрузки удовлетворяет требованиям ПУЭ, и не выходит за пределы допустимых значений $k_3=0,4 \dots 0,7$.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Исходя их расчетов, выбираем трансформаторы марки ТДН-10000/110. Технические характеристики выбранного трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики трансформатора

Величина	Значение
1	2
Тип трансформатора	ТДН-10000/110
$S_{ст}, \text{МВА}$	10
$U_{вв}, \text{кВ}$	115
$U_{нн}, \text{кВ}$	11
$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	14
$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	60
$\Delta Q_{xx}, \text{кВАр}$	70
$I_{xx}, \%$	0,7
$r_{тр}, \text{Ом}$	7,95
$x_{тр}, \text{Ом}$	139
$U_k \%$	10,5

Переменные потери в трансформаторах для двухтрансформаторной подстанции определяют по формулам:

$$\Delta P_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ст}} \right),$$

$$\Delta P_{тр} = \frac{1}{2} \cdot 0.06 \cdot \left(\frac{12.8}{10} \right) = 0.042 \text{ МВт.}$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ст}} \right),$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \left(\frac{12,8}{10} \right) = 0.073 \text{ МВАр.}$$

Суммарные переменные потери мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{кз}} = 0,084 \text{ МВт}; \quad \sum \Delta Q_{\text{кз}} = 0,146 \text{ МВАр.}$$

Постоянные потери мощности для двухтрансформаторной подстанции определяются по формулам [6]:

$$\Delta P_{\text{пост}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{хх}},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = 2 \cdot \Delta Q_{\text{хх}}.$$

Суммарные постоянные потери мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{пост}} = 0,028 \text{ МВт}; \quad \sum \Delta Q_{\text{пост}} = 0,14 \text{ МВАр.}$$

Нагрузка $S_{\text{эк}}$, ниже которой экономично отключать один из параллельно работающих трансформаторов, находится из соотношения:

$$S_{\text{ЭКВ}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}} \cdot n \cdot (n - 1)}{\Delta P_{\text{кз}}}},$$

где n – число параллельно работающих трансформаторов.

$$S_{\text{ЭКВ}} = 10 \cdot \sqrt{\frac{0,014 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{0,06}} = 6,831 \text{ МВА.}$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

4 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания (КЗ) необходимы для [2]:

- выбора и проверки электрических аппаратов проводников, применяемых на подстанции;
- выбора установок и проверки чувствительности РЗА.

Для упрощения расчетов делают допущения [2]:

- не учитывают насыщение сердечника трансформатора;
- не учитывают ток намагничивания;
- считают трехфазную систему идеально симметричной;

Указанные допущения приводят к некоторому увеличению токов короткого замыкания (погрешность расчетов не превышает $5 \div 10 \%$, что допустимо в соответствии с требованиями).

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), проверка на электродинамическую и термическую стойкость шин и агрегатов производится по току трехфазного короткого замыкания, так как на подстанциях токи трехфазного КЗ больше токов однофазного КЗ при трехфазном коротком замыкании [1].

Точка К1 – расчётная точка КЗ для стороны 110 кВ.

Точка К2 – расчётная точка КЗ для стороны 10 кВ.

Расчетная схема токов короткого замыкания приведена на рисунке 2.
Схема замещения представлена на рисунке 3.

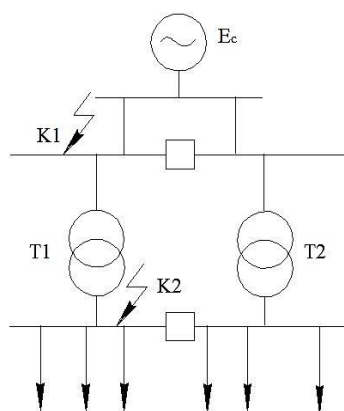


Рисунок 2 - Расчётная схема токов КЗ

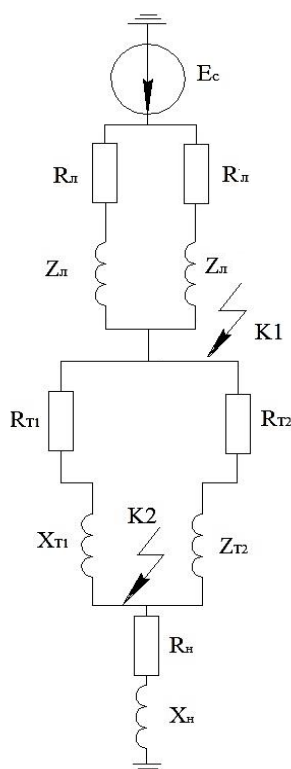


Рисунок 3 - Схема замещения

Погонное сопротивление провода АС–70/11, $R_0 = 0,42$ Ом/км, $X_0 = 0,44$ Ом/км, активное сопротивление сети $R_c = 0,2$ Ом, реактивное сопротивление сети $X_c = 9,2$ Ом, длина ВЛ = 50 км.

Расчёт токов КЗ в точке К1 на стороне 110 кВ.

Сопротивление воздушной линии находится по формуле:

$$R_{\text{л}} = \frac{(R_0 \cdot L)}{2},$$

$$R_{\text{л}} = \frac{(0,42 \cdot 50)}{2} = 10,5 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{л}} = \frac{(X_0 \cdot L)}{2},$$

$$X_{\text{л}} = \frac{(0,44 \cdot 50)}{2} = 10,75 \text{ Ом.}$$

Находим суммарные сопротивления между источником питания и точкой КЗ:

$$R_{\Sigma} = R_{\text{л}} + R_{\text{с}},$$

$$R_{\Sigma} = 10,5 + 0,2 = 10,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{\Sigma} = X_{\text{л}} + X_{\text{с}},$$

$$X_{\Sigma} = 10,75 + 9,2 = 19,95 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = 22,638 \text{ Ом.}$$

Ток периодической составляющей трёхфазного КЗ в точке К1 равен:

$$I_{\text{п.с.К}_1} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}},$$

$$I_{\text{п.с.К}_1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 22,638} = 2,805 \text{ кА.}$$

Максимальный ударный ток КЗ в точке К1 равен:

$$i_{\text{уд.К1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п.с.К}},$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{10,75}{314 \cdot 10,5} = 0,006 \text{ с,}$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,006}} = 1,331,$$

$$i_{\text{уд.К}_1} = \sqrt{2} \cdot 1,331 \cdot 2,805 = 5,281 \text{ кА.}$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где K_y – ударный коэффициент тока КЗ в месте РУ ВН ПС с трансформаторами средней мощности;

T_a – время затухания тока апериодической составляющей тока КЗ [3];

X_Σ и R_Σ – суммарные сопротивления между источником питания и точкой КЗ, рассчитанные в предположении, что каждый элемент вводится в схему замещения своим либо активным, либо реактивным сопротивлением $X_\Sigma = X_L + X_C$, $R_\Sigma = R_L + R_C$.

Расчёт тока КЗ в точке К2 на стороне 10 кВ.

Приведём все сопротивления к соответствующим параметрам низшего напряжения 10 кВ:

Приведение R_C к стороне низкого напряжения (НН)

$$R'_C = R_C \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2,$$

$$R'_C = 0,2 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,0015 \text{ Ом.}$$

Приведение X_C к стороне низкого напряжения (НН)

$$X'_C = X_C \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2,$$

$$X'_C = 9,2 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,076 \text{ Ом.}$$

Приведение R_L к стороне низкого напряжения (НН)

$$R'_L = R_L \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2,$$

$$R'_L = 10,5 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,087 \text{ Ом.}$$

Приведение $X_{\text{л}}$ к стороне низкого напряжения (НН)

$$X'_{\text{л}} = X_{\text{л}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2,$$

$$X'_{\text{л}} = 10,75 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,089 \text{ Ом.}$$

Приведение R_{Tp} к стороне НН

$$R'_{\text{Tp}} = R_{\text{Tp}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2,$$

$$R'_{\text{Tp}} = 7,95 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,06 \text{ Ом.}$$

Приведение X_{Tp} к стороне НН

$$X'_{\text{Tp}} = X_{\text{Tp}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2,$$

$$X'_{\text{Tp}} = 139 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 1,149 \text{ Ом.}$$

$$R'_{\Sigma} = R'_{\text{л}} + R'_{\text{с}} + R'_{\text{Tp}},$$

$$R_{\Sigma} = 0,087 + 0,0015 + 0,06 = 0,154 \text{ Ом.}$$

$$X'_{\Sigma} = X'_{\text{л}} + X'_{\text{с}} + X'_{\text{Tp}},$$

$$X'_{\Sigma} = 0,076 + 0,089 + 1,149 = 1,314 \text{ Ом.}$$

$$Z'_{\Sigma} = R'_{\Sigma} + X'_{\Sigma} = 1,323 \text{ Ом.}$$

Ток периодической составляющей трёхфазного КЗ в точке К2 равен:

$$I_{\text{п.с.К}_2} = \frac{U_{\text{НН.т.}}}{\sqrt{3} \cdot Z'_{\Sigma}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 1,323} = 3,63 \text{ кА.}$$

Максимальный ударный ток КЗ равен:

$$i_{\text{уд.К}_2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.с.К}_2} \cdot K_y,$$

$$T_a = \frac{X'_{\Sigma}}{\omega \cdot R'_{\Sigma}} = \frac{1,323}{314 \cdot 0,154} = 0.027,$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,027}} = 1,692,$$

$$i_{y\partial.K_2} = \sqrt{2} \cdot 3,63 \cdot 1,692 = 8,684 \text{ кА}.$$

где K_y – ударный коэффициент тока КЗ в месте РУ НН ПС с трансформаторами.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

5 Выбор оборудования подстанции

5.1 Выбор выключателей

Выключатели выбираются по номинальным напряжению и току, отключающей способности, термической и динамической стойкости к токам КЗ.

При выборе выключателя по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{н}}, \text{ кА},$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальным ток выключателя

$I_{\text{н}}$ — расчетным ток нагрузки с учетом возможной перегрузки.

Параметрами короткого замыкания, по которым производится проверка, отключающей способности выключателей, является наибольший периодический ток короткого замыкания - $I_{\text{к}}$, отключаемый данным выключателем, относительное содержание апериодического составляющей и скорость восстанавливающего напряжения, т.е. напряжение которое появляется между контактами выключателя вслед за отключением короткого замыкания [5].

Значение периодической составляющей $I_{\text{к}}$ в момент расхождения контактов не должно превышать номинального тока отключения выключателя:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА},$$

Скорость восстанавливающего напряжения $U_{\text{в}}$ не должно превышать значения, допустимое для данного типа вклучателя $U_{\text{в,ном}}$:

$$U_{\text{в}} \geq U_{\text{в,ном}}, \text{ кВ}$$

Для установки выберем выключатель ВГТ-110-40/2000 У1 российского производства номинальным током 2000 А и током отключения 40 кА.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Элегазовый выключатель ВГТ-110-40/2000 колонковый. Выключатели состоят из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом ППрМ. Конструкция взрывобезопасного исполнения.

Пониженные усилия оперирования выключателем. Энергия, необходимая для гашения токов короткого замыкания, частично используется из самой дуги за счет специальной конструкции узлов управления потоком газа, что существенно уменьшает нагрузку привода и повышает надежность. Использование четырех ступеней уплотнений совместно с гидравлическим затвором в узле уплотнения вала поворотного механизма обеспечивает стабильно низкий уровень утечек: не более 0,5% в год.

Современные технологические и конструкторские решения в области применения и обработки материалов, применение надежных комплектующих, в том числе высококачественных покрышек ведущих зарубежных фирм.

Стальные части выключателя и опорные металлоконструкции имеют коррозионно-стойкие покрытия.

Выключатель ВГТ-110-40/2000 У1 приведен на рисунке 4. Технические характеристики выключателя приведены в таблице 4.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

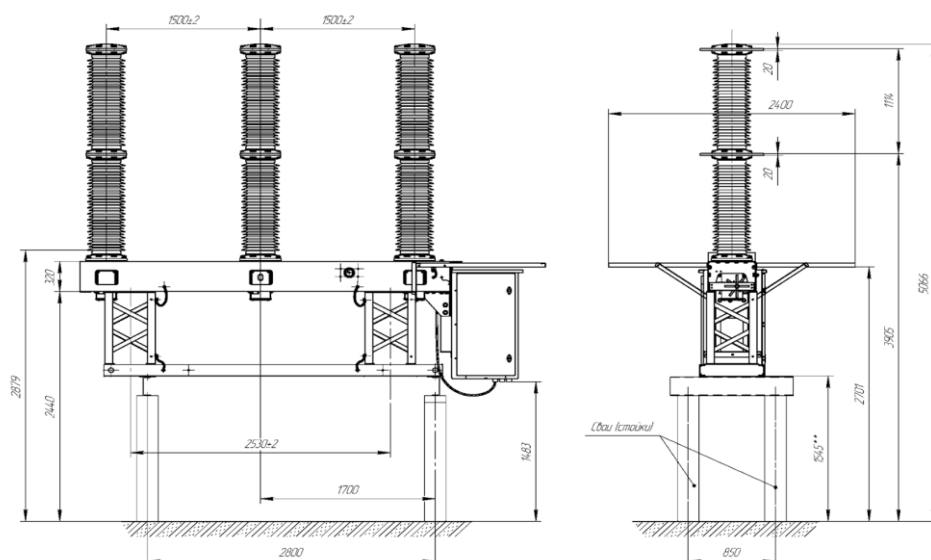


Рисунок 4 - Выключатель ВГТ-110-40/2000 У1.

Таблица 4 - Технические характеристики элегазового выключателя ВГТ-110-40/2000 У1

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток термической устойчивости (3 с), кА	40
Ток электродинамической устойчивости (ампл.), кА	102
Процентное содержание апериодической составляющей (β %)	40
Собственное время отключения, с	0,035-0,005
Собственное время включения, с	0,062-0,018
Полное время отключения, с	не более 0,055-0,005

Проверка выключателя ВГТ-110-40/2000 по соответствующим условиям [3]. Расчёт теплового импульса при КЗ:

$$B_k = I_{п.с.к1}^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a),$$

где $t_{откл}$ – время отключения.

$$B_k = 1,104^2 \cdot (0,055 + 0,006) = 0,061 \text{ кА}\cdot\text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}\cdot\text{с}.$$

где I_T – предельный ток термической стойкости по каталогу;

t_T – длительность протекания тока термической стойкости.

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 40) = 2319.$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.с.к1} + i_{at} = \left(\sqrt{2} \cdot I_{п.с.к1} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} \right) + \sqrt{2} \cdot I_{п.с.к1} =$$

$$\left(\sqrt{2} \cdot 2,805 \cdot e^{-\frac{0,055}{0,006}} \right) + \sqrt{2} \cdot 2,805 = 2,1.$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п.с.к1} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}}.$$

где i_{at} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания.

Проверка выключателя ВГТ-110-40/2000 У1 на возможность использования на ПС:

1) по напряжению

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{ном.с} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{ном} = U_{ном.с}.$$

2) по номинальному току

$$I_{ном} = 2000 \text{ А},$$

$$I_{раб.макс} = 67,183 \text{ А},$$

$$I_{ном} > I_{раб.макс}.$$

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	27

3) по току отключения

$$\begin{aligned}I_{\text{откл}} &= 40 \text{ кА}, \\I_{\text{п.с.к1}} &= 2,805 \text{ кА}, \\I_{\text{откл}} &> I_{\text{п.с.к1}}.\end{aligned}$$

4) по значению ударного тока в сети

$$\begin{aligned}I_{\text{дин.макс}} &= 102 \text{ кА}, \\i_{\text{уд.к1}} &= 5,281 \text{ кА}, \\I_{\text{дин.макс}} &> i_{\text{уд.к1}}.\end{aligned}$$

5) на термическую стойкость

$$\begin{aligned}B_k &= 0,061 \text{ кА}\cdot\text{с}, \\I_T^2 \cdot t_T &= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}\cdot\text{с}, \\B_k &\leq I_T^2 \cdot t_T.\end{aligned}$$

6) на способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$\begin{aligned}\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \beta_n) &= 2319 \text{ кА}, \\\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.с.к1}} \cdot i_{\text{ат}} &= 2,1 \text{ кА}, \\\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \beta_n) &> \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.с.к1}} \cdot i_{\text{ат}}.\end{aligned}$$

Таким образом, выключатель ВГТ-110-40/2000 У1 удовлетворяет всем необходимым условиям.

Произведем выбор вводного и секционного выключателя 10 кВ.

Рассчитаем ток полной нагрузки учитывая аварийный режим в случае отключения одного трансформатора всю нагрузку примет на себя второй трансформатор:

$$\begin{aligned}I &= \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \\I &= \frac{12800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 739,008 \text{ А}.\end{aligned}$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

В соответствии с рассчитанным максимальным током выбираем выключатель ВБЭМ-10-12,5/800 УХЛ2. Это силовой вакуумный выключатель для коммутации нагрузок большой мощности. Вместе с выключателем дополнительно устанавливается блок охлаждения.

Характеристики вакуумного выключателя ВБЭМ-10-12,5/800 УХЛ2 представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристики вакуумного выключателя ВБЭМ-10-12,5/800 УХЛ2.

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	800
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Ток термической устойчивости (3 с), кА	20
Ток электродинамической устойчивости (ампл.), кА	51
Полное время отключения, мс	не более 30

Проверим данный выключатель

Расчёт способности выключателя отключать асимметричный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 12,5) = 238,649 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.с.к2} + i_{at} = \left(\sqrt{2} \cdot I_{п.с.к2} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} \right) + \sqrt{2} \cdot I_{п.с.к2} =$$

$$\left(\sqrt{2} \cdot 3,63 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,027}} \right) + \sqrt{2} \cdot 3,63 = 6,832 \text{ кА.}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п.с.к2} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}}.$$

Расчёт теплового импульса при КЗ:

$$B_k = I_{п.с.к2}^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a),$$

$$B_k = 3,63^2 \cdot (0,03 + 0,027) = 2,502 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Проверка выключателя ВБЭМ-10-12,5/800 УХЛ2 по соответствующим условиям:

1) по напряжению:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ},$$

$$U_{ном.с} = 10 \text{ кВ},$$

$$U_{ном} = U_{ном.с}.$$

2) по току отключения

$$I_{откл} = 12,5 \text{ кА},$$

$$I_{п.с.к2} = 3,63 \text{ кА},$$

$$I_{откл} > I_{п.с.к2}$$

3) по величине ударного тока в сети

$$I_{дин.макс} = 51 \text{ кА},$$

$$i_{уд.к2} = 8,684 \text{ кА},$$

$$I_{дин.макс} > i_{уд.к2}$$

4) на термическую стойкость

$$B_k = 2,502 \text{ кА} \cdot \text{с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с},$$

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

5) на способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n) = 238,649 \text{ кА},$$

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$\sqrt{2} \cdot I_{П.С.К_1} \cdot i_{ат} = 6,832 \text{ кА.}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_H) > \sqrt{2} \cdot I_{П.С.К_2} + i_{ат}.$$

Таким образом, выключатель ВБЭМ-10-12,5/800 УХЛ2 удовлетворяет всем необходимым условиям.

Выбранный выключатель удовлетворяет необходимым требованиям.

5.2 Выбор разъединителей

Разъединители – это аппараты, предназначенные для включения и отключения участков электрической сети или электрических установок, не находящихся под нагрузкой, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей. Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий. Разъединитель состоит из подвижных и неподвижных контактов, укрепленных на изоляторах. Разъединитель снабжен механической блокировкой, предотвращающей включение заземлителей при включенном разъединителе и включение разъединителя при включенных заземлителях [10].

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению;
- по току;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической устойчивости;
- по термической устойчивости.

Выбираем разъединители для наружной установки РГН-110/1000 УХЛ1 со встроенным приводом ПДГ-9УХЛ1, двухколонковые с одним (двумя) заземляющими ножами. Технические характеристики разъединителя РГН-110/1000 УХЛ1 сведены в таблицу 6.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблица 6 – Технические характеристики РГН-110/1000 УХЛ1

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	110
Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А	1000
Ток электродинамической стойкости, $I_{\text{ном}}$, кА	80
Ток термической стойкости, $I_{\text{ном}}$, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости, $t_{\text{тер}}$, с	3
Допустимое время действия тока термической стойкости для главных ножей/ для заземляющих ножей, с	3/1
Тип привода	ПДГ-6УХЛ1

Проверим разъединитель РГН-110 /1000 УХЛ1 по соответствующим условиям:

1) по напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном.с}} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.с}}.$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 67,183 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.макс}}.$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{ном}} = 80 \text{ кА},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 67,183 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.макс}}.$$

4) проверка на термическую стойкость:

– для главных ножей:

$$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 0,061 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T > B_k.$$

– для заземляющих ножей:

$$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 0,061 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T > B_k.$$

Таким образом, данный тип разъединителя удовлетворяет всем необходимым условиям и может быть установлен на подстанции.

6.3 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока (ТТ) применяются в схемах измерений и учета электрической энергии. Они являются также элементами устройств релейной защиты и автоматики. Через них релейные схемы получают информацию о состоянии электрических цепей высокого напряжения. При помощи трансформаторов тока первичный ток уменьшают до значений, наиболее удобных для питания измерительных приборов и реле. Вторичные токи принимают равными 1 или 5 А. Рабочий режим трансформаторов тока близок к режиму короткого замыкания.

Трансформаторы тока выбираем по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, классу точности, по роду установки (внутренняя, наружная) конструкции и проверяем на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ. Номинальный первичный ток выбирается с учётом перегрузочной способности основного оборудования и его параметров.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Класс точности ТТ выбирается соответственно требуемой точности измерения: для измерительных приборов класса точности 1 и 1,5 – ТТ класса точности 0,5; для приборов класса 2,5 – ТТ класса 1; для расчётных счётчиков – ТТ класса 0,5 (т.е. 0,2S).

Технические характеристики выбранного ТТ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики ТОГФ-110 УХЛ1

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	100
Вторичный номинальный ток, А	5
Ток термической устойчивости (3 с), кА	18,2
Ток электродинамической устойчивости (ампл.), кА	80
Процентное содержание апериодической составляющей %	40
Сопротивление вторичной обмотки постоянному току, Ом	0,520
Вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности, 0,5 (5Р или 10 Р), ВА	10

Произведём проверку трансформатора тока.

1) по напряжению

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном.с}} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.с}} \cdot$$

2) по номинальному току

$$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 67,183 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.макс.}}$$

3) проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{уд.К}_1} = \sqrt{2} \cdot 1,331 \cdot 2,805 = 5,281 \text{ кА},$$

$$i_{\text{эл.дин}} = 80 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} < i_{\text{эл.дин}}.$$

4) проверка на термическую стойкость

$$B_{\kappa} = 0,061 \text{ кА}\cdot\text{с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 18,2^2 \cdot 3 = 993,7 \text{ кА}\cdot\text{с},$$

$$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T.$$

5) по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_2 \approx R_2,$$

так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико. Вторичная нагрузка (R_2) состоит из сопротивления приборов, представленных в таблице 8 и подключенных к ТТ, и переходного сопротивления контактов и соединительных проводов:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\kappa} \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

R_{κ} – переходное сопротивление контактов, Ом;

$S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Так, чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выполнение следующего условия:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока [8]

Наименование прибора	Класс точности	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА
Счётчик учёта <u>активной и реактивной</u> электроэнергии	0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01	0,8
Ваттметр/варметр	1,0	Д-335	2,0
Амперметр	1,5	Э-365	0,1
<u>РЗиА</u>	10P	ЭПЗ 1636	2,6
Итого	5,5 ВА		

С учётом табличных данных общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 0,520 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов составляет:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 0,502 - 0,22 - 0,1 = 0,182 \text{ Ом}$$

Зная $r_{\text{пр}}$, определим сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами мощностью 100 МВт и более, а также на ПС с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях, в том числе и в нашем, во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$);

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина, примем $l_{\text{расч}} = 40 \text{ м}$.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,35} = 3,2 \text{ мм}^2.$$

С учётом рассчитанного сечения принимаем контрольный кабель типа АКВВГ 4х2,5 мм²[23].

Кабель такого типа предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянного напряжения до 1000 В. Он применяется для прокладки на открытом воздухе, в помещениях, каналах, туннелях и даже в условиях агрессивной среды. Допускается прокладка кабелей в земле (траншеях) при обеспечении защиты кабелей в местах выхода на поверхность. При одиночной прокладке кабели не распространяют горение. Срок их эксплуатации – не менее 15 лет.

Выбираем ТТ на сторону 10 кВ.

В связи током полной нагрузки выбираем трансформатор тока ТВ-СЭЦ-10 УХЛ1 с коэффициентом трансформации 800/5 [5]. Технические

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характеристики трансформатора тока ТВ-СЭЩ-10 УХЛ1 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики ТВ-СЭЩ-10 УХЛ1

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	800
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности	0,5S
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, кА	31,5
Вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0.8$ в классе точности, 0,5 (5Р или 10 Р), ВА	10

1) по напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ},$$

$$U_{\text{ном.расч}} = 10\text{кВ},$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном. расч.}}$$

2) по длительному току:

$$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А},$$

$$I_{\text{расч.ном.}} = 739,008 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч.ном.}}$$

3) на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд.К}_2} = \sqrt{2} \cdot 3,63 \cdot 1,692 = 8,684 \text{ кА},$$

$$i_{\text{эл.дин}} = 100 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} < i_{\text{эл.дин}} .$$

На термическую стойкость:

$$B_k = 0,567 \text{ кА}\cdot\text{с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}\cdot\text{с},$$

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

Выбранный трансформатор тока полностью удовлетворяет условиям выбора.

Произведем выбор ТТ отходящих линий.

$$I_1 = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{650}{\sqrt{3} \cdot 10} = 37,528 \text{ А};$$

$$I_2 = \frac{\sqrt{P_2^2 + Q_2^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1150}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66,395 \text{ А};$$

$$I_3 = \frac{\sqrt{P_3^2 + Q_3^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,301 \text{ А};$$

$$I_4 = \frac{\sqrt{P_4^2 + Q_4^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_4}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1050}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60,622 \text{ А};$$

$$I_5 = \frac{\sqrt{P_5^2 + Q_5^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_5}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,603 \text{ А};$$

$$I_6 = \frac{\sqrt{P_6^2 + Q_6^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{700}{\sqrt{3} \cdot 10} = 40,415 \text{ А};$$

$$I_7 = \frac{\sqrt{P_7^2 + Q_7^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_7}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{950}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,848 \text{ А};$$

$$I_8 = \frac{\sqrt{P_8^2 + Q_8^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_8}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{550}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,754 \text{ А};$$

$$I_9 = \frac{\sqrt{P_9^2 + Q_9^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_9}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 63,509 \text{ А};$$

$$I_{10} = \frac{\sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_{10}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{850}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,075 \text{ А};$$

$$I_{11} = \frac{\sqrt{P_{11}^2 + Q_{11}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_{11}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{650}{\sqrt{3} \cdot 10} = 37,528 \text{ А};$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2900}{\sqrt{3} \cdot 10} = 167,432 \text{ А.}$$

Параметры трансформаторов тока отходящих фидеров приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Трансформаторы тока отходящих фидеров

Фидера	Тип трансформатора тока	Номинальный первичный ток, А	Ток отходящих фидеров
1	2	3	
1	ТВ-СЭЩ-10	50	37,528
2		100	66,395
3		50	43,301
4		100	60,622
5		100	86,603
6		50	40,415
7		100	54,848
8		50	31,754
9		100	63,509
10		50	49,075
11		50	37,528
12		200	167,432

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения – это один из видов трансформаторов, который еще называют измерительным, предназначенный для отделения первичных цепей высокого и сверх высокого напряжений и цепей измерений, РЗиА. Также их используют для понижения высоких напряжений

(110, 10 и 6 кВ) до стандартных нормируемых величин напряжений вторичных обмоток – 100 либо $100/\sqrt{3}$.

Помимо этого, применение трансформаторов напряжения в электроустановках позволяет изолировать маломощные низковольтные измерительные приборы и устройства, что удешевляет стоимость и позволяет использовать более простое оборудование, а также обеспечивает безопасность обслуживания электроустановок.[6].

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

где, $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА, которая определяется в соответствии с формулой:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Для напряжения 110 кВ выбираем элегазовый индуктивный антирезонансный трансформатор напряжения типа ЗНГ-110 УХЛ1, предназначенный для работы в электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц с эффективно заземлённой нейтралью в открытых и закрытых распределительных устройствах. Класс точности ТН – 0,5. Технические характеристики трансформатора напряжения (ТН) приведены в таблице 11.

Главным преимуществом таких трансформаторов перед масляными ТН является взрыво- и пожаробезопасность, так как в качестве внутренней изоляции применяется инертный негорючий газ или смесь газов.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 11 – Технические характеристики ЗНГ-110 УХЛ1

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$110/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, кВ	$0,1/\sqrt{3}$
Номинальная мощность, ВА (класс точности 0,5)	400
Предельная мощность, ВА	2000

Вторичная нагрузка ТН приведена в таблице 12.

Таблица 12– Вторичная нагрузка ЗНГ-110 УХЛ1

Прибор	Тип	<u>Потреб.</u> <u>мощность</u> ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	<u>Количес</u> <u>во</u> <u>приборов</u>	<u>Сумм.</u> <u>мощность</u> ВА
Вольтметр	Э762	4	1	0	3	12
Ваттметр/ варметр	Д585	7,5	1	0	2	15
Счётчик <u>активной</u> и реактивно й энергии	СЭТ4 ТМ.03. 01	1,5	0,38	0,925	3	4,5
<u>РЗиА</u>	ЭПЗ 1636	5,0	1	0	1	5

Определим нагрузку трансформатора напряжения

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(12 \cdot 1 + 15 \cdot 1 + 4,5 \cdot 0,38 + 5 \cdot 1)^2 + (4,5 \cdot 0,925)^2} = 33,966 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma} < S_{\text{ном.}}$$

Трансформатор является прибором электромагнитного типа. Активная часть трансформатора - ленточный разрезной магнитопровод из электротехнической стали с обмотками - размещена в алюминиевом заземленном корпусе, который находится в нижней части трансформатора. На корпусе установлен изолятор, обеспечивающий внешнюю изоляцию аппарата. На верхнем торце изолятора размещен высоковольтный зажим первичной обмотки. На корпусе расположены заземляемый вывод первичной обмотки и выводы вторичных обмоток, а также плотномер для определения давления элегаза, устройство для заполнения элегазом, табличка технических данных, устройство, предотвращающее чрезмерное повышение давления внутри аппарата. Обмотки трансформатора расположены на магнитопроводе концентрически: внутри - дополнительная вторичная обмотка (далее - обмотка Д). Поверх нее намотана основная вторичная обмотка для измерения и защиты (далее - обмотка И), затем - основная вторичная обмотка (далее - обмотка У), предназначенная для питания цепей учета электроэнергии. Поверх вторичных расположена первичная высоковольтная обмотка. Для обеспечения оптимального электрического поля обмотки снабжены экранами. Плотномер имеет специальные контакты, с помощью которых подаются сигналы при снижении давления элегаза, являющегося основной изоляцией трансформатора. Защита трансформатора при повышении давления газа, которое может возникнуть при пробое внутренней изоляции, обеспечивается наличием мембраны, разрушающейся при давлении свыше 1,7 Мпа

Для РУ-10 кВ проверим трансформатор напряжения НТМИ-10-66 – трехфазный, трехобмоточный, с естественным масляным охлаждением. Магнитопровод броневого типа собран из пластин холодно катаной электротехнической стали толщиной 0,35 мм. Обмотки насажены на стержни магнитопроводов, которые при установке в баке в плане образуют

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

правильный треугольник. Технические характеристики ТН сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Технические характеристики ТН типа НТМИ-10-66

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, кВ	0,1
Номинальная мощность, ВА (класс точности 0,5)	200
Предельная мощность, ВА	1000

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(12 \cdot 1 + 15 \cdot 1 + 4,5 \cdot 0,38 + 5 \cdot 1)^2 + (4,5 \cdot 0,925)^2} = 33,966 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma} < S_{\text{ном}}$$

Трансформатор будет работать в заданном классе точности.

Трансформатор НТМИ-10-66 – трехфазный маслонаполненный измерительный трансформатор напряжения. Предназначен для понижения высокого первичного напряжения до значений пригодных для измерений, вырабатывает сигнал измерительной информации для приборов измерения электрической энергии, и служит для питания реле защиты, сигнализации и автоматики. Сеть должна быть с изолированной нейтралью. Трансформатор НТМИ-10-66 устанавливают в шкафах комплектных распределительных устройств.

Трехфазный трансформатор НТМИ-10-66 изготавливают из группы однофазных трансформаторов, что повышает его ремонтпригодность. Трансформатор НТМИ-10-66 имеет сварной бак. Для удобного и быстрого монтажа на крышке бака трансформатора привариваются скобы. Слив и взятие пробы масла осуществляется через пробку, расположенную в нижней части бака. Болт заземления находится в

низу бака. Заливка масла осуществляется через пробку расположенную на крышке бака возле выводов обмоток ВН, НН. Активная часть включает в себя магнитопровод, обмотки и вывода ВН, НН. Магнитопровод трансформатора изготавливается из холоднокатаной высококачественной электротехнической стали. Выводы обмоток выполнены съемными проходными фарфоровыми изоляторами. Обмотки трансформатора изготавливают из медных проводов. Обмотки закрепляются на стержнях магнитопровода, после выполняются все необходимые электротехнические соединения и производится сушка под вакуумом. После проверки всех электротехнических параметров трансформатора активная часть помещается в бак. Сверху крепится крышка и после этого трансформатор наполняют маслом.

Выбранные трансформаторы напряжения могут быть установлены в ПС, т.к. удовлетворяют всем условиям.

5.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН) выбирают исходя из мощности, необходимой для питания собственных нужд I временного тока, то есть всех вспомогательных устройств, необходимых для эксплуатации их в нормальных и аварийных режимах.

На подстанциях устанавливаются два ТСН с вторичным напряжением 0,4 кВ, каждый из которых рассчитан на полную мощность потребителей собственных нужд.

Нагрузки собственных нужд:

– мощность, потребляемая двигателями приводов выключателей 110 кВ, двигателями приводов разъединителей 110 кВ, - 10,8 кВА;

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

–мощность, потребляемая элементами обогрева приводов выключателей 110 кВ, 10кВ, приводов разъединителей 110 кВ, - 19 кВА;

– мощность» потребляемая освещением территории подстанции, освещением ОПУ и КРУ – 11,8 кВА;

– мощность, потребляемая сварочным аппаратом – 28,75 кВА;

– мощность, потребляемая аппаратурой связи, телемеханики, АИИСКУЭ, релейной защиты и т.д. - 12 кВА;

– мощность, потребляемая аппаратом управления оперативным током - 13 кВА;

–мощность, потребляемая обогревом здания СН ОПУ совмещенного с ЗРУ-10кВ - 52 кВА;

– итого суммарная потребляемая мощность 147,35 кВА.

Выбираем ТМГ-160-10/0,4 У1 - трансформатор собственных нужд, группа соединений обмоток Y/ Y =11.

Мощность выбранных трансформаторов собственных нужд:

$$S_T = 160 \text{ кВА.}$$

Проверка выбранных трансформаторов на допустимую нагрузку при производстве ремонтных работ, при которых допускается перегрузка трансформаторов на 15-20%:

$$S_T \times 1,15 \geq S_H,$$

$$184 \geq 147,35 \text{ кВА.}$$

Таким образом, мощности трансформаторов в 160 кВА достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Трансформаторы силовые, трехфазные, двухобмоточные с естественным охлаждением масла. Трансформаторы этого типа выполнены в герметичном исполнении с полным заполнением маслом под вакуум. Температурные изменения объема масла компенсируется изменением объема

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

гофрированных стенок бака за счет пластичной их деформации. Преимуществом герметичных трансформаторов является то, что масло не имеет непосредственного контакта с атмосферой, исключая попадания влаги из окружающей среды.

5.6 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ

Все выбранное оборудование 10 кВ расположим в комплектном распределительном устройстве.

Комплексное распределительное устройство (КРУ) серии К-59 10 кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 Гц напряжением 10 кВ [5].

КРУ состоит из блоков высоковольтных ячеек и двух отдельно стоящих шкафов ТСН. Шкафы К-59 предназначены для работы внутри помещения, климатическое исполнение ХЛ1.

К-59 соответствует требованиям ГОСТ 14693-90.

Блок КРУ состоит из высоковольтной части, смонтированной на жесткой раме, и коридора управления, закрытых металлической защитной оболочкой. Защитная оболочка блока КРУ исполнения ХЛ1 выполнена с теплоизоляцией из пенополиуретановых элементов, смонтированных между внутренней и наружной металлическими оболочками. Для исключения возгорания пенополиуретана при коротких замыканиях внутри КРУ между внутренней металлической оболочкой высоковольтных отсеков и пенополиуретановыми элементами устанавливаются гофрированные металлические прокладки.

Шкаф ТСН подключается до вводного выключателя КРУ отпайкой от воздушного ввода в КРУ. В составе К-59 шкаф ТСН устанавливается на отдельном фундаменте между КРУ и силовым трансформатором напротив ячейки ввода [5].

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструктивно шкаф ТСН представляет собой металлоконструкцию, в которую для подсоединения к сети 10 кВ вмонтировано разъединяющее устройство. Конструкция шкафа позволяет устанавливать трансформатор типа ТМГ. Включение трансформатора в сеть и отключение от сети производится поворотом рукоятки привода при выведенном из зацепления с валом фиксаторе [5].

На шкафу рядом с рукояткой привода установлены два блокировочных замка. Один замок позволяет отключать ТСН от сети ВН только при отсутствии нагрузки со стороны НН и подключать нагрузку со стороны НН только после включения трансформатора в сеть ВН. Второй замок исключает возможность включения ТСН в сеть ВН, если она заземлена. Защитные шторки предотвращают доступ к находящимся под напряжением неподвижным контактам.

Безопасный осмотр токоведущих частей обеспечивается предохранительной перегородкой в дверном проеме.

Изделие предназначено для эксплуатации при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000м;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не выше плюс 45°C;
- нижнее значение температуры окружающего воздуха не ниже минус 60°C;
- усиленная внешняя изоляция - IV степень загрязненности;
- I-IV районы по скоростному напору ветра согласно СН и П 2.01.07-85;
- неагрессивная и слабоагрессивная среда.

5.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители ОПН предназначены для защиты от перенапряжений электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока частотой 50 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью в соответствии с их вольт амперными характеристиками и пропускной способностью.

Для напряжения 110 кВ выбираем ОПН-110/80-10/650(II) УХЛ1, для установки в нейтраль трансформатора ОПН-110/56-2 УХЛ1, для напряжения 10 кВ - ОПН-10/10,5 УХЛ1.

Ограничители ОПН применяются в распределительных устройствах на высоте не более 1000 м в зонах с умеренным и холодным климатом и промышленной атмосферой (климатическое исполнение УХЛ1, тип атмосферы II по ГОСТ 15150) при среднем загрязнении внешней изоляции (степень загрязнения III по ГОСТ 9020). Ограничители ОПН и части воздействия климатических факторов удовлетворяют требованиям ГОСТ 15150 ГОСТ 15543.1.

Ограничитель ОПН включает в себя колонку высоконелинейных оксидно-цинковых резисторов (варисторов), заключенную в полимерную герметизированную крышку. Пространство между колонкой варисторов и крышкой заполнено полимерной композицией на основе низкомолекулярного синтетического каучука (СКТН).

Полимерная крышка представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенным на ее наружную поверхность защитным ребристым покрытием из кремнийорганической резины.

Ограничители ОПН снабжены взрывопредохранительным устройством, которое должно обеспечивать отсутствие опасного взрывного разрушения при воздействии токов короткого замыкания КЗ: большого тока

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

(действующее значение 20 кА) в течение 0.2 с и малого тока (действующее значение 800 А) в течение 2 с.

Ограничители ОПН имеют контактные выводы для присоединения к стандартным аппаратным зажимам, токоведущим и заземляющим проводам. Вводные зажимы должны быть приспособлены для присоединения к ним медных или алюминиевых кабелей и шин. Заземляющий вывод должен быть отмечен. Все металлические детали ограничителей ОПН, ОПНН должны быть защищены от коррозии. Материал уплотнения для герметизации должны быть озоностойким.

Защитное действие ограничителей ОПН обусловлено тем, что при возникновении в сети перенапряжения через ограничитель ОПН протекает значительный импульсный ток вследствие высокой нелинейности варисторов, в результате чего максимальное значение перенапряжения снижается до уровня, безопасного для защищаемой изоляции.

Ограничители перенапряжения напряжением 110 кВ поставляются совместно с датчиками тока проводимости ДТУ-0,3. Для проверки используется прибор УКТ-0,3.

Выберем ограничитель перенапряжения ОПН-110/88-2 УХЛ1 (на стороне 110 кВ).

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}},$$
$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

По рабочему напряжению:

$$U_{\text{проб.}} \geq U_{\text{доп.проб.}},$$
$$80 \text{ кВ} \geq 73,035 \text{ кВ}.$$

Выбранное оборудование полностью удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Проверим ограничитель перенапряжения ОПН- 10/10,5 УХЛ1 (на стороне 10 кВ).

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

По рабочему напряжению:

$$U_{\text{проб.}} \geq U_{\text{доп.проб.}},$$

$$12,2 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ}$$

Выбранное оборудование полностью удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Разработка плана подстанции с размещением оборудования

Тип выбранной подстанции – открытая. Габаритные размеры подстанции определяются, исходя из требований по электробезопасности к выбранному электрооборудованию, и размеров самого оборудования.

Две цепи ВЛ-110 кВ приходят на линейный портал подстанции. Между двумя опорами портала располагается ремонтная перемычка с двумя разъединителями. После порталов, перед ремонтной перемычкой, установлены линейные разъединители с заземляющими ножами как в сторону линии, так и в сторону выключателя. К шинам ВН присоединены два трансформатора напряжения с собственными разъединителями и заземляющими ножами. Между порталом и силовыми трансформаторами установлены высоковольтные выключатели с двумя разъединителями с каждой стороны. Устройство КРУ: 2 секции шин, соединенные устройством автоматического ввода резерва (АВР) попарно. Это секционный автоматический выключатель. Каждая отходящая линия оснащена автоматическим выключателем, трансформатором тока, линии и трансформаторы на подстанции заземлены. Отведено место для ремонта трансформаторов. Предусмотрены проезды для технологических автомашин.

Общеподстанционный пункт управления(ОПУ) совмещен со зданием ЗРУ. ОПУ предназначен для размещения подстанционной аппаратуры цепей релейной защиты, автоматики и управления; аппаратуры высокочастотной связи; телемеханики; щитов и панелей собственных нужд; аппаратуры организации и управления оперативным током.

План подстанции с размещением оборудования приведен в приложении Б.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

7 Молниезащита

По опасности ударов молнии для рассматриваемого объекта, проектируемая подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз до 80 часов и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью.

Элементы подстанции защищаются молниеотводами с зоной защиты для специальных объектов согласно СО 153-34.21.122-2003. Эта зона обладает надежностью $P=0,9$.

Исходя из допустимого уровня надежности, выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов.

Внешняя молниезащитная система подстанции состоит из четырёх отдельно стоящих молниеприёмников, установленных на прожекторных мачтах и приёмных порталах 110 кВ. При этом обеспечивается требуемый уровень надёжности. Высота верхней точки молниеприёмника, установленного на прожекторной мачте, от уровня планировки – 24,5 м, высота верхней точки молниеприёмника, установленного на приёмном портале 110 кВ – 24,5 м.

Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприёмниками L не превышает предельной величины $L_{\max}$. В противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные. Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений стандартных зон защиты двух стержневых молниеотводов разной и одинаковой высоты (высотой h и расстоянием L между молниеотводами).

Зоной защиты стержневого молниеотвода, высотой h , является круговой конус высотой $h_0 = 0,85 \times h$ и радиусом на уровне земли $r_0 = 1,2 \times h$. Радиус горизонтального сечения r_0 , на высоте h_0 определяется по формуле:

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

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Расчет горизонтальных сечений зон защиты выполнен для каждого молниеприемника на высоте $h_2=12$ м (высота портала 110 кВ), $h_3=4$ м (высота здания ЗРУ 10 кВ) :

$$h_0 = 0,85 \cdot 24,5 = 20,825 \text{ м},$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 24,5 = 29,4 \text{ м},$$

$$r_2 = r_0 \cdot \frac{(h_0 - h_2)}{h_0} = 29,4 \cdot \frac{(20,825 - 12)}{20,825} = 12,46 \text{ м},$$

$$r_3 = r_0 \cdot \frac{(h_0 - h_3)}{h_0} = 29,4 \cdot \frac{(20,825 - 4)}{20,825} = 23,75 \text{ м}.$$

Принимаем 4 молниеотводов, устанавливаемых на прожекторных мачтах и приёмных порталах 110 кВ. План молниезащиты представлен в Приложении Г.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

8 Расчёт заземления

Заземляющее устройство состоит из заземляющих проводников и заземлителей. Заземлитель – это проводящая часть или совокупность соединённых между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землёй непосредственно или через промежуточную токопроводящую среду [3].

Расчёт заземляющего устройства для рассматриваемой подстанции:

Заземляющее устройство и грозозащита подстанции должны быть выполнены в соответствии с ПУЭ [1]. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом в любое время года.

При расчёте заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, они уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, их проводимость идёт в запас надёжности. тогда $R = 0.5 \text{ Ом}$.

Определение расчётного удельного сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей (значения принимаются из таблиц 8-5 и 8-6 [5]): $K_{п.г}=3,5$ и $K_{п.в}=1,5$.

$$\rho_{р.г} = \rho_{уд} \cdot K_{п.г},$$

$$\rho_{р.в} = \rho_{уд} \cdot K_{п.в}.$$

где $\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта;

$K_{п.г}$ и $K_{п.в}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно.

Для чернозёма удельное сопротивление $\rho_{уд}=30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, следовательно:

$$\rho_{р.г} = 30 \cdot 3,5 = 1050\text{м},$$

$$\rho_{р.в} = 30 \cdot 1,5 = 450\text{м}.$$

Находится сопротивление одного вертикального электрода. В качестве вертикального электрода примем круглый стальной стержень диаметром

$d=18$ мм, длиной $l_{\text{в}}=4$ м. Верхние концы стержней заглублены на глубину $H_{\text{в}}=0,8$ м от поверхности земли.

$$R_{\text{в1}} = \frac{\rho_{\text{р.в}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{в}}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_{\text{в}}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t_{\text{в}} + 1}{4 \cdot t_{\text{в}} - 1} \right) \cdot N,$$

где $l_{\text{в}}$ – длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

$t_{\text{в}}$ – глубина заложения вертикального электрода, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м.

Таким образом глубина заложения вертикального электрода:

$$t_{\text{в}} = H_{\text{в}} + \frac{l_{\text{в}}}{2},$$

$$t_{\text{в}} = 0,8 + \frac{4}{2} = 2,8 \text{ м},$$

$$R_{\text{в1}} = \frac{45}{2 \cdot \pi \cdot 4} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 4}{18 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,8 + 1}{4 \cdot 2,8 - 1} \right) = 11,077.$$

Определение приблизительного числа вертикальных заземлителей при предварительно принятом по таблицам коэффициенте использования $K_{\text{исп.в}}=0,66$ (при числе вертикальных электродов – 4 и отношению расстояний между вертикальными электродами к их длине – 1).

$$N = \frac{R_{\text{в1}}}{K_{\text{исп.в}} \cdot R_{\text{и}}},$$

где $R_{\text{в1}}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода;

$R_{\text{и}}$ – сопротивление искусственного заземлителя;

$$N = \frac{11,077}{0,66 \cdot 0,5} = 33,566$$

Определение сопротивлению стеканию тока горизонтального заземлителя.

Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняется уравнительный контур из стальных полос сечением $30 \times 5 \text{ мм}^2$ (ширина полосы b), прокладываемый на глубине $t_r = 0,7 \text{ м}$ от поверхности земли.

С учётом N для удобства предварительно примем 36 вертикальных заземлителя. Площадь подстанции $68 \times 48 \text{ м}^2$, поэтому заземлители расположим в 4 ряда по 9 электродов в каждом (рис. 5).

$$l_r = 9 \cdot 48 + 68 \cdot 4 = 688 \text{ м.}$$

Определение расчётного сопротивления растеканию горизонтальных электродов $R_{\text{расч.в.э}}$

$$R_{\text{расч.в.э}} = \frac{R_{\text{г.э}}}{K_{\text{исп.г}}},$$

где $R_{\text{г.э}}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определяемое по выражению:

$$R_{\text{г.э}} = \frac{\rho_{\text{р.г}}}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \cdot \ln \frac{2 \cdot l_r^2}{b \cdot t_r},$$

где l_r – длина электрода, м;

b – ширина полосы;

t_r – глубина заложения горизонтального электрода;

$$R_{\text{г.э.}} = \frac{105}{2 \cdot \pi \cdot 688} \cdot \ln \frac{2 \cdot 688^2}{0,7 \cdot 0,03} = 0,428 \text{ Ом.}$$

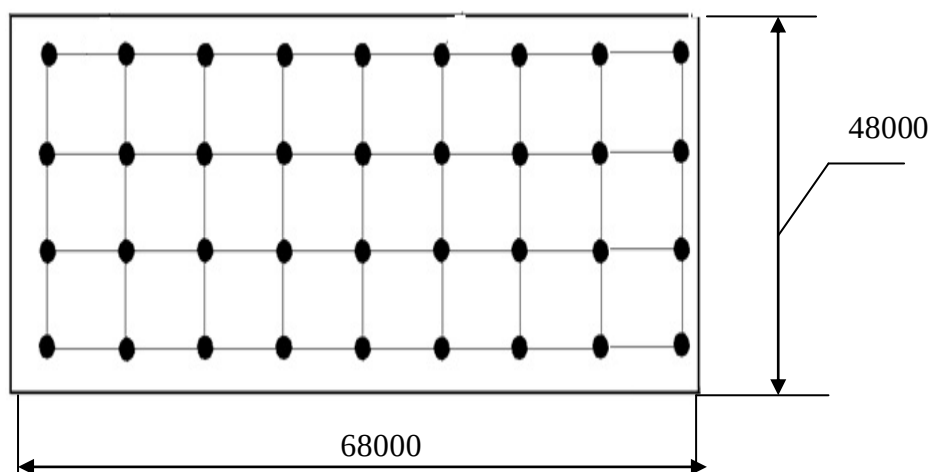


Рисунок 5 – Схема заземления на территории подстанции

Коэффициент использования горизонтальных соединительных электродов в контуре при числе электродов в каждом ряду порядка 10 (фактически имеем 9 электродов) и отношении расстояний между вертикальными электродами к их длине, равном 1, имеет значение: $K_{исп.г} = 0,62$.

Тогда, расчётное сопротивление растеканию вертикальных электродов:

$$R_{расч.в.э.} = \frac{0,471}{0,62} = 0,759 \text{ Ом.}$$

Уточнение необходимого сопротивления вертикальных электродов с учётом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{в.э.} = \frac{R_{расч.в.э.} \cdot R_{и}}{R_{расч.в.э.} - R_{и}},$$

$$R_{в.э.} = \frac{0,759 \cdot 0,5}{0,759 - 0,5} = 1,465 \text{ Ом.}$$

Уточнение числа вертикальных электродов (коэффициент использования $K_{исп.в} = 0,66$):

$$N = \frac{R_{в1}}{K_{исп.в} \cdot R_{и}},$$

$$N = \frac{11,077}{0,66 \cdot 1,465} = 12.$$

Окончательно принимается 12 вертикальных электродов. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест. У входов и выходов на территорию ОРУ должно быть обеспечено выравнивание потенциалов путём укладки двух полос на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно.

Расстояние от границ заземлителя до забора с внутренней стороны должно быть не менее 3 м.

Горизонтальные заземлители (стальные полосы) прокладываются на расстоянии 0,8 – 1 м от фундаментов или оснований оборудования. Заземляющие стержни ввинчиваются в грунт по внешнему контуру заземляющего устройства. Расстоянием между стержнями должно составлять 4 м.

Сопротивление рабочих и защитных заземлителей, предназначенных для отвода в землю тока промышленной частоты, является стационарным. При протекании больших токов молнии с заземлителей в землю, вблизи поверхности электродов создаются очень высокие напряжённости электрического поля. Вокруг электрода образуется проводящая зона искрения, которая как бы увеличивает поперечные размеры электрода и тем самым снижает его сопротивление.

Таким образом, на подстанции возле каждого молниеотвода устанавливается по три стержня, а у каждого ограничителя перенапряжения – по одному стержню.

					ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Заключение

В данной работе спроектирована понизительная подстанция с классом напряжения 110/10кВ.

Мощность ПС $S=12,8$ МВА. Выбран провод АС 70/11.

Выбрано следующее оборудование:

- трансформатор ТДН-10000/110;
- выключатели по стороне высокого напряжения ВГТ-110-40/2000;
- выключатели по стороне низкого напряжения ВБЭМ-10-12,5/800;
- разъединитель на высокую сторону РГН-110/1000 УХЛ1;
- трансформатор напряжения на высокую сторону ЗНГ-110 УХЛ1;
- трансформатор тока на высокую сторону ТОГФ-110 УХЛ1;
- трансформатор напряжения на низкую сторону НТМИ-10-66 УХЛ1;
- трансформатор тока на низкую сторону ТВ-СЭЩ-10 УХЛ1;
- ограничитель перенапряжений на высокую сторону ОПН-110/80-10/650(II) УХЛ1.
- ограничитель перенапряжений на низкую сторону ОПН-10/10,5 УХЛ1.
- ограничитель перенапряжений в нейтраль трансформатора ОПН-110/80-10/650(II) УХЛ1.

По значениям токов КЗ, можно сделать вывод, что выбранное оборудование отвечает требованиям, предъявляемым к современным ПС. Параметры выбранных коммутационных аппаратов соответствуют значениям номинальных и максимальных токов отключения, условиям проверки на термическую стойкость.

					<i>ПГУ 13.03.02-08БР14ПЭ1 20 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		