

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)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ
«Автозаводская»

Студент	<u>А.А. Адонин</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>А.А. Терентьев</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	_____	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена проектированию электрической части главной понизительной подстанции 110/10 «Автозаводская», находящейся в Тольятти.

Были определены ожидаемые нагрузки, тип и мощность силовых трансформаторов, оборудование подстанции, собственные нужды подстанции, длительные токи коротких замыканий, заземляющее устройство, молниезащита подстанции, а так же выбрана микропроцессорная релейная защита трансформаторов.

Пояснительная записка выполнена на 62 страницах, содержит 10 рисунков и 30 таблиц. Графическая часть работы выполнена на 5 чертежах формата А1 и одном чертеже формата А0.

Abstract

In the final qualification work the design of the electrical part of the «Avtozavodskaya» 110/10 stepping-down substation located in the city of Togliatti is considered. Expected load on the substation was determined.

The existing load on the replaced substation and the upcoming load of the objects under construction were taken into account. Based on building codes and rules, electrical installation rules, network development and construction zone features, a number of technical solutions have been identified that contribute to ensuring reliability, development prospects, maintenance and safety of the projected substation.

The maximum load determined the number, type and power of power transformers. The technical and economic performance of the two closest transformers, were taken into account while making choice. The calculation of the short-circuit currents was made in relative units. The currents of three-phase, two-phase, two-phase on the ground and single-phase short-circuit at the transformer high voltage inputs are determined. And also a three-phase short-circuit current at the transformer low-voltage terminals. The substation equipment was selected according to the rated voltage, maximum long-time current, thermal and electrodynamic stability, design, installation type and placement category. The own needs of the substation, relay protection of transformers, grounding device and lightning protection were also identified and counted.

The explanatory note is executed on 62 pages, contains 10 figures and 30 tables. Graphical part of the work is done on 5 drawings of A1 format and one drawing of A0 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта.....	7
2 Расчет электрических нагрузок подстанции.....	12
3 Технические решения.....	15
4 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	18
5 Расчёт токов короткого замыкания.....	27
6 Выбор оборудования.....	33
7 Собственные нужды подстанции.....	48
8 Релейная защита.....	50
9 Расчет заземляющего устройства.....	54
10 Молниезащита подстанции.....	56
Заключение.....	58
Список использованных источников.....	59

Введение

Снижение уровня промышленности в 90-ых годах прошлого века, из-за отсутствия достаточного финансирования, реконструкции старых, применения инноваций, привело к ухудшению экономики России. Экономика страны пережила глубокий спад, сопровождавшийся дефицитом товаров, уменьшением доходов населения, всплеском инфляции, нарастанием внешнего долга, снижением инвестиций и многими другими негативными явлениями. В настоящее время проводится политика роста экономики, тем самым позволяя увеличивать производство и число рабочих мест. Большое расширение числа промышленных предприятий в городе Тольятти приводит к повышению потребления электроэнергии. Что способствует широкому развитию области электроэнергетики в городе.

Одним из важнейших элементов электроэнергетической системы является трансформаторная подстанция – электроустановка для преобразования и распределения электроэнергии. Электрическая подстанция — часть системы передачи и распределения электрической энергии, в которой происходит повышение или понижение значения электрического напряжения с использованием трансформаторов. Для повышения надежности электроснабжения и экономии затрат на электроэнергию, крупные предприятия устанавливают собственные подстанции на собственной территории. Средние и малые предприятия, а так же жилые районы получают электроэнергию от главных понизительных подстанций (ГПП).

Главные понизительные подстанции, включают в себя главные трансформаторы, распределительные устройства, конденсаторные батареи, трансформаторы собственных нужд, помещение управления и т.д. На ГПП, как правило, устанавливают два одинаковых трансформатора, мощность которых зависит от нагрузки. Необходимость двух трансформаторов обусловлена тем, что в жилых районах и на современных промышленных предприятиях преобладают нагрузки второй категории и обычно имеются нагрузки первой

категории, для питания которых необходимо иметь два независимых источника. Установка более двух трансформаторов неэкономична и применяется в основном лишь при расширении предприятия. Главные понизительные подстанции, как правило, размещаются близко к центру нагрузки.

На основании федерального закона N 261 от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» предприятия должны проходить проверку энергоэффективности не реже 1 раза в 5 лет. При неэффективности использования электроэнергии, необходимо менять устаревшее оборудование на новое. На сегодняшний день большинство подстанций были построены 30-40 лет назад. Из-за простоя в их модернизации, такие подстанции нуждаются в постоянном техническом обслуживании и частом ремонте оборудования. Так же старые подстанции не всегда пригодны для увеличения числа потребителей. В связи с этим возникает актуальность в проектировании новых, более мощных подстанций.

Целью бакалаврской работы является расчет и обоснование выбора электрооборудования подстанции 110/10 кВ «Автозаводская».

1 Характеристика объекта

За Автозаводским районом города Тольятти готовится к строительству новый жилой микрорайон. В нём будет построено 16 учреждений для дошколят, 11 школ, 3 гипермаркета, объекты бытового обслуживания, дом-интернат для взрослых инвалидов с физическими нарушениями, психоневрологический интернат, поликлиника, станция скорой медицинской помощи, молочная кухня, 4 ФОКа, крытые и открытые бассейны, кафе, танцевальные залы, клубы, кинотеатры, библиотека, 2 гостиницы и пожарная станция. Категории потребителей 1, 2 и 3. Общая площадь построек составит более 2000000 м². Месторасположение района указано на рисунке 1.

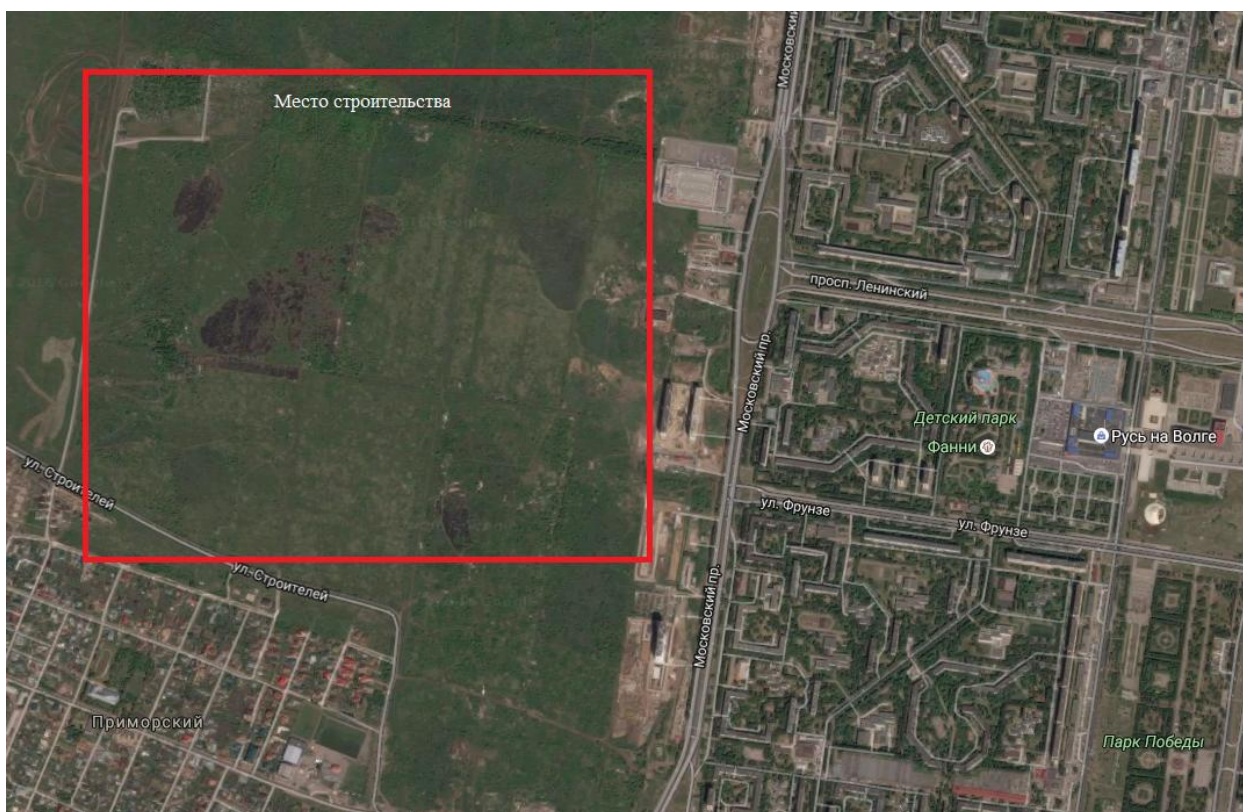


Рисунок 1 – Место строительства нового микрорайона

Ближайшей электрической подстанцией к месту строительства является п/ст 35/6 кВ «ВАЗ-VI М».

Подстанция «ВАЗ-VI М» питается от воздушной линии 35 кВ, идущей с п/ст 110/35/10 кВ «Стройбаза». Располагается в городе Тольятти на

Московском проспекте, напротив 3 квартала. Потребителями подстанции являются жилой квартал №3, небольшие магазины, маленькие ремонтные цеха, склады и торговый центр «Магнит». Категории электроснабжения потребителей 2 и 3.

Мощность трансформаторов «ВАЗ-VI М» не рассчитана на присоединение такого большого потребителя, как микрорайон. К тому же устаревшее оборудование подстанции не предусматривает большие длительные токи. Для выполнения всех актуальных строительных норм и закона об энергоэффективности, а так же для возможного дальнейшего расширения числа потребителей необходимо заменить «ВАЗ-VI М» на новую подстанцию – «Автозаводскую».

Так как новая подстанция будет заменять старую, то центр нагрузок будет находиться между 3 кварталом и новым микрорайоном. Подходящее свободное для строительства место имеется возле «ВАЗ-VI М» На рисунке 2 обозначено точное место строительства подстанции «Автозаводская».

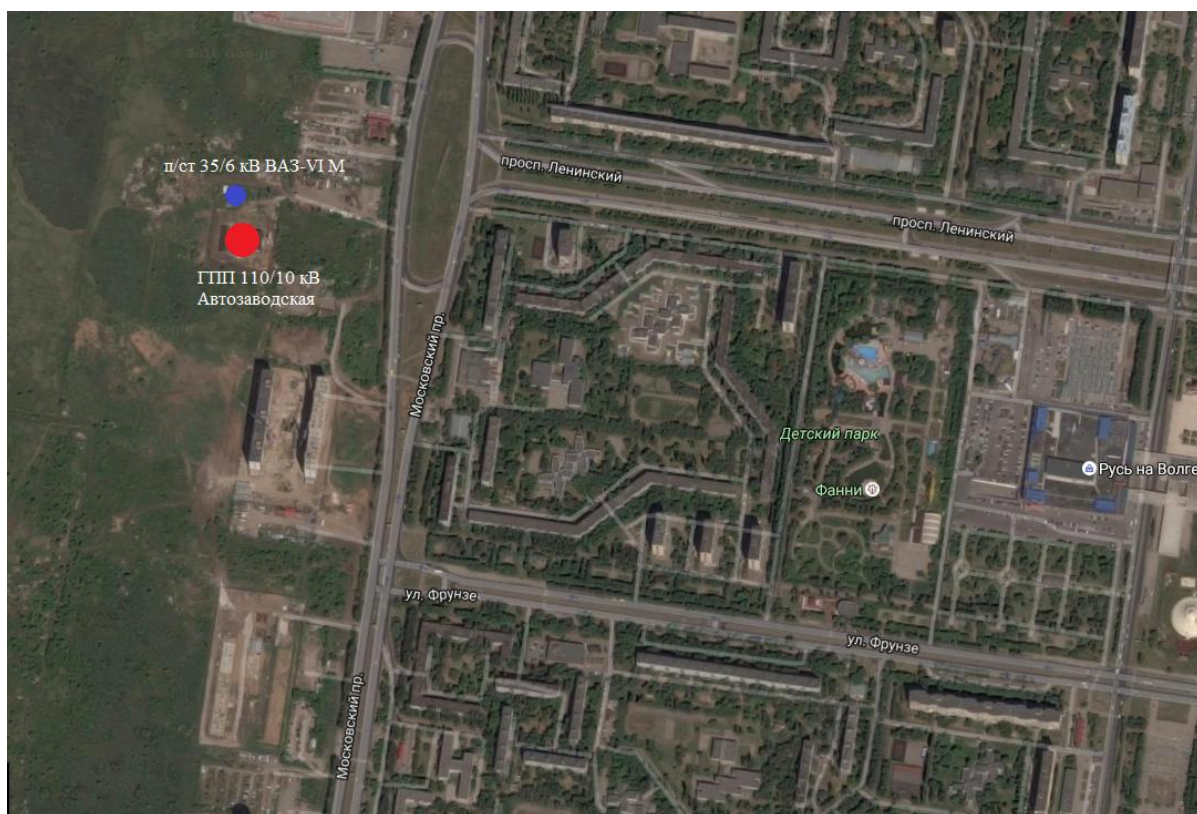


Рисунок 2 – Место строительства ГПП «Автозаводская»

Максимальная расчётная мощность потребителей нового микрорайона и промышленных предприятий составляет 17000 кВт и коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$. Потребители «ВАЗ-ВІ М» имеют максимальную потребляемую мощность 9000 кВт и коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$. Электроснабжение осуществляется двумя фидерами. Годовые графики нагрузок представлены на рисунках 3 и 4.

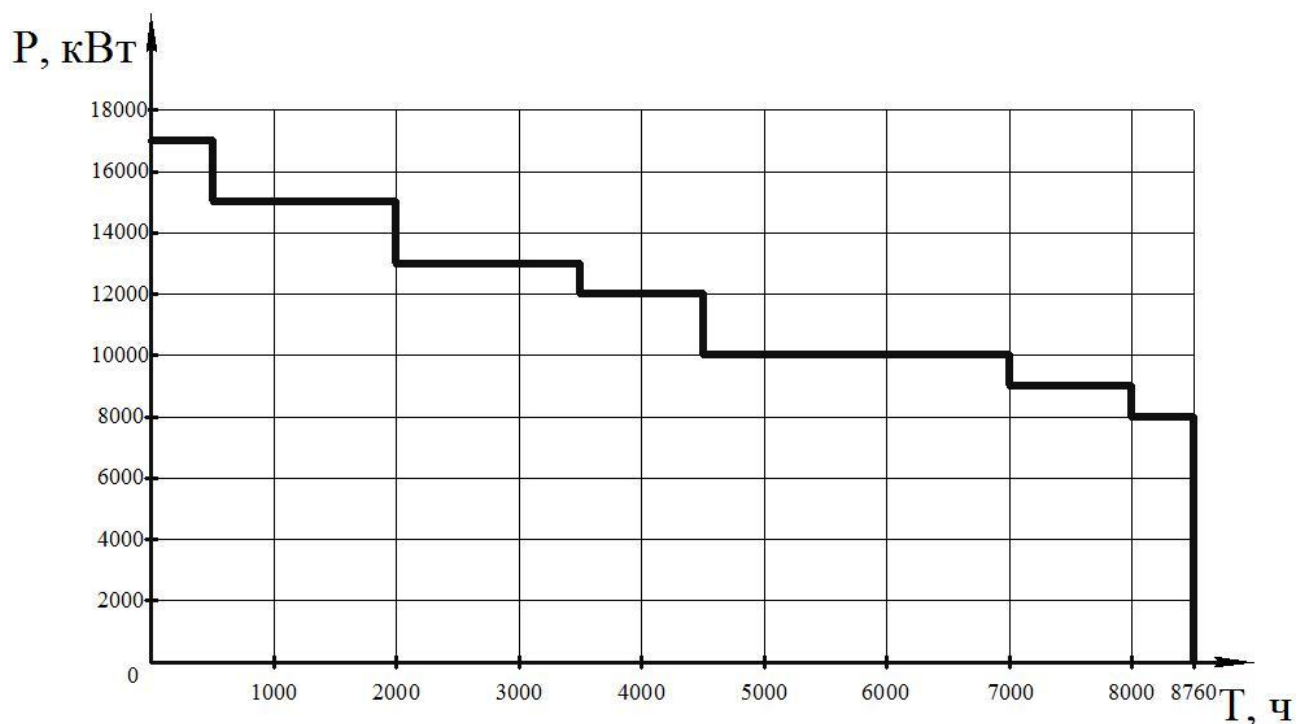


Рисунок 3 – Расчётный годовой график нагрузок нового микрорайона

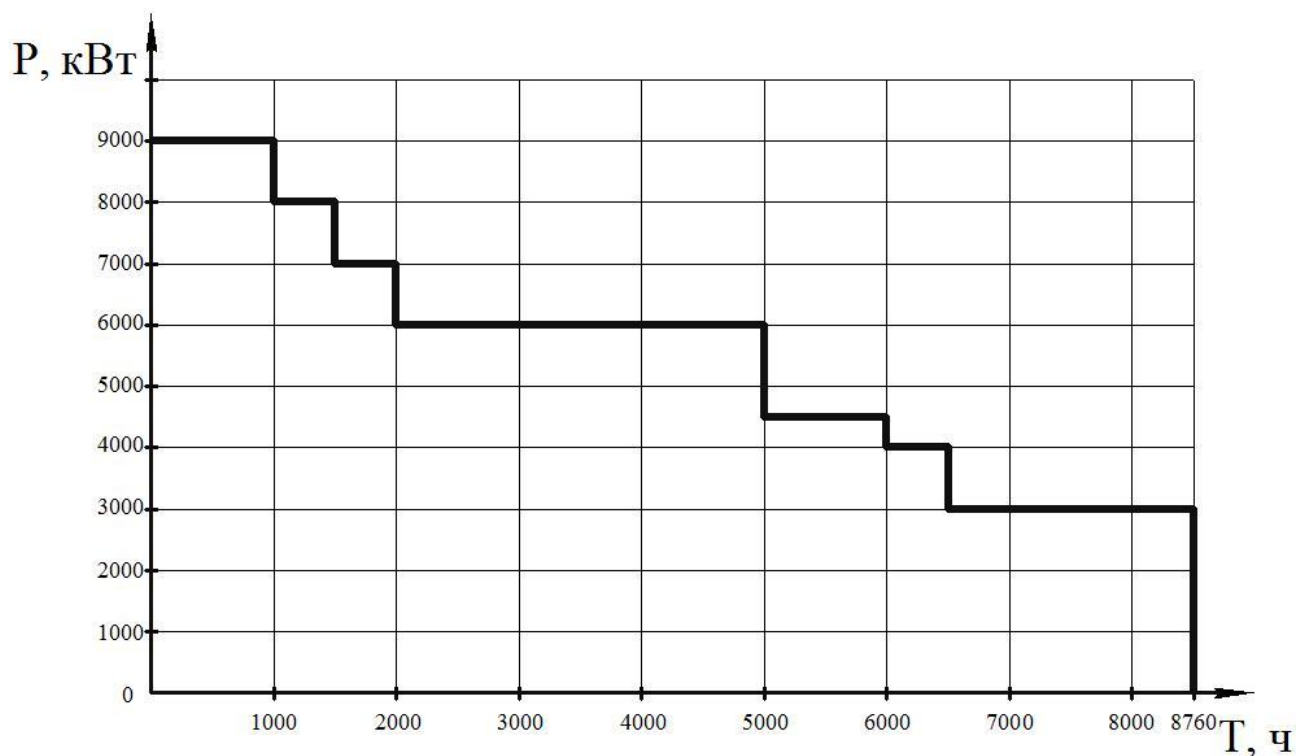


Рисунок 4 – Годовой график нагрузок потребителей «ВАЗ-ВМ»

Климатические условия в зоне строительства подстанции характеризуются следующим:

- климат в городе Тольятти умеренно-континентальный, расположен в климатическом подрайоне II В;
- зона влажности 3 (нормальная);
- снеговой район IV;
- ветровой район – III;
- нормативное значение ветрового давления 0,38 кПа;
- по гололёдной нагрузке III район;
- абсолютная минимальная температура – минус 43°С;
- нормативная глубина промерзания грунта – 160 см.
- природная сейсмичность от нагрузок природного и техногенного характера оценивается до 6 баллов.

Грунт в зоне строительства содержит твердый суглинок, который залегает на глубину 8,5 м.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- произвести расчёт и выбор главных трансформаторов подстанции, обосновать выбор, учитывая капитальные затраты на установку и годовые потери электроэнергии;
- рассчитать максимальные длительные токи и токи короткого замыкания на сторонах ВН и НН;
- выбрать оборудование подстанции.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

Определим полную мощность потребителей подстанции на каждой ступени по формуле:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}.$$

Значения активной и полной мощности для каждого потребителя сведём в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Нагрузка потребителей ВА3-VI М

Ступень	1	2	3	4	5	6	7
T, ч	1000	500	500	3000	1000	500	2260
P, МВт	9	8	7	6	4,5	4	3
cosφ	0,9						
S, МВА	10	8,8	7,7	6,6	5	4,4	3,3

Таблица 2 – Нагрузка нового микрорайона

Ступень	1	2	3	4	5	6	7
T, ч	500	1500	1500	1000	2500	1000	760
P, МВт	17	15	13	12	10	9	8
cosφ	0,9						
S, МВА	18,8	16,6	14,4	13,3	11,1	10	8,8

Сложим ступени мощностей графическим способом. Получившийся годовой график активной нагрузки приведён на рисунке 5.

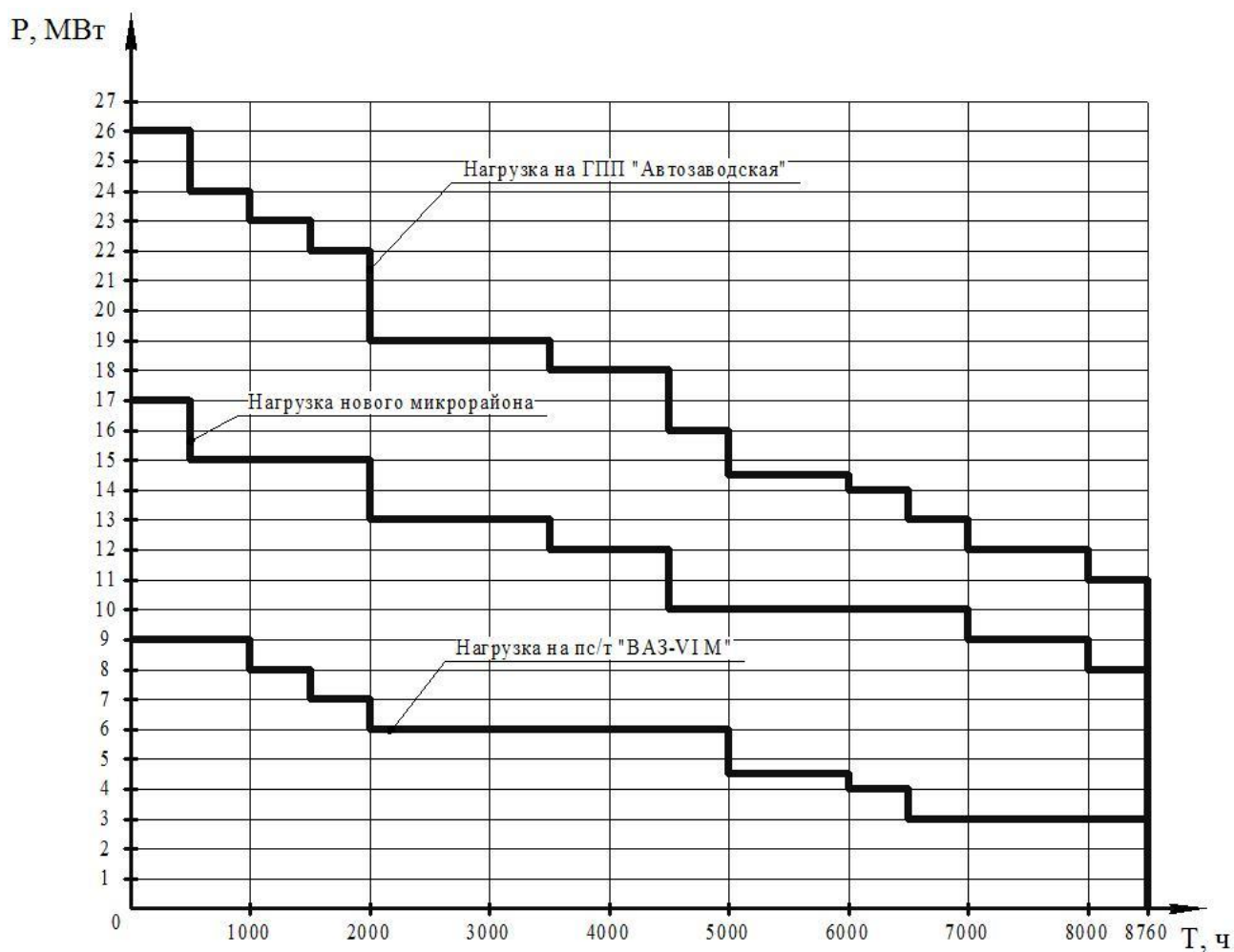


Рисунок 5 – Годовой график активной нагрузки

Так как $\cos\varphi$ потребителей одинаковый, то суммарную полную мощность можно рассчитать через суммарную активную мощность потребителей:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi}.$$

Полученные значения общей нагрузки на подстанцию сведём в таблицу 3.

Таблица 3 – Суммарная нагрузка на ГПП «Автозаводская»

Ступень	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T, ч	500	500	500	500	1500	1000	500	1000	500	500	1000	760
P, МВт	26	24	23	22	19	18	16	14,5	14	13	12	11
S, МВА	28,8	26,6	25,5	24,4	21,1	20	17,7	16,1	15,5	14,4	13,3	12,2

Определим потребляемую электроэнергию на подстанции:

$$W_{\text{ПС}} = \sum_{i=0}^n P_{\text{in}}(t) \cdot t_{\text{in}} = 26 \cdot 500 + 24 \cdot 500 + 23 \cdot 500 + 22 \cdot 500 + 19 \cdot 1500 + 18 \cdot 1000 + \\ + 16 \cdot 500 + 14,5 \cdot 1000 + 14 \cdot 500 + 13 \cdot 500 + 12 \cdot 1000 + 11 \cdot 760 = 150400 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки будет составлять:

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{max}}} = \frac{150400}{26} = 5783 \text{ ч.}$$

3 Технические решения

В связи с постановлением Тольяттинской городской Думы от 09.07.2004 №1190 «Об утверждении изменений в Генеральный план городского округа Тольятти Самарской области на расчётный срок до 2025 года» в городе необходимо обеспечение развития сетевого комплекса, связанного с повышением надежности и пропускной способности сети. Это требует в частности перевод распределительных сетей в Автозаводском районе на более высокий уровень: с напряжения класса 6, 35 кВ на напряжение 10, 110 кВ соответственно. Проектируемую подстанцию следует выполнять на напряжение 110/10 кВ. Ближайшей подстанцией с соответствующим напряжением является пс/т 220/110/10 «Васильевская». Подстанция располагает необходимым запасом мощности для присоединения «Автозаводской». Расстояние от «Васильевской» до «Автозаводской» составляет приблизительно 30 км.

В городских условиях для снижения уровня шума и для архитектурной эстетичности, распределительное устройство 110 кВ необходимо выполнять закрытым. ЗРУ-110 разместим в трёхэтажном, модульном здании из сборных железобетонных конструкций. Для вентиляции помещений РУ и трансформаторов установим вентиляционные камеры. Так же в модульном здании разместим вспомогательные помещения.

Согласно рекомендациям СТО 56947007-29.240.30.047-2010 ОАО «ФСК ЕЭС» выберем электрическую схему подстанции №110-4Н, с учётом обеспечения надёжности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации [1].

Минимальные изоляционные расстояния между токоведущими частями разных фаз, согласно ПУЭ, составляют: 800 мм для напряжения 110 кВ и 130 мм для напряжения 10 кВ [2-5].

Потребители подстанции обладают высокой мощностью, поэтому в качестве силовых трансформаторов выберем трансформаторы с

расщеплёнными обмотками типа ТРДН. Каждый потребитель будет подключаться к отдельной обмотке НН. Устройство понижающих трансформаторов таково, что у них больше число витков первичной обмотки по сравнению со вторичной обмоткой. Поэтому выходное напряжение понижается до используемого напряжения, которое может использоваться для питания устройств, при меньших уровнях напряжения [6].

Для удобства монтажа и при необходимой замене, силовые трансформаторы устанавливаются на рельсах. Монтаж и демонтаж трансформатора происходит вне здания ЗРУ-110, после чего вкатывается на катках внутрь по рельсам.

В качестве фидерных линий используем КЛ. Максимальная нагрузка на кабельные линии, напряжением 10 кВ, составляет 4 МВА. С учётом резервирования используем по 4 фидера на каждую секцию шин.

Трансформатор собственных нужд мощностью более 63 кВА следует размещать снаружи ЗРУ. Отпайку в таком случае рекомендовано делать напрямую от шинного моста.

Для электрической связи между стенами ЗРУ-110 применим высоковольтный линейный ввод ГКПШ-90-110/2000 У1 производства компании «ПТК Энергомаш».

Жёсткую ошиновку ЗРУ-10 и шинного моста выполним шинами прямоугольного сечения, расположенными горизонтально на опорных изоляторах. В ЗРУ-110 используем гибкие токопроводы.

Защиту от перенапряжений подстанции выполним нелинейными ограничителями перенапряжения с полимерной изоляцией ОПНп-110 и ОПНп-10 производства «НПО Полимер-Аппарат». ОПН устанавливаются со всех сторон силового трансформатора, а так же в каждой фидерной ячейке [7].

Рабочее освещение выполним прожекторами и люминесцентными светильниками, установленными на стенах и на подвесах. Аварийно-резервное освещение – люминесцентными светильниками, установленными на стенах и на подвесах. Аварийно-эвакуационное освещение – светильниками с лампами

накаливания и световыми указателями, установленными на стенах. В качестве наружного освещения используем прожекторы, установленные на здании ЗРУ-110.

Для питания релейной защиты и сигнализации используем выпрямленный оперативный ток. Питание осуществляется от герметичного аккумулятора, размещённого в отдельном шкафу ОПУ. Для его подзарядки используем выпрямительное устройство, подключенное к ТСН.

Во избежание растекания масла по подстанции, в случае нарушения герметичности маслонаполненного оборудования, необходима организация маслохозяйства. Маслосборник должен размещаться под силовым трансформатором, и способствовать стеканию масла по маслоотводу в емкость для хранения масла. Уклон трубы маслоотвода должен составлять 3%. Емкость резервуара для хранения масла должна иметь запас 10% от общего объёма масла наиболее крупного трансформатора. Расстояние резервуара должно быть не менее 18 метров от здания подстанции.

4 Выбор числа и мощности трансформаторов

4.1 Номинальная мощность трансформаторов

Определим номинальную мощность по формуле:

$$S_{T.ном} \geq \frac{S_{\max.ПС} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}}(n-1)} = \frac{28,8 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 16,5 \text{ МВА.}$$

По полученному значению $S_{T.ном}$ выбираем два ближайших и больших по мощности трансформатора из [8]. Запишем их параметры в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры выбранных трансформаторов

Наименование	S_H , кВА	Потери, кВт		U_K , %	I_{xx} , %
		XX	K3		
ТРДН- 25000/110/10	25000	19	120	30	0,23
ТРДН- 40000/110/10	40000	22	170	10,5	0,28

4.2 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов

Напряжение короткого замыкания на соответствующих обмотках трансформатора:

ТРДН-25000/110/10:

$$U_{K.B.} = 0,125 \cdot U_K = 0,125 \cdot 30 = 3,75 \text{ \%},$$

$$U_{K.H1.} = U_{K.H2.} = 1,75 \cdot U_K = 1,75 \cdot 30 = 52,5 \text{ \%}.$$

ТРДН-40000/110/10:

$$U_{K.B.} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313 \text{ \%},$$

$$U_{K.H1.} = U_{K.H2.} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%}.$$

Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток:

ТРДН-25000/110/10:

$$P_{к.в} = 0,$$
$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к3} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ кВт.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$P_{к.в} = 0,$$
$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

ТРДН-25000/110/10:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_H = \frac{3,75}{100} \cdot 25000 = 937,5 \text{ квар,}$$
$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot S_H = \frac{52,5}{100} \cdot 25000 = 13130 \text{ квар.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_H = \frac{1,313}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар,}$$
$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot S_H = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар.}$$

Приведённые потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток:

ТРДН-25000/110/10:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{ип} \cdot Q_{к.в.} = 0,05 \cdot 937,5 = 46,875 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н.} + K_{ип} \cdot Q_{к.н.} = 240 + 0,05 \cdot 13130 = 896,25 \text{ кВт}.$$

ТРДН-40000/110/10:

$$P'_{к.в.} = 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки:

ТРДН-25000/110/10:

$$k_{3.в} = \frac{S_{BH}}{S_H} = \frac{28,8}{25} = 1,156,$$

$$k_{3.н1} = \frac{S_{HH1}}{S_H} = \frac{10}{25} = 0,4,$$

$$k_{3.н2} = \frac{S_{HH2}}{S_H} = \frac{18,889}{25} = 0,756.$$

ТРДН-40000/110/10:

$$k_{3.в} = \frac{S_{BH}}{S_H} = \frac{28,8}{40} = 0,722,$$

$$k_{3.н1} = \frac{S_{HH1}}{S_H} = \frac{10}{40} = 0,25,$$

$$k_{3.н2} = \frac{S_{HH2}}{S_H} = \frac{18,889}{40} = 0,472.$$

Потери реактивной мощности XX:

ТРДН-25000/110/10:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_H = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар}.$$

ТРДН-40000/110/10:

$$Q_x = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{ квар.}$$

Приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

ТРДН-25000/110/10:

$$P'_x = \Delta P_x + K_{ип} \cdot Q_x = 19 + 0,05 \cdot 112 = 21,875 \text{ кВт.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$P'_x = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт.}$$

Расчёт приведённых потерь мощности:

ТРДН-25000/110/10:

$$\begin{aligned} P'_T &= P'_x + k_{3,В}^2 \cdot P'_{К,В} + k_{3,Н1}^2 \cdot P'_{К,Н1} + k_{3,Н2}^2 \cdot P'_{К,Н2} = \\ &= 21,875 + 1,156^2 \cdot 46,875 + 0,4^2 \cdot 896,25 + 0,756^2 \cdot 896,25 = 739,511 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$P'_T = 27,6 + 0,722^2 \cdot 26,25 + 0,25^2 \cdot 707,5 + 0,472^2 \cdot 707,5 = 243,281 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов:

ТРДН-25000/110/10:

$$S_{э.пс} = S_H \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{21,875}{896,25}} = 5524 \text{ кВА.}$$

На всех ступенях полная мощность нагрузки превышает экономическую нагрузку трансформатора. Используем оба трансформатора на всех ступенях.

ТРДН-40000/110/10:

$$S_{\text{Э.ПС}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{27,6}{707,5}} = 11173 \text{ кВА}.$$

Используем оба трансформатора на всех ступенях.

Потери электроэнергии на подстанции определим по формулам:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{x_i} + \sum \Delta W_{k.v.i} + \sum \Delta W_{k.c.i} + \sum \Delta W_{k.n.i},$$

$$\sum \Delta W_{x_i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i,$$

$$\sum \Delta W_{k_i} = \sum \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{3.i}^2 \cdot T_i,$$

$$k_{3.i} = \frac{S_i}{S_H}.$$

Результаты расчётов внесём в таблицы 5 и 6.

Таблица 5 – ТРДН-25000/110/10

Степень	S_{Bi}	S_{H1i}	S_{H2i}	n	T_i	$k_{3.B.}$	$k_{3.H1}$	$k_{3.H2}$	$\Delta W_{к.Вi}$	$\Delta W_{к.H1i}$	$\Delta W_{к.H2i}$	ΔW_{xi}
1	28,8	10	18,889	2	500	1,156	0,4	0,755	15648,268	35850	127910,764	21875
2	26,6	10	16,667	2	500	1,066	0,4	0,666	13333,666	35850	99587,316	21875
3	25,5	8,889	16,667	2	500	1,022	0,355	0,666	12245,796	28326,634	99587,316	21875
4	24,4	7,778	16,667	2	500	0,977	0,311	0,666	11203,296	21688,276	99587,316	21875
5	21,1	6,667	14,444	2	1500	0,844	0,266	0,577	25069,18	47804,78	224380,635	65625
6	20	6,667	13,333	2	1000	0,8	0,266	0,533	15000	31869,853	127460,293	43750
7	17,7	6,667	11,111	2	500	0,711	0,266	0,444	5926,074	15934,926	44258,374	21875
8	16,1	5	11,111	2	1000	0,644	0,2	0,444	9733,662	17925	88516,748	43750
9	15,5	4,444	11,111	2	500	0,622	0,177	0,444	4537,296	7080,065	44258,374	21875
10	14,4	3,333	11,111	2	500	0,577	0,133	0,444	3911,796	3982,536	44258,374	21875
11	13,3	3,333	10	2	1000	0,533	0,133	0,4	6666,333	7965,073	71700	43750
12	12,2	3,333	8,889	2	760	0,488	0,133	0,355	4257,252	6053,455	43056,483	33250
								$\Sigma \Delta W =$	127532,623	260330,601	1114561,998	383250
									$\Delta W_{пс} = 1885675,222$			

Таблица 6 – ТРДН-40000/110/10

Ступень	S_{Bi}	S_{H1i}	S_{H2i}	n	T_i	$k_{3,B}$	$k_{3,H1}$	$k_{3,H2}$	$\Delta W_{к.Вi}$	$\Delta W_{к.H1i}$	$\Delta W_{к.H2i}$	ΔW_{xi}
1	28,8	10	18,889	2	500	0,722	0,25	0,472	3423,059	11054,69	39442,5	27600
2	26,6	10	16,667	2	500	0,666	0,25	0,416	2916,74	11054,69	30708,69	27600
3	25,5	8,889	16,667	2	500	0,638	0,222	0,416	2678,768	8734,786	30708,69	27600
4	24,4	7,778	16,667	2	500	0,611	0,194	0,416	2450,721	6687,786	30708,69	27600
5	21,1	6,667	14,444	2	1500	0,527	0,166	0,361	5483,883	14741,06	69189,9	82800
6	20	6,667	13,333	2	1000	0,5	0,166	0,333	3281,25	9827,372	39303,59	55200
7	17,7	6,667	11,111	2	500	0,444	0,166	0,277	1296,329	4913,686	13647,49	27600
8	16,1	5	11,111	2	1000	0,402	0,125	0,277	2129,239	5527,344	27294,98	55200
9	15,5	4,444	11,111	2	500	0,388	0,111	0,277	992,533	2183,205	13647,49	27600
10	14,4	3,333	11,111	2	500	0,361	0,084	0,277	855,705	1228,053	13647,49	27600
11	13,3	3,333	10	2	1000	0,333	0,084	0,25	1458,26	2456,106	22109,38	55200
12	12,222	3,333	8,889	2	760	0,305	0,084	0,222	931,274	1866,641	13276,88	41952
								$\Sigma\Delta W=$	27897,76	80275,41	343685,8	483552
									$\Delta W_{nc}=935410,9$			

Найдём стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta = \frac{441}{5783} + 1,17 = 1,246 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим стоимость годовых потерь в трансформаторах:

ТРДН-25000/110/10:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}} = 1885675,222 \cdot 1,246 = 2349551,327 \text{ руб.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$И_{\text{э}} = 935410,9 \cdot 1,246 = 1165521,981 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления определим по формуле:

ТРДН-25000/110/10:

$$И_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 70500000 = 6627000 \text{ руб.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$И_{\text{о}} = 0,094 \cdot 73320000 = 6892000 \text{ руб.}$$

Рассчитаем годовые эксплуатационные издержки:

ТРДН-25000/110/10:

$$И = И_{\text{э}} + И_{\text{о}} = 2349551,327 + 6627000 = 8976551,327 \text{ руб.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$И = 1165521,981 + 6892000 = 8057521,981 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора:

ТРДН-25000/110/10:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = 0.15 \cdot 70500000 + 8976551,327 = 19551551,327 \text{ руб.}$$

ТРДН-40000/110/10:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 73320000 + 8057521,981 = 19037521,981 \text{ руб.}$$

По экономической целесообразности ТРДН-40000/110/10 выгоднее, чем ТРДН-25000/110/10 на 514000 руб. А стоимость годовых потерь у ТРДН-40000/110/10 ниже на 1184000 руб. Таким образом, по технико-экономическим показателям и перспективам на развитие подстанции выбираем трансформатор ТРДН-40000/110/10.

5 Расчёт токов короткого замыкания

Двухцепная питающая линия приходит с подстанции 220/110/10 «Васильевская». Длина линии составляет 29,225 км, марка провода АС-150. Расчётная мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ «Васильевской» равна 3750 МВА.

Схема соединения обмоток трансформатора звезда с нулём – треугольник – треугольник. При расчёте несимметричных токов стоит учитывать, что ток нулевой последовательности может протекать только через обмотку с заземлённой нулевой точкой. В точке K_2 несимметричное КЗ будет намного меньше трёхфазного, так как токи нулевой последовательности не будут протекать через обмотки НН. Расчёт несимметричного тока КЗ будем проводить только для точки K_1 . Расчёт короткого замыкания проводим в относительных единицах [9].

Составим расчётную принципиальную схему (рисунок 6) и схему замещения (рисунок 7) оборудования подстанции, питающей линии и системы. Расчётные точки коротких замыканий выбираем на вводах высокого и низкого напряжения трансформатора. Для упрощения расчётов не принимаем в учёт активное сопротивление [10,11].

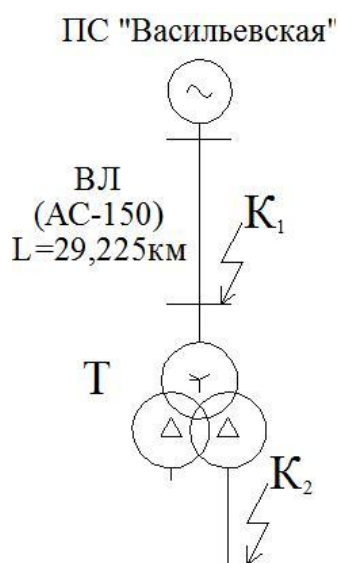


Рисунок 6 – Расчётная схема

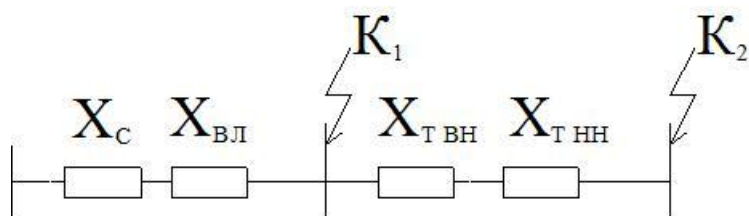


Рисунок 7 – Схема замещения

5.1 Расчёт трёхфазного тока КЗ

Примем базисную мощность $S_6=100$ МВА. Определим базисный ток для каждой стороны напряжения:

$$I_{16} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{26} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Рассчитаем сопротивления всех элементов схемы замещения.

Система:

$$X_C = \frac{S_6}{S_K} = \frac{100}{3750} = 0,027 \text{ о.е.}$$

Обмотки трансформатора:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,033 \text{ о.е.},$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,459 \text{ о.е.}$$

Воздушная линия:

$$X_{ВЛ} = \frac{1}{n} \cdot x_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{ВН}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,413 \cdot 29,225 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,091 \text{ о.е.}$$

Найдём результирующие сопротивления от источника питания до соответствующей точки короткого замыкания:

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_{ВЛ} = 0,027 + 0,091 = 0,118 \text{ о.е.},$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТН} = 0,118 + 0,033 + 0,459 = 0,61 \text{ о.е.}$$

Определим начальные действующие значения периодических составляющих тока КЗ:

$$I_{КЗ1} = \frac{E_6}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{16} = \frac{1}{0,118} \cdot 0,502 = 4,254 \text{ кА},$$

$$I_{КЗ2} = \frac{E_6}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{26} = \frac{1}{0,61} \cdot 5,5 = 9,016 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ1} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot 1,94 = 11,636 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ2} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,016 \cdot 1,94 = 24,662 \text{ кА}.$$

5.2 Расчёт несимметричных токов КЗ

Составим схему замещения токов прямой последовательности (рисунок 8).

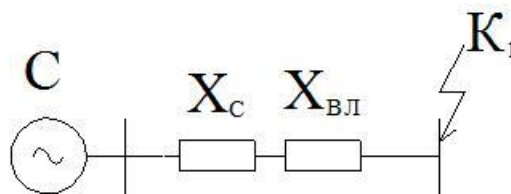


Рисунок 8 – Схема замещения токов прямой последовательности

Из пункта 5.1 выпишем результирующее сопротивление прямой последовательности в точке K_1 :

$$X_1 = 0,118 \text{ о.е.}$$

Составим схему замещения токов обратной последовательности (рисунок 9).

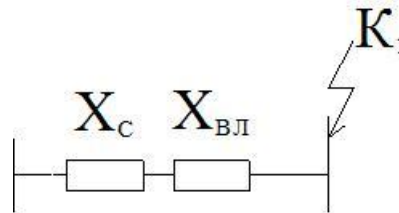


Рисунок 9 – Схема замещения токов обратной последовательности

Из схемы на рисунке 9 видим, что сопротивление обратной последовательности будет равно сопротивлению прямой последовательности:

$$X_2 = X_1 = 0,118 \text{ о.е.}$$

Найдём сопротивление воздушной линии току нулевой последовательности. Для двухцепной линии отношение X_0/X_1 составляет 4,7:

$$X_{0.ВЛ} = \left(\frac{X_0}{X_1} \right) \cdot X_{1.ВЛ} = 4,7 \cdot 0,091 = 0,428 \text{ о.е.}$$

Составим схему замещения токов нулевой последовательности (рисунок 10).

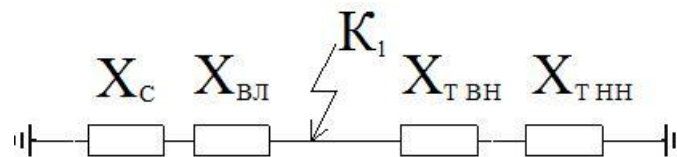


Рисунок 10 – Схема замещения токов нулевой последовательности

Найдём результирующее сопротивление току нулевой последовательности в точке K_1 :

$$X_0 = \frac{(X_C + X_{0.ВЛ}) \cdot (X_{ТВ} + X_{ТН})}{X_C + X_{0.ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}} = \frac{(0,027 + 0,428) \cdot (0,033 + 0,459)}{0,027 + 0,428 + 0,033 + 0,459} = 0,236 \text{ о.е.}$$

Определим добавочные сопротивления к каждому виду КЗ:

$$X_{\Delta}^{(1)} = X_2 + X_0 = 0,118 + 0,236 = 0,354 \text{ о.е.},$$

$$X_{\Delta}^{(2)} = X_2 = 0,118 \text{ о.е.},$$

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0} = \frac{0,118 \cdot 0,236}{0,118 + 0,236} = 0,079 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем токи прямой последовательности:

$$I_1^{(1)} = \frac{E_6}{X_1 + X_{\Delta}^{(1)}} = \frac{1}{0,118 + 0,354} = 2,119 \text{ о.е.},$$

$$I_1^{(2)} = \frac{E_6}{X_1 + X_{\Delta}^{(2)}} = \frac{1}{0,118 + 0,118} = 4,237 \text{ о.е.},$$

$$I_1^{(1,1)} = \frac{E_6}{X_1 + X_{\Delta}^{(1,1)}} = \frac{1}{0,118 + 0,079} = 5,076 \text{ о.е.}$$

Определим фазный коэффициент для двухфазного КЗ на землю:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Delta}^{(1,1)}}{X_{\Delta}^{(1)}}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,079}{0,354}} = 1,527.$$

Рассчитаем токи несимметричных коротких замыканий:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = I_1^{(1)} \cdot m^{(1)} \cdot I_{16} = 2,119 \cdot 3 \cdot 0,502 = 3,191 \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = I_1^{(2)} \cdot m^{(2)} \cdot I_{16} = 4,237 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,502 = 3,684 \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = I_1^{(1,1)} \cdot m^{(1,1)} \cdot I_{16} = 5,076 \cdot 1,527 \cdot 0,502 = 3,891 \text{ кА}.$$

Определим ударные токи несимметричных КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 3,191 = 8,755 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 3,684 = 10,107 \text{ кА},$$

$$i_{уд}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 3,891 = 10,675 \text{ кА.}$$

Результаты вычислений всех токов короткого замыкания сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Сводная ведомость токов КЗ

Сторона трансформатора	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(1)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$I_{кз}^{(1,1)}$, кА	$i_{уд}^{(3)}$, кА	$i_{уд}^{(1)}$, кА	$i_{уд}^{(2)}$, кА	$i_{уд}^{(1,1)}$, кА
ВН	4,254	3,191	3,684	3,891	11,636	8,755	10,107	10,675
НН	9,016	$\ll I_{кз}^{(3)}$	$\ll I_{кз}^{(3)}$	$\ll I_{кз}^{(3)}$	24,662	$\ll i_{уд}^{(3)}$	$\ll i_{уд}^{(3)}$	$\ll i_{уд}^{(3)}$

Трёхфазное короткое замыкание является самым опасным, дальнейшие расчёты будем проводить, используя это значение. Минимальным током короткого замыкания является ток однофазного КЗ на стороне ВН.

6 Выбор оборудования

Выбор оборудования проводим по справочникам и каталогам электрооборудования [12-26]. Для всех расчётов принимаем время затухания апериодической составляющей $T_a=0,12$ сек. Время срабатывания релейной защиты принимаем $t_{рз}=0,01$ сек. Экономическая плотность тока при $T_M=5783$ ч в для гибких, алюминиевых токопроводов составляет $j_{э}=1$, для кабельных линий с поливинилхлоридной изоляцией $j_{э}=1,2$.

6.1 Выбор оборудования на стороне высокого напряжения

6.1.1 Высоковольтные выключатели

Определим ток продолжительного режима, с учётом 40% перегрузкой:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А}.$$

Выбираем элегазовый выключатель LTB 145D1/B производства компании «АББ» с собственным временем отключения $t_{откл}=0,022$ сек. LTB D подходит для размыкания тока до 40 кА, с быстрым прерыванием (2 цикла) для обеспечения максимальной устойчивости энергосистемы. Он настраивается под среды [27].

Расчётное время отключения выключателя:

$$\tau = t_{рз} + t_{откл} = 0,01 + 0,022 = 0,032 \text{ сек}.$$

Произведём проверку выбранного выключателя по основным параметрам (таблица 8).

Расчётные параметры	Каталожные параметры
$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{сет.НОМ}=126$ кВ
$I_{маx}=281$ А	$I_{НОМ}=2000$ А
$I_{к3}^{(3)}=4,254$ кА	$I_{откл.НОМ}=31,5$ кА
$i_{уд}=11,636$ кА	$i_{прс}=80$ кА
$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot I_{к3}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot e^{-\frac{0,032}{0,12}} = 4,608 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОР}}{100} \right) \cdot I_{откл.НОМ} =$ $= \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \right) \cdot 31,5 = 22,274 \text{ кА}$
$B_K = I_{к3}^2 \cdot (t_{откл.НОМ} + T_a) =$ $= 4,254^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 2,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,022 = 21,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ЛТВ 145D1/В удовлетворяет всем требованиям.

6.1.2 Разъединители

Выбираем разъединитель РГНЗ-2-110/1000 производства компании «Энерго Инжиниринг». Произведём проверку разъединителя по основным параметрам (таблица 9).

Таблица 9 – Проверка разъединителя РГНЗ-2-110/1000

Расчётные параметры	Каталожные параметры
$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{сет.НОМ}=110$ кВ
$I_{маx}=281$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{к3}^{(3)}=4,254$ кА	$I_{прс}=31,5$ кА
$i_{уд}=11,636$ кА	$i_{прс}=80$ кА
$B_K=2,57$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,022 = 21,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, РГНЗ-2-110/1000 удовлетворяет всем требованиям.

6.1.3 Трансформаторы тока

Трансформаторы тока для ячеек и обходной перемычки ЗРУ-110:

Рассчитаем номинальный ток:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 318 \text{ А.}$$

Выбираем трансформатор тока TG145-0,5-400/5 производства компании «АББ» с допустимой вторичной нагрузкой $S_{2\text{НОМ}}=50 \text{ ВА}$. Проведём проверку по основным параметрам (таблица 10). TG - это высоковольтный трансформатор тока с газовой изоляцией на основе конструкции с верхним сердечником, способный выдерживать ток до 4000 А и рассчитанный на напряжение от 72,5 до 800 кВ [28].

Таблица 10 – Проверка TG145-0,5-400/5

Расчётные параметры	Каталожные параметры
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}}=318 \text{ А}$	$I_{1\text{НОМ}}=400 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=11,636 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}}=80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}}=2,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 0,022 = 21,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, TG145-0,5-400/5 удовлетворяет всем требованиям. Выбор измерительных приборов и сечения проводов осуществлён в пункте 6.3.

Аналогично рассчитаем встроенные трансформаторы тока для релейной защиты силовых трансформаторов:

Выбираем встроенный трансформатор тока ТВ-110-0,5-400/5 производства компании «Свердловский завод трансформаторов тока». Результаты проверки по основным параметрам представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка ТВ-110-0,5-400/5

Расчётные параметры	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
		110	318	11,636
Каталожные параметры	$U_{\text{сет.НОМ}}, \text{кВ}$	$I_{1\text{НОМ}}, \text{А}$	$i_{\text{прс}}, \text{кА}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	110	400	80	21,83

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ТВ-110-0,5-400/5 удовлетворяет всем требованиям. Выбор измерительных приборов и сечения проводов осуществлён в пункте 6.3.

6.1.4 Трансформаторы напряжения

В качестве трансформатора напряжения для ЗРУ-110 выбираем НАМИ-110-1-0,5-400, производства компании «Абсолют-Энерго», со встроенным предохранителем типа ПKN-110 и максимальной вторичной нагрузкой $S_{\text{ном}}=400$ ВА. Выбор измерительных приборов и проверка по допустимой вторичной нагрузке осуществлены в пункте 6.3

6.1.5 Гибкие токопроводы

Рассчитаем минимальное сечение провода:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}} = \frac{281}{1} = 281 \text{ мм}^2.$$

По минимальному сечению выбираем сталеалюминиевый провод АС-300/30. Сечение провода $s=300 \text{ мм}^2$, диаметр провода $d=24,8 \text{ мм}^2$, длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}=690 \text{ А}$.

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$281 \text{ А} = I_{\text{max}} < I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость не требуется, поскольку $I_{\text{кз}} < 20 \text{ кА}$.

Проверка по условиям коронирования:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}} \right) = 31,517 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{1,24 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 80}{1,24}} = 17,286 \text{ кВ/см},$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 17,286 = 18,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9E_0 = 0,9 \cdot 31,517 = 28,365 \text{ кВ/см.}$$

Условие $1,07E < 0,9E_0$ соблюдается, таким образом, провод АС-300/30 не коронирует.

6.2 Выбор оборудования на стороне низкого напряжения

Расщеплённая обмотка силовых трансформаторов позволяет распределить подключаемую нагрузку между двумя обмотками низкого напряжения. Ввиду этого принимаем расчётную мощность для ЗРУ-10 $S_T = 20000$ кВА.

6.2.1 Высоковольтные выключатели

Методика расчёта приведена в пункте 6.1.1.

В качестве вводного выключателя для ЗРУ-10 выбираем вакуумный выключатель ВВУ-10-50/1600 производства компании «СЭЦ». Результаты проверки параметров приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выключателя ВВУ-10-50/1600

Расчётные параметры	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	τ , сек	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{ат}}$, кА	B_K , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	10	1539,6	0,06	9,016	24,662	9,472	13,819
Каталожные параметры	$U_{\text{сет.ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$t_{\text{откл}}$, сек	$I_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{прс}}$, кА	$i_{\text{а ном}}$, кА	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	12	1600	0,05	50	80	25,456	125

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ВВУ-10-50/1600 удовлетворяет всем требованиям.

В качестве выключателя для ячеек ЗРУ-10 выбираем вакуумный выключатель ВВУ-10-25/800 производства компании «СЭЦ». Результаты проверки параметров приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выключателя ВВУ-10-25/800

Расчётные параметры	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$\tau, \text{сек}$	$I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	10	307,92	0,06	9,016	24,662	9,472	13,819
Каталожные параметры	$U_{\text{сет.ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$t_{\text{откл}}, \text{сек}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	$i_{\text{прс}}, \text{кА}$	$i_{\text{а ном}}, \text{кА}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	12	800	0,05	25	63	12,728	31,25

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ВВУ-10-25/800 удовлетворяет всем требованиям.

6.2.2 Трансформаторы тока

Методика расчёта приведена в пункте 6.1.3.

Для вводной ячейки ЗРУ-10 выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-0,5-1200/5 производства компании «СЭЦ». Результаты проверки по основным параметрам представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка ТОЛ-10-0,5-1200/5

Расчётные параметры	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	10	1100	24,662	13,819
Каталожные параметры	$U_{\text{сет.ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$i_{\text{прс}}, \text{кА}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	10	1200	76,5	45

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ТОЛ-10-0,5-1200/5 удовлетворяет всем требованиям. Выбор измерительных приборов и сечения проводов осуществлён в пункте 6.3.

Для фидерных ячеек ЗРУ-10 выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-0,5-300/5 производства компании «СЭЦ». Результаты проверки по основным параметрам представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка ТОЛ-10-0,5-300/5

Расчётные параметры	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	10	220	24,662	13,819
Каталожные параметры	$U_{\text{сет.ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$i_{\text{прс}}, \text{кА}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	10	300	76,5	45

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ТОЛ-10-0,5-300/5 удовлетворяет всем требованиям. Выбор измерительных приборов и сечения проводов осуществлён в пункте 6.3.

6.2.3 Трансформаторы напряжения

В качестве трансформатора напряжения для ЗРУ-10 выбираем НАЛИ-10-1-0,5-100 производства компании «СЭЦ», со встроенным предохранителем типа ПKN-10 и максимальной вторичной нагрузкой $S_{\text{ном}}=100$ ВА. Выбор измерительных приборов и проверка по допустимой вторичной нагрузке осуществлены в пункте 6.3

6.2.4 Жёсткие шины

Жёсткие шины используются в ЗРУ-10 и на шинном мосту для соединения трансформаторов с КРУН-10.

Определим сечение жёстких шин:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}} = \frac{1100}{1} = 1100 \text{ мм}^2.$$

Выберем алюминиевые шины 120x10 мм. Длительно допустимый ток $I_{\text{дл.доп}}=2300$ А.

Произведём проверку выбранных шин по длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 1539,6 \leq 2300 = I_{\text{дл.доп}}.$$

Произведём проверку на термическую стойкость шин при коротком замыкании. Для этого определим минимальное сечение шин:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}} = \frac{\sqrt{13,819 \cdot 10^3}}{90} = 41,304 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение больше минимального. Шины термически устойчивы к короткому замыканию.

Согласно ПУЭ, проверка шин на электродинамическую стойкость не производится, так как конструкция шин не вызывает механического резонанса.

6.2.5 Изоляторы

Опорный изолятор для ЗРУ-10 и шинного моста:

Выбираем изолятор ИОС-10-2000 производства компании «Гжельский завод Электроизолятор». Номинальное напряжение изолятора $U_{НОМ}=10$ кВ, разрушающая нагрузка на изгиб $F_{разр}=20000$ Н.

Определим высоту от нижней кромки изолятора до шины:

$$H = H_{из} + \frac{h}{2} = 0,284 + \frac{0,01}{2} = 0,289 \text{ м.}$$

Проведём проверку на допустимую нагрузку головки опорного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 20000 \cdot \frac{0,284}{0,289} = 11792,387 \text{ Н,}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп} \cdot l_{из} = \sqrt{3} \cdot \frac{24,662^2}{0,13} \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1 = 4051,761 \text{ Н,}$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по кривым из [10].

Поскольку $F_{расч} < F_{доп}$ изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости.

Проходной изолятор для ЗРУ-10:

Выбираем изолятор ИП-10/1600-7,5. Номинальное напряжение изолятора $U_{НОМ}=10$ кВ, номинальный ток $I_{НОМ}=1600$ А, разрушающая нагрузка на изгиб $F_{разр}=7500$ Н.

Проверка по нагрузке на головку проходного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н,}$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{24,662^2}{0,13} \cdot 0,52 = 1216,428 \text{ Н.}$$

Поскольку $F_{РАСЧ} < F_{ДОП}$ изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости.

6.2.6 Силовые кабели

Рассчитаем минимальное сечение кабеля:

$$s = \frac{I_{норм}}{j_{э}} = \frac{137,5}{1,2} = 114,583 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АПВВГ-120 производства компании «Камский кабель». Допустимый ток $I_{доп}=296$ А.

Проведём проверку кабеля по длительно допустимому току:

$$I_{дл.доп} = k_1 \cdot I_{доп} = 0,93 \cdot 296 = 550,56 \text{ А}.$$

Условие $I_{дл.доп} > I_{норм}$ соблюдается, кабель устойчив по условию нагрева.

Произведём проверку термической стойкости короткому замыканию.

Определим минимальное сечение по термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{13,819 \cdot 10^3}}{90} = 41,304 \text{ мм}^2.$$

Выбранные жилы кабеля с сечением 120 мм^2 термически стойки току короткого замыкания.

6.3 Система измерений подстанции

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам тока линии 110 кВ, приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	$S_A, \text{ВА}$	$S_B, \text{ВА}$	$S_C, \text{ВА}$
Амперметр	ЦА 2101	10	-	-
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	-	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
Прибор для фиксации места КЗ	ИМФ-3Р	20	20	20
ИТОГО		35,1	20,1	25,1

Определим сечение проводов для соответствующих трансформаторов тока. Найдём сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{35,1}{5^2} = 1,404 \text{ Ом.}$$

Определим номинально допустимое сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 2 - 1,404 - 0,1 = 0,496 \text{ Ом.}$$

Расчётная длина проводов определяется необходимой схемой соединения обмоток трансформаторов тока. Для проверяемого трансформатора тока необходимо соединение обмоток в полную звезду. Таким образом, длина проводов будет составлять:

$$l_{\text{расч}} = l = 60 \text{ м.}$$

Определим минимальное сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{0,496} = 2,117 \text{ мм}^2.$$

Выбираем стандартное сечение медного провода 2,5 мм².

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформатору тока секционного выключателя ЗРУ-10, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	S _A , ВА	S _B , ВА	S _C , ВА
Амперметр	ЦА 2101	10	-	-
ИТОГО		10	0	0

По аналогичной методике рассчитаем сечение провода соответствующего трансформатора тока. Результаты расчёта приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчёта сечения провода

R _{приб} , Ом	Z _{2ном} , Ом	R _{пр} , Ом	Схема соединения	I _{расч} , м	s, мм ²	Выбранное сечение, мм ²
0,4	2	1,5	В одну фазу	120	1,4	2,5

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам тока вводных ячеек ЗРУ-10, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	S_A , ВА	S_B , ВА	S_C , ВА
Амперметр	ЦА 2101	10	-	-
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	-	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		15,1	0,1	5,1

Результаты расчёта сечения проводов соответствующих трансформаторов тока приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчёта сечения провода

$R_{\text{приб}}$, Ом	$Z_{\text{ном}}$, Ом	$R_{\text{пр}}$, Ом	Схема соединения	$I_{\text{расч}}$, м	s , мм ²	Выбранное сечение, мм ²
0,604	2	1,296	В полную звезду	60	0,815	2,5

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам тока питающих линий ЗРУ-10 и ТСН, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	S_A , ВА	S_B , ВА	S_C , ВА
Амперметр	ЦА 2101	10	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		10,1	0,1	0,1

Результаты расчёта сечения проводов соответствующих трансформаторов тока приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчёта сечения провода

$R_{\text{приб}}, \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{пр}}, \text{ Ом}$	Схема соединения	$I_{\text{расч}}, \text{ М}$	$s, \text{ мм}^2$	Выбранное сечение, мм^2
0,404	2	1,496	В полную звезду	60	0,706	2,5

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформатору тока обходного выключателя ЗРУ-110, приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	$S_A, \text{ ВА}$	$S_B, \text{ ВА}$	$S_C, \text{ ВА}$
Амперметр	ЦА 2101	10	-	-
Ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	Д309	5	-	5
Фиксирующий прибор	ФИП-2	15	15	15
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		30,1	15,1	20,1

Результаты расчёта сечения провода соответствующего трансформатора тока приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчёта сечения провода

$R_{\text{приб}}, \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{пр}}, \text{ Ом}$	Схема соединения	$I_{\text{расч}}, \text{ М}$	$s, \text{ мм}^2$	Выбранное сечение, мм^2
1,204	2	0,696	В полную звезду	60	1,517	2,5

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам напряжения линий 110 кВ, приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЦВ 2101	10
Прибор для фиксации места КЗ	ИМФ-3Р	20
Фиксирующий прибор	ФИП-2	15
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	2x0,1
Ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	Д309	5
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5
Регистрирующий вольтметр	Н 3092	15
Частотомер	ЦЧ 0205	2
ИТОГО		57,2

$$72,2 = S_{\text{приб}} < S_{\text{НОМ}} = 400.$$

Потребляемая мощность приборов меньше максимальной вторичной нагрузки, следовательно, выбранные трансформаторы напряжения подходят к эксплуатации по допустимой вторичной нагрузке.

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам напряжения секций шин 10 кВ, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр для измерения фазных напряжений	ВР-М03-1	2
Регистрирующий вольтметр	Н 3092	15
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	6x0,1
Вольтметр для измерения междуфазных напряжений	СА 3021	7,5
ИТОГО		31,1

$$31,1 = S_{\text{приб}} < S_{\text{НОМ}} = 100.$$

Потребляемая мощность приборов меньше максимальной вторичной нагрузки, выбранный трансформатор напряжения подходит к эксплуатации по допустимой вторичной нагрузке.

7 Собственные нужды подстанции

Определим суммарную мощность потребителей собственных нужд подстанции (таблица 27).

Таблица 27 – Собственные нужды подстанции

Вид потребителя с.н. подстанции	Кол-во	Мощность на единицу, кВт	ИТОГО, кВт
Устройства охлаждения трансформаторов			
ТРДН-40000/110/10	2	5	10
Приводы и компрессоры			
ЛТВ 145D1/В	3	1,2	3,6
ВВУ-10	26	0,3	7,8
Устройства подогрева			
Приводы ЛТВ 145D1/В	3	1,8	5,4
Приводы разъединителей	8	0,6	4,8
Шкафы КРУН-10	32	1	32
Релейный шкаф	2	1	2
Отопление, вентиляция и освещение помещений			
ЗРУ-10, совмещенное с ОПУ	1	30	30
ЗРУ-110	1	50	50
Освещение			
Общая освещаемая площадь	1000 м ²	0,013	13
ИТОГО			158,6
ИТОГО с коэффициентом загрузки $k_3=0,7$			111,02

Выбираем трансформатор собственных нужд 2хТМГ-160/10/0,4-У1.

Определим максимальный ток трансформатора собственных нужд:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{нн}}} = 1,4 \cdot \frac{111,02}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,346 \text{ А.}$$

Согласно ПУЭ разъединителем можно отключать нагрузку до 15 А,. Ток нагрузки не превышает это значение, поэтому выключатель нагрузки не требуется. В качестве защиты от внешних коротких замыканий используем предохранители типа ПКТ.

Выберем и проверим разъединители и предохранители для трансформаторов собственных нужд.

Методика расчёта разъединителя представлена в пункте 6.1.2.

Выбираем разъединитель РЛНД-10/400 производства компании «СЭЩ». Результаты проверки параметров приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Проверка РЛНД-10/400

Расчётные параметры	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{МАХ}}$, А	$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{УД}}$, кА	$B_{\text{К}}$, кА ² ·с
	10	8,346	9,016	24,662	13,819
Каталожные параметры	$U_{\text{ССТ.НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{ПРС}}$, кА	$i_{\text{ПРС}}$, кА	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}}$, кА ² ·с
	10	400	25	50	125

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, РЛНД-10/400 удовлетворяет всем требованиям.

Выбираем предохранитель ПКТ-101-10-10-31,5. Произведём проверку по основным параметрам (таблица 29).

Таблица 29 – Проверка ПКТ-101-10-10-31,5

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}}=10$ кВ	$U_{\text{НОМ}}=12$ кВ
$I_{\text{МАХ}}=8,346$ А	$I_{\text{НОМ}}=10$ А
$I_{\text{КЗ}}^{(3)}=9,016$ кА	$I_{\text{ПР.ОТКЛ.НОМ}}=31,5$ кА

Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, ПКТ-101-10-10-31,5 удовлетворяет всем требованиям.

8 Релейная защита

В соответствии с принятой схемой электрических соединений и требованиями ПУЭ, объекты подстанции оборудуются видами релейных защит, представленными в таблице 30 [29].

Таблица 30 – Виды релейных защит на объектах подстанции

Объект	Виды защит
Силовой трансформатор ТРДН-40000	МТЗ, ДЗ, МТЗ нулевой последовательности, газовая защита
Устройство РПН	Газовая защита
ВЛ 110 кВ	ТО, ДЗ, МТЗ нулевой последовательности
Секции шин 10 кВ	ЛЗШ, Дуговая защита
КЛ 10 кВ	ТО, МТЗ, ОЗЗ

Общепринятой практикой является обеспечение релейной защиты Бухгольца для всех трансформаторов 0,5 МВА и выше. В то время как для всех малогабаритных распределительных трансформаторов в качестве основного защитного устройства используются только высоковольтные предохранители. Для всех более крупных номинальных и важных распределительных трансформаторов применяется защита по току и ограниченная защита от замыкания на землю. Дифференциальная защита должна быть обеспечена в трансформаторах с номинальным значением выше 5 МВА [30].

Токовая отсечка (ТО) – является 1 степенью токовой защиты линии, селективность достигается повышенным током срабатывания. Зона действия ТО охватывает только часть линии, поэтому её нельзя использовать в качестве единственной защиты [31].

Максимальная токовая защита (МТЗ) – является 3 степенью токовой защиты линий, селективность обеспечивается за счёт выдержки времени. Может дополняться блокировкой по напряжению при недостаточной

чувствительности. МТЗ силовых трансформаторов служит для защиты от внешних коротких замыканий. Для защиты от замыканий на землю применяются МТЗ нулевой последовательности [32].

Дифференциальная защита (ДЗ) – является 4 ступенью токовой защиты линий и основной защитой силовых трансформаторов от внутренних повреждений. Она работает при КЗ внутри зоны, ограниченной двумя комплектами трансформаторов тока, и не имеет выдержки времени. Может выполняться как дифференциальная отсечка и как дифференциальная защита. В последнем случае она выполняется с быстронасыщающимися трансформаторами или с использованием обмотки торможения.

Логическая защита шин (ЛЗШ) – применяется для радиальных распределительных сетей 6-10 кВ. ЛЗШ необходима для сокращения времени отключения коротких замыканий на шинах. Простые защиты, вроде МТЗ, не могут выполнить селективное отключение короткого замыкания на шинах 6-10 кВ без выдержки времени, что приводит к большим повреждениям в РУ, где уровень токов коротких замыканий высокий.

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) – на отходящих линиях 10 кВ предусматривают устройства контроля изоляции или секционные защиты с действием на сигнал или отключение.

В качестве защиты силовых трансформаторов применяем микропроцессорную защиту «Сириус-Т». Методика расчёта представлена в [33].

Дифференциальная отсечка:

Максимальный ток внешнего расчётного КЗ равен $I_{КЗ}=4254$ А. Найдём уставку отсечки:

$$\frac{I_{\text{Диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{отн}} k_{\text{нб}} \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{\text{НОМ}}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{4254}{201} = 17,778.$$

Принимаем уставку дифференциальной отсечки 18.

Максимальная токовая защита:

Вычислим максимальный ток нагрузки трансформатора:

$$I_{\text{ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = \frac{28889}{\sqrt{3} \cdot 115} = 145,035 \text{ А.}$$

Найдём ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ВН}}^{\text{max}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 145,035 = 283,764 \text{ А.}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.ВН}}} = \frac{283,764 \cdot 1}{300/5} = 4,729 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т». Принимаем $I_{\text{ср.МТЗ}}=4,73$.

Найдём действительный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{I_{\text{ср.МТЗ}} \cdot K_{\text{тт.ВН}}}{K_{\text{сх}}} = \frac{4,73 \cdot 300/5}{1} = 283,8 \text{ А.}$$

Произведём проверку коэффициента чувствительности. Минимальный расчётный ток внешнего КЗ составляет 3191 А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{3191}{283,8} = 11,244.$$

Коэффициент чувствительности выше 1,5. Отсюда следует, что МТЗ устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности.

Защита от перегрузки трансформатора:

Защита от перегрузки устанавливается, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал в случае наличия местного оперативного персонала, и на отключение в случае его отсутствия.

Рассчитаем вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{201}{300/5} = 3,3 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{2200}{3000/5} = 3,7 \text{ А}.$$

Определим уставку сигнала перегрузки:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 3,3 = 3,766 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 3,7 = 4,223 \text{ А}.$$

Для контроля перегрузки трансформатора с расщеплённой обмоткой используем устройство защиты вводов, установленные на выключателях стороны НН «Сириус-В».

9 Расчёт заземляющего устройства

В качестве вертикальных заземлителей используем прутки из стали марки Ст3, диаметром $d=18$ мм и длиной $L_B=6$ м. Расстояние между вертикальными заземлителями не менее 6 м. Трубы забиты по внешнему контуру заземляющего устройства. Для горизонтального заземлителя используем стальную полосу 5×40 мм из стали марки Ст3. Глубина заложения горизонтального заземлителя 0,7 м. Грунтом на подстанции является твёрдый суглинок, с удельным сопротивлением $\rho_{уд}=100$ Ом·м. Нормируемое сопротивление заземляющего устройства для электроустановок с глухозаземлённой нейтралью, согласно ПУЭ, составляет 0,5 Ом.

По плану заземления определим число вертикальных заземлителей:

$$n = \left(\frac{a+b}{L} + 1 \right) \cdot 2 = \left(\frac{63400 + 44600}{6000} + 1 \right) \cdot 2 = 38.$$

Принимаем число вертикальных заземлителей 38 шт.

Найдём длину полосы горизонтального заземлителя:

$$\begin{aligned} L_{\Gamma} &= (63400 + 44600) \cdot 2 + 44600 \cdot 3 + 1100 \cdot 2 + 7350 \cdot 2 + 54450 \cdot 2 + 8950 = \\ &= 504350 \text{ мм.} \end{aligned}$$

Определим коэффициенты использования заземлителей по [2]. Коэффициент использования вертикального заземлителя $k_{ив}=0,66$, горизонтального – $k_{иг}=0,45$.

Рассчитаем уточнённое удельное сопротивление грунта:

$$\rho = \rho_{уд} \cdot \psi = 100 \cdot 1,1 = 110 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Найдём расстояние от поверхности земли до середины электрода:

$$t = t_0 + \frac{L_B}{2} = 0,7 + \frac{6}{2} = 3,7 \text{ м}.$$

Определим сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_B = \frac{0,366\rho}{L_B} \cdot \lg \frac{2L_B}{0,95d} + 0,51g \frac{4t + L_B}{4t - L_B} =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 110}{6} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 6}{0,95 \cdot 0,018} \right) + 0,5 \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 3,7 + 6}{4 \cdot 3,7 - 6} \right) = 19,43 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_\Gamma = \left(\frac{0,366 \cdot \rho}{L_\Gamma} \right) \cdot \lg \left(\frac{2L_\Gamma^2}{b \cdot t_0} \right) = \left(\frac{0,366 \cdot 110}{504,35} \right) \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 504,35^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 0,579 \text{ Ом.}$$

Найдём суммарные сопротивления заземлителей с учётом коэффициента использования:

$$R_{B\Sigma} = \frac{R_B}{n \cdot k_{ИБ}} = \frac{19,43}{38 \cdot 0,66} = 0,775 \text{ Ом,}$$

$$R_{\Gamma\Sigma} = \frac{R_\Gamma}{k_{ИГ}} = \frac{0,579}{0,45} = 1,29 \text{ Ом.}$$

Определим полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{R_{B\Sigma} \cdot R_{\Gamma\Sigma}}{R_{B\Sigma} + R_{\Gamma\Sigma}} = \frac{0,775 \cdot 1,29}{0,775 + 1,29} = 0,484 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление заземляющего устройства не превышает нормируемого значения:

$$R_3 < R_{\text{НОРМ}},$$

$$0,484 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

Спроектированное заземляющее устройство соответствует требованиям гл. 1.7 ПУЭ.

10 Молниезащита подстанции

Для защиты с достаточной степенью надёжности от прямых поражений молнии подстанции используем комплекс многократных молниеотводов, высотой $h=30$ м. Системы молниезащиты предназначены для защиты больших конструкций от поражения молнии. Эти системы позволяют ударам молнии безопасно проходить от верхней части конструкции к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб [34]. Самым высоким объектом на подстанции является модульное здание ЗРУ-110 ($h_x=12$ м), относительно этой высоты будем вести расчёт зоны защиты. По плану молниезащиты, определим расстояния между соседними парами молниеотводов: $L_1=56$ м, $L_2=51,5$ м, $L_3=64$ м.

На территории подстанции присутствует концевая опора ЛЭП, защищённая от попадания молнии грозозащитным тросом. При расчёте молниезащиты данный объект учитываться не будет.

Методика расчёта зоны действия молниезащиты представлена в [35].

Определим габаритные размеры молниеотводов:

$$h_0 = 0,92h = 0,92 \cdot 30 = 27,6 \text{ м},$$

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м},$$

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(30 - \frac{12}{0,92} \right) = 25,436 \text{ м}.$$

Расстояния между молниеотводами не превышает $4h$, поэтому зоны защиты многократных молниеотводов будем определять как зоны защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

1 пара молниеотводов ($L_1=56$ м):

$$h_c = h_0 - 0,14(L - h) = 27,6 - 0,14 \cdot (56 - 30) = 23,96 \text{ м},$$

$$r_c = r_0 = 45 \text{ м},$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{45 \cdot (23,96 - 12)}{23,96} = 22,462 \text{ м.}$$

2 пара молниеотводов ($L_2=51,5$ м):

$$h_c = 27,6 - 0,14 \cdot (51,5 - 30) = 24,59 \text{ м,}$$

$$r_c = 45 \text{ м,}$$

$$r_{cx} = \frac{45 \cdot (24,59 - 12)}{24,59} = 23,04 \text{ м.}$$

3 пара молниеотводов ($L_3=64$ м):

$$h_c = 27,6 - 0,14 \cdot (64 - 30) = 22,84 \text{ м,}$$

$$r_c = 45 \text{ м,}$$

$$r_{cx} = \frac{45 \cdot (22,84 - 12)}{22,84} = 21,357 \text{ м.}$$

Основное условие защищенности объектов высотой h_x , неравенство $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов выполняется. Соответственно построение зон защиты для одиночных стержневых молниеотводов не требуется.

Нанесение зоны действия молниезащиты на чертеже показывает, что всё оборудование подстанции находится в зоне действия защиты от прямого удара молнии на высоте 12 м. Надёжность применяемой методики гарантирует защиту от попадания молнии с надёжностью 99,5%.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была спроектирована главная понизительная подстанция 110/10 «Автозаводская». Были рассчитаны основные трансформаторы подстанции ТРДН-40000/110/10 и ТРДН-25000/110/10. По экономической целесообразности и годовым затратам на обслуживание и потерю электроэнергии был выбран трансформатор ТРДН-40000/110/10.

Были произведены расчёты симметричных и несимметричных токов короткого замыкания на вводах трансформаторов. Наибольшим током короткого замыкания является ток трёхфазного КЗ. Наименьшим током – ток однофазного КЗ.

Выбор оборудования подстанции производился с учётом максимального длительного тока и максимального тока КЗ. Так же учитывались номинальное напряжение, род установки, климатическое исполнение. Были выбраны следующие аппараты: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, жёсткие шины, изоляторы, гибкие токопроводы, кабели и трансформаторы собственных нужд.

Было рассчитано заземляющее устройство, определено число вертикальных заземлителей и общая длина контура заземлителя. В качестве вертикальных заземлителей были выбраны стальные прутки, диаметром 18 мм и длиной 6 м. В качестве горизонтального заземлителя выбрана стальная полоса 5x40 мм.

Для молниезащиты подстанции выбраны стержневые молниеотводы высотой 30 м. Согласно расчётам всё оборудование подстанции защищено от прямого попадания молнии с надёжностью 99,5 %.

Так же выбрана микропроцессорная релейная защита трансформаторов «Сириус-Т». Были определены необходимые уставки и проверка коэффициентов чувствительности.

Список использованных источников

1. ФСК ЕЭС [Электронный ресурс] : сайт компании «Федеральная Сетевая Компания» / URL: http://www.fsk-ees.ru/suppliers/inye_dokumenty/?sphrase_id=769617 (дата обращения 21.12.2016).
2. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти.: ТГУ, 2007.
3. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2015.
4. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М.: Госэнергонадзор, 2014.
5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
6. A Premiere Source for Step Down Transformer and Step Up Transformer Production [Электронный ресурс] / URL: <http://www.customcoils.com/step-up-down-transformers> (дата обращения 4.04.2017).
7. Вахнина, В.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учебное пособие / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина. – Изд. 2-е. – Тольятти: ТГУ, 2008. – 82 с.
8. Тольяттинский трансформатор. Трансформатор ТМ [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Тольяттинский Трансформатор» / URL: http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/GALLERY_ID=9 (дата обращения 21.01.2017).
9. Крючков И. П. Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев, В. А. Старшинов, М. В. Пиратов, Ю. П. Гусев, А. И.

Пойдо, В. В. Жуков, В. К. Монаков, Ю. П. Кузнецов / Под ред. И. П. Крючкова и В. А. Старшинова. – М.: Академия, 2005. – 416 с.

10. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: НЦ ЭНАС, 2006.

11. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова и др. – М.: Академия, 2015.

12. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования. / А.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2004. – 448 с.

13. Электротехнический справочник. В 4 т. Том 2 Электротехнические изделия и устройства. / Под общей ред. профессоров МЭИ. В.Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М.: МЭИ; 2003. – 518 с.

14. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2004.

15. Алиев, И.И. Электротехнический справочник. – 5-е изд., испр. / И.И. Алиев. – М.: ИП РадиоСофт, 2009. – 384 с.

16. Камкабель. Кабель АС [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Камский Кабель» / URL: http://www.kamkabel.ru/production/catalog/Provoda/neizolirovannnye/neizolirovannnye_647.html (дата обращения: 10.01.2017).

17. Электрощит. Электрооборудование [Электронный ресурс] : сайт группы компаний «Электрощит» / URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/> (дата обращения 14.02.2017).

18. Электроприбор. Измерительные приборы [Электронный ресурс] : сайт компании «Электроприбор» / URL: <http://www.elpribor.ru/catalog/> (дата обращения 2.03.2017).

19. Таврида Электрик. КРУ [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «Таврида Электрик» / URL: <http://www.tavrida.com/ter/solutions/SEC/kru-klassika> (дата обращения 8.01.2017).

20. Геркон. Выключатели типа LTB [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «АББ» / URL: http://www.gercon-ltd.ru/catalog/article_216 (дата обращения 5.01.2017).

21. ЭнТерра. Разъединители 110, 220кВ [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «ЭнТерра» / URL: http://energoterra.info/vysokovoltnie_podstancii/vp_product_i_uslugi/producing/index.html (дата обращения 5.01.2017).

22. ЭТК Оникс. Трансформаторы тока [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «ЭТК Оникс» / URL: <http://www.etk-oniks.ru/Transformatory-toka.html> (дата обращения 5.01.2017).

23. ЭТК Оникс. Трансформаторы напряжения [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «ЭТК Оникс» / URL: <http://www.etk-oniks.ru/Transformatory-napryazheniya.html> (дата обращения 5.01.2017).

24. ЭТК Оникс. Высоковольтные предохранители [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «ЭТК Оникс» / URL: <http://www.etk-oniks.ru/Predohraniteli-vysokovoltnye.html> (дата обращения 20.01.2017).

25. Энергосеть. Изоляторы [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «Энергосеть» / URL: http://gosenergo.ru/?page_id=435 (дата обращения 13.01.2017).

26. Контакт-комплект. АС-провода [Электронный ресурс]: сайт продукции компании «Контакт-комплект» / URL: <http://www.komplekt.ru/?/start/catalog/newpage18> (дата обращения 13.01.2017).

27. Live Tank Circuit Breaker LTB D 72.5 – 170 kV [Электронный ресурс] / URL: <http://new.abb.com/high-voltage/AIS/selector/ltb-d> (дата обращения 4.04.2017).

28. Current Transformer TG (72.5 - 800 kV) [Электронный ресурс] / URL: <http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/tg> (дата обращения 4.04.2017).

29. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции : учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти.: ТГУ, 2007.

30. Transformer Protection and Transformer Fault [Электронный ресурс] / URL: <https://www.electrical4u.com/transformer-protection-and-transformer-fault> (дата обращения 4.04.2017).

31. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.

32. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2007.

33. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации.- М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

34. What is a Lightning Protection System [Электронный ресурс] / URL: <http://www.wisegeek.com/what-is-a-lightning-protection-system.htm> (дата обращения 4.04.2017).

35. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений : РД 34.21.122-87. – М.: МЭИ, 2004.