

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической части подстанции 110/6 кВ «Заводская»

Обучающийся

Ю.Н. Полушин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Выпускная квалифицированная работа включает 50 страниц, 17 рисунков, 8 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: проектирование, понизительная подстанция, электрическая часть, оборудование, заземление.

Актуальность темы: ввод в эксплуатацию рассматриваемой подстанции актуален для обеспечения электроснабжением всех текущих и перспективных потребителей на данном участке энергосистемы. В настоящее время питание электрических нагрузок осуществлено от распределительного пункта, отмечается дефицит электрической мощности и невозможно подключение дополнительных потребителей, в питающей линии велики потери мощности и электроэнергии. Ввод в эксплуатацию новой понизительной подстанции обеспечит требуемый резерв мощности, повысит энергоэффективность данного участка сети.

Согласно требуемым величинам актуальных электрических нагрузок потребителей на рассматриваемом участке энергосистемы, спроектирована электрическая часть вводимой в эксплуатацию понизительной подстанции 110/6 кВ. Разработаны и предложены к реализации соответствующие технические решения.

## Содержание

Введение .....	4
1 Характеристика подстанции и потребителей электроэнергии .....	7
1.1 Характеристика подстанции .....	7
1.2 Характеристика потребителей .....	8
2 Проектирование подстанции .....	9
2.1 Выбор силовых трансформаторов .....	9
2.2 Расчет токов КЗ .....	13
2.3 Выбор электрооборудования .....	17
2.4 Проектирование контура заземления .....	29
3 Релейная защита и автоматика .....	33
3.1 Защита трансформаторов .....	33
3.2 Защита линий 6 кВ .....	40
3.3 Автоматический ввод резерва питания .....	43
Заключение .....	47
Список используемых источников .....	49

## Введение

Электрические подстанции – это ключевые элементы энергосистемы, обеспечивающие передачу и распределение электроэнергии. Они выполняют функции преобразования и регулирования напряжения, а также обеспечивают защиту от перегрузок и коротких замыканий.

Подстанции могут быть классифицированы по различным параметрам, таким как мощность, напряжение, тип оборудования и функциональность. По мощности подстанции делятся на малые, средние и крупные. По напряжению – на подстанции низкого, среднего и высокого напряжения. По типу оборудования – на трансформаторные и коммутационные подстанции. Функционально подстанции могут выполнять роль передающих, распределительных и комбинированных.

Основными элементами подстанций являются трансформаторы, выключатели, разъединители, заземляющие устройства и прочее электрооборудование. Трансформаторы используются для преобразования напряжения и тока электроэнергии, выключатели обеспечивают включение и отключение питания, разъединители используются для изоляции оборудования под напряжением, заземляющие устройства обеспечивают безопасность персонала и оборудования, изоляторы изолируют токоведущие части друг от друга, а шины соединяют между собой различные элементы подстанции. Для обеспечения надежности и безопасности подстанций используются различные системы мониторинга и контроля, включая системы релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В целом, электрические подстанции играют ключевую роль в обеспечении надежного и эффективного электроснабжения потребителей, и их развитие и модернизация являются важными задачами для электроэнергетической отрасли.

При проектировании и эксплуатации электрических подстанций необходимо учитывать множество факторов, таких как безопасность

персонала, надежность системы, эффективность использования оборудования, экономичность и экологичность.

Проектирование понизительных подстанций (ПС) переменного тока является важной и актуальной задачей для инженеров-проектировщиков электроэнергетических систем. Своевременный ввод в эксплуатацию новых подстанций является неотъемлемой и важной частью поддержания надлежащего уровня надежности и работоспособности современной энергосистемы в целом, а также ее развития и расширения, увеличения пропускной способности по электрической мощности. Подстанции являются ключевыми узлами преобразования и распределения электроэнергии по энергосистеме, ввод в эксплуатацию новых ПС может быть вызван следующими причинами и факторами:

- недостаток электрической мощности на каком-либо конкретном участке электроэнергетической системы ввиду изменения характера и состава электрических нагрузок (в этом случае, как правило, действующий высоковольтный распределительный пункт демонтируется и на его месте сооружается новая электрическая понизительная подстанция, ввод в эксплуатацию которой обеспечивает ввод в эксплуатацию планируемых дополнительных электрических нагрузок и требуемый резерв мощности на перспективу. В этом случае также значительно снижаются потери мощности и электроэнергии в головной питающей высоковольтной линии электропередачи, ввиду ее перевода на более высокий класс напряжения, соответствующий таковому для обмоток высшего напряжения силовых трансформаторов для вводимой в эксплуатацию подстанции). Электрические нагрузки потребителей берутся на основании суточных контрольных замеров по их максимумам (как правило, для зимнего периода времени года), учитывается также необходимый резерв мощности и дополнительные резервные питающие фидеры;

- расширение энергосистемы ввиду ввода в эксплуатацию новых объектов (промышленных предприятий и комплексов, сельскохозяйственных объектов, жилых районов, объектов военной и иной инфраструктуры и т.д.). В этом случае определяются расчетные предполагаемые электрические нагрузки потребителей, согласно которым проектируется электрическая часть понизительной подстанции.

Актуальность темы: проектируемую подстанцию необходимо ввести в эксплуатацию ввиду значительного роста электрических нагрузок промышленных предприятий и жилого района на данном участке энергосистемы. На данный момент указанные потребители питаются от распределительного пункта, на котором нет необходимого резерва мощности, электрооборудование критически изношено и устарело, существенно увеличены соответствующие экономические и трудовые затраты, а также отмечаются большие потери мощности и электроэнергии в питающей линии электропередачи.

Объект исследования: ПС 110/6 кВ.

Предмет исследования: электрическая часть ПС.

Цель работы: проектирование электрической части подстанции согласно заданным исходным данным.

Задачи работы:

- выявить критически значимые недостатки по действующему электроснабжению потребителей, требующие ввода в эксплуатацию новой ПС;
- определить актуальные нагрузки, рассчитать токи КЗ;
- выбрать основное электрооборудование ПС.

Предлагаемый проект электрической части ПС должен соответствовать передовым техническим решениям, электрооборудование должно выбираться отечественного производства от надежных производителей и поставщиков.

# **1 Характеристика подстанции и потребителей электроэнергии**

## **1.1 Характеристика подстанции**

Рассматриваемая понизительная подстанция переменного тока будет обеспечивать электроснабжение расположенных рядом промышленных предприятий и жилого района. На данный момент указанные потребители и их электроприемники питаются электрической энергией от распределительного пункта (РП) 6 кВ энергосистемы, ввиду значительной величины нагрузки отмечаются существенные потери мощности и напряжения в питающей кабельной линии (КЛ) 6 кВ до РП, что приводит к значительным дополнительным экономическим убыткам. Также отсутствует возможность ввода в эксплуатацию и подключения дополнительных электрических нагрузок, что обусловлено отсутствием резерва свободной электрической мощности на РП и питающей его кабельной линии, так как электрические аппараты РП и силовые кабели КЛ будут работать с рабочими токами более предельно допустимых. Кроме того, электрооборудование РП устарело и критически изношено. Таким образом, выделены основные факторы необходимости установки вместо действующего РП новой понизительной подстанции:

- большие потери мощности и электроэнергии в линии электропередачи (ЛЭП) до РП;
- износ электрооборудования (ЭО) распределительного пункта;
- устаревание ЭО;
- износ кабелей в линии электропередачи до РП;
- сопротивление изоляции кабелей в ЛЭП ниже нормируемых по ПУЭ значений;
- отсутствие резерва мощности и возможности увеличения питаемых нагрузок.

## 1.2 Характеристика потребителей

Электрические нагрузки проектируемой понизительной подстанции будут включать:

- завод полиэтиленовых изделий (малое промышленное предприятие, категорийность по надежности электроснабжения (КНЭ), согласно ПУЭ – вторая, перерывы электроснабжения допустимы на период осуществления оперативных переключений);
- завод цементных добавок (малое промышленное предприятие, КНЭ – третья, перерывы электроснабжения допустимы на время выполнения ремонтных работ, но на длительность не более 24 часов);
- жилой район, КНЭ – первая (что обусловлено наличием поликлиники, котельной и иных ответственных потребителей электроэнергии, для которых недопустимы перерывы электроснабжения, кроме крайне незначительного времени срабатывания автоматики ввода резервного питания и восстановления схемы штатного питания);
- требуется предусмотреть резерв питания по общей мощности 4800 кВА, связанный с вводом в эксплуатацию дополнительного производственного оборудования и расширения жилого района, т.е. существенным увеличением электрических нагрузок.

Выводы по разделу 1.

Рассмотрены характеристики проектируемой подстанции и ее электрических нагрузок. Ввод в эксплуатацию новой понизительной подстанции позволит снизить потери мощности и напряжения на данном участке энергосистемы, а также расширить промышленное производство и инфраструктуру жилого района.



## 2 Проектирование подстанции

### 2.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы являются основным элементом электрических подстанций и распределительных устройств. Они предназначены для преобразования электрической энергии из одной системы напряжения в другую. Существует несколько типов силовых трансформаторов, отличающихся по конструкции, мощности и напряжению. Наиболее распространенными являются масляные трансформаторы, в которых магнитопровод и обмотки погружены в масло, которое служит изоляцией и охладителем. Также существуют сухие трансформаторы, где магнитопровод и обмотки находятся в сухом состоянии и охлаждаются воздухом. Выбор типа и мощности трансформатора зависит от многих факторов, включая мощность нагрузки, напряжение сети, требования к надежности электроснабжения и экономические показатели. При эксплуатации трансформаторов в составе подстанций необходимо учитывать требования безопасности, надежности и эффективности работы электроустановок.

«Расчет электрических нагрузок необходим для выбора по допустимым параметрам электрооборудования ПС, так как известные величины максимальных электрических нагрузок в местах установки электрооборудования позволяют определить максимальные мощности, токи и прочие параметры, по которым производится выбор и проверка электрооборудования. Контрольные замеры зимних максимумов нагрузок потребителей позволяют определить наибольшие суммарные нагрузки электрической части подстанции.

Суммарные нагрузки ПС:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + P_i, \quad (1)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_i, \quad (2)$$

где  $P_1, P_2, P_i$  – активные нагрузки, кВт;

$Q_1, Q_2, Q_i$  – реактивные нагрузки, квар» [7].

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (3)$$

В данном случае, в 20.00, нагрузки:

$$P_{\Sigma} = 11369,9 + 12317,4 + 2790,9 = 26478,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = 4622,9 + 5008,1 + 1120,8 = 10751,8 \text{ квар},$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{26478,2^2 + 10751,8^2} = 28577,9 \text{ кВА}.$$

«Почасовые нагрузки сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Нагрузки ПС

Время, ч	Нагрузки ПС		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0	11915,2	4838,3	12860,0
2	13503,9	5483,4	14574,7
4	13768,6	5590,9	14860,5
6	16681,2	6773,6	18004,1
8	18799,5	7633,8	20290,3
10	20917,7	8493,9	22576,5
12	21447,3	8708,9	23148,1
14	21712,1	8816,5	23433,8
16	21976,9	8924,0	23719,6
18	24889,5	10106,7	26863,2
20	26478,2	10751,8	28577,9
22	26213,4	10644,3	28292,1

Графики нагрузок – на рисунке 1.

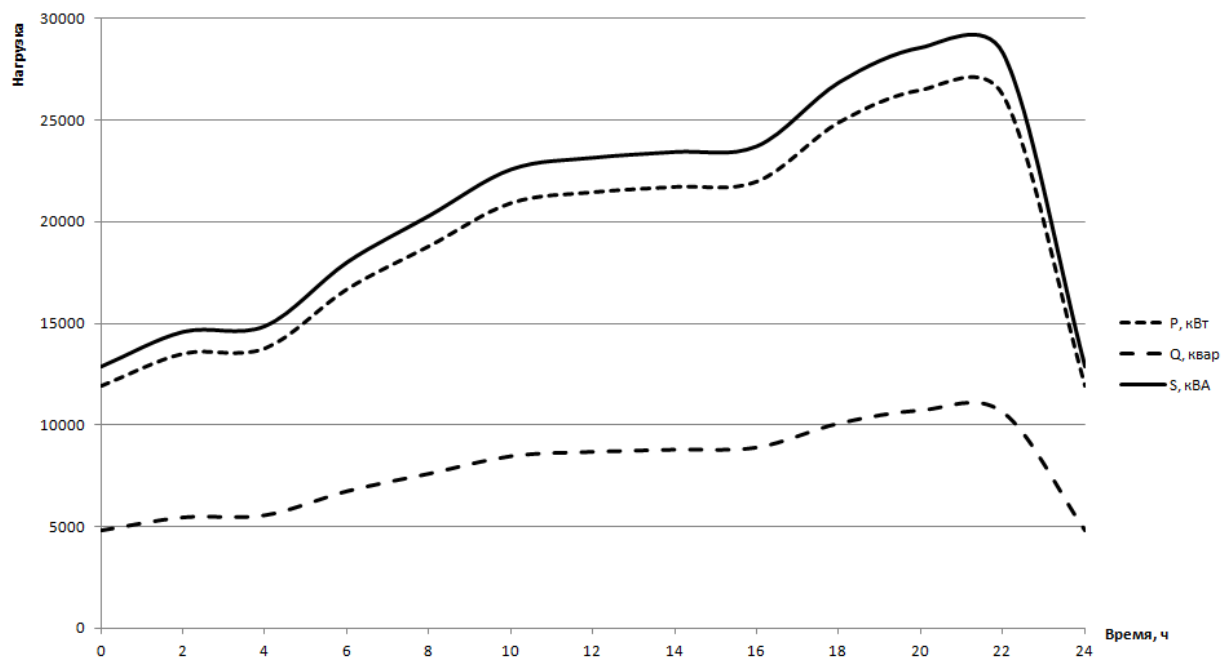


Рисунок 1 – Графики нагрузок

Максимальные нагрузки:

$$P_{\text{макс}} = 26478,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{макс}} = 10751,8 \text{ квар};$$

$$S_{\text{макс}} = 28577,9 \text{ кВА}.$$

С учетом требуемого резерва мощности:

$$S'_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{рез}}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{рез}}$  – резерв мощности, кВА» [15].

$$S'_{\text{макс}} = 28577,9 + 4800 = 33377,9 \text{ кВА}$$

«Силовые трансформаторы выбираются по допустимой загрузке, требуемая номинальная мощность:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{\max}, \quad (5)$$

где  $K_{з.н.} = 0,7$  – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов» [4].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 33377,9 = 23365 \text{ кВА}$$

Выбираются трансформаторы ТДН-25000/110, производитель – ООО «МТК» [9].

$$S_m = 25000 \text{ кВА} \geq 23365 \text{ кВА}.$$

«Мощности выбранных трансформаторов будет достаточно для питания потребителей и обеспечения требуемого резерва мощности.

Внешний вид трансформатора – на рисунке 2.



Рисунок 2 – Трансформатор ТДН-25000/110

Далее определяются токи КЗ» [18].

## 2.2 Расчет токов КЗ

«Расчет токов короткого замыкания необходим для определения параметров релейной защиты и выбора оборудования в электроустановках. Он позволяет определить максимальные значения токов, которые могут возникнуть при аварийных режимах, и выбрать устройства защиты, способные эффективно отключать поврежденные участки без ложных срабатываний. Расчетная схема токов КЗ приведена на рисунке 3.

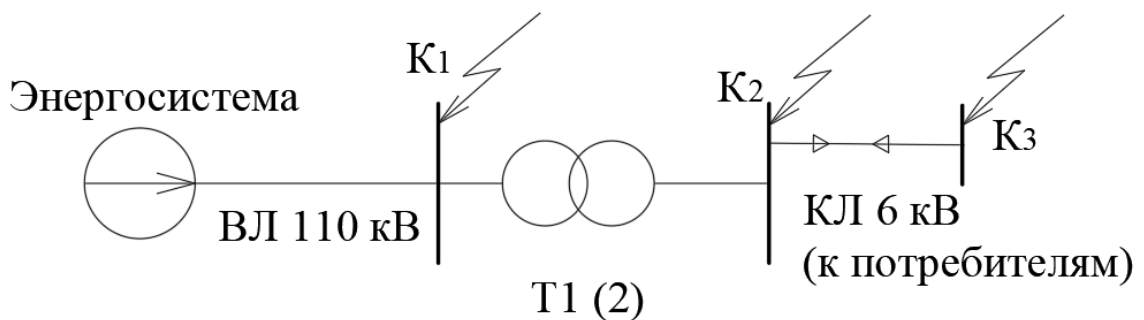


Рисунок 3 – Расчетная схема токов КЗ

«Схема замещения приведена на рисунке 4» [19].

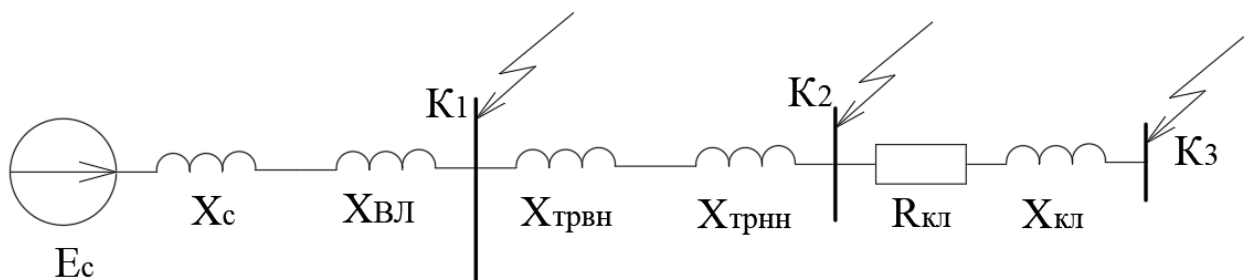


Рисунок 4 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (6)$$

где  $E_c$  – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$  – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (7)$$

где  $T_a$  – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ и его действующее значение:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (8)$$

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (9)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (10)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (11)$$

где  $\tau$  – время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB}, \quad (12)$$

где  $t_{з\min}$  – время срабатывания РЗА, с;

$t_{CB}$  – время отключения выключателя, с.

Полный ток КЗ:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (13)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_\kappa \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (14)$$

где  $U_\kappa$  – напряжение КЗ, %;

$U_H$  – напряжение ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность, МВА» [13].

$$X_{ТРВН} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,545 \text{ Ом}$$

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (15)$$

$$X_{ТРНН} = 55,545 \cdot (6,3 / 115)^2 = 0,167 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (16)$$

где  $x_o$  – удельное сопротивление, Ом/км;

$L$  – длина ВЛ, км» [13].

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 14,1 = 6,26 \text{ Ом}$$

«Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_\delta^2}{S_K}, \quad (17)$$

где  $S_k$  – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА» [18].

$$X_C = 115^2 / 3995 = 3,31 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (6-13):

$$I''_{K1} = 115 / (\sqrt{3} \cdot (6,26 + 3,31)) = 6,94 \text{ кА}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 6,94 = 17,85 \text{ кА}$$

$$I_{y1} = 6,94 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 10,62 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 6,94 = 6,04 \text{ кА}$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 6,94 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,06}} = 1,98 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 1,98 + 6,94 = 8,91 \text{ кА}$$

Результаты расчетов – в таблице 2.

Таблица 2 – Токи КЗ

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I_n$ , кА
К1	6,94	17,85	6,01	8,91
К2	4,96	12,75	4,29	6,37

Токи КЗ в конце КЛ 6 кВ – в таблице 3.



Таблица 3 – Токи КЗ в конце КЛ

Фидеры, №	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА
1-1,1-2	4,62	4,002
2-1,2-2	4,49	3,89
3	4,58	3,97

Далее выбирается основное ЭО.

### 2.3 Выбор электрооборудования

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ.}$$

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

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

$I_{к}$  – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА}$$

где  $i_{пр.с}$  – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 t_m \geq B_{к}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $I_m$  – ток термической стойкости, кА;

$t_m$  – время протекания тока, с;

$B_{к}$  – тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2\cdot\text{с}, \quad (18)$$

где  $t_{откл}$  – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с} \quad (19)$$

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$  – время отключения выключателя, с» [14].

«Максимальный рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (20)$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА» [6].

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Устанавливаются ВРС-110 производства ООО «НТЭАЗ Электрик» [10], проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	110
$I_{\text{ном}}$ , А	2500	183,7
$I_{\text{н.откл}}$ , кА	31,5	6,94
$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	2980	144,4
$i_{\text{дин}}$ , кА	80	17,85

Внешний вид выключателя – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Выключатель ВРС-110

Использование вакуумных выключателей значительно снизит время коммутационных процессов, уменьшит расходы на эксплуатацию и текущий ремонт.

Максимальный ток РУНН:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3368 \text{ A}$$

Устанавливаются выключатели ВБ-10-П производства компании ИРиС [5], проверка – в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	6
$I_{ном}, \text{А}$	4000 (630)	3368 (271,2)
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	20	4,96
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2000	73,7
$i_{дин.}, \text{кА}$	50	12,75

Внешний вид выключателя – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Выключатель ВБ-10-П

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.анн.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.анн.} \geq I_{раб.макс.}$$

$$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер.} \geq B_{к}$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 на ОРУ [11]. В цепях ОПН и ТН принимаются разъединители РВ-10/400 [10]. Проверка в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	1000	183,7
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	144,4
$i_{дин}, \text{кА}$	40	17,85

Внешний вид разъединителей – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Разъединители

Принимаются ОПНп-110 и ОПНп-6, проверка в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
	$U_{ном}, \text{кВ}$	110	6	110
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	144,4	73,7
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	17,85	12,75

Внешний вид – на рисунке 8.

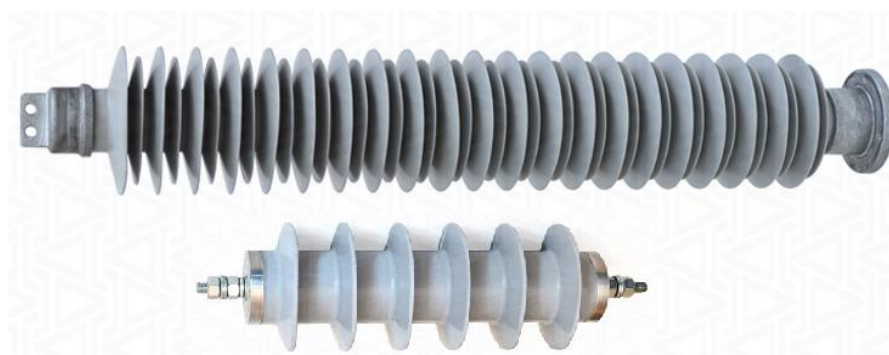


Рисунок 8 – Внешний вид ОПН

Измерительные трансформаторы.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa} \quad (21)$$

где  $\kappa_{тер.}$ ,  $\kappa_{эд}$  – кратности стойкости;

$I_{1н.}$  – номинальный ток ТТ, кА» [18].

Выбираются электронно-оптические ТТ и ТН от АО «Профотек» [1].

Принимаются ТТ марки ТТЭО-110/200, проверка:

$$U_{н.ант.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 200 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 183,7 \text{ А},$$

$$(265 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 144,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 74,235 \text{ кА} > 17,85 \text{ кА}.$$

Проверка ТТ по погрешности.

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (22)$$

где  $Z_{приб.}$ ,  $Z_{пров.}$ ,  $Z_{конт.}$  – сопротивления приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (23)$$

где  $l_{пров.}$  – длина проводов, м;

$\rho$  – удельное сопротивление, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$S_{пров.}$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>.

$$Z_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{приб.}^2}, \quad (24)$$

где  $S_{приб.}$ ,  $I_{приб.}$  – нагрузка, ВА, и номинальный ток прибора, А.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [1].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 9.

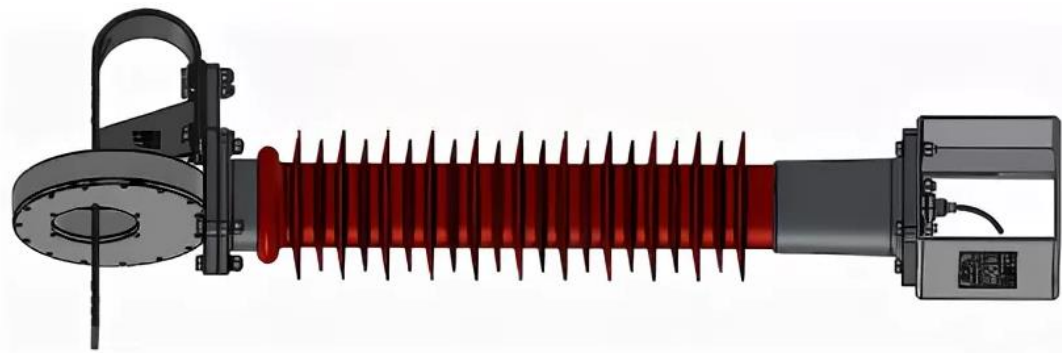


Рисунок 9 – Внешний вид ТТЭО-110

Принимаются ТТЭО-10, проверка по условиям выбора:

$$U_{\text{н.анн.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{1н.}} = 4000 \text{ (300) А} \geq I_{\text{раб.мах.}} = 3368 \text{ (271,2) А},$$

$$(60 \cdot 2,5)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 73,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,5 = 265,1 \text{ кА} > 12,75 \text{ кА},$$

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$



Погрешность ТТ составит менее 10%» [1].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид ТТЭО-10

Структурная схема оптических ТН показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Структурная схема оптических ТН

Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

Принимаются оптические ТН марки ДНЕЭ-110 и ДНЕЭ-6» [1].

$$U_{н.ап.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 43 \text{ ВА.}$$

$$U_{н.ап.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ.}$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 32 \text{ ВА.}$$

Собственные нужды (СН) подстанции – это все устройства и оборудование, необходимые для обеспечения функционирования подстанции, включая системы релейной защиты и автоматики, управления, сигнализации, измерения, а также вспомогательные системы (освещения, вентиляции, отопления и т.д.). СН обеспечивают нормальную работу подстанции, а также безопасность персонала и потребителей электроэнергии. Нагрузка СН составляет 94,2 кВА. Принимается два ТСН марки ТМГ12-100/6, внешний вид показан на рисунке 12.



Рисунок 12 – Трансформатор ТМГ12

«Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{94,2}{100} = 0,94 < 1,4$$

Перегрузка будет менее допустимой 40 %.

Выбор ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ).

Ячейки КРУ – это камеры ручного управления, которые используются для управления различными устройствами или машинами. Они обычно состоят из двух основных частей: крышки и основания. Крышка имеет ручку или рычаг для открытия и закрытия, а основание имеет контакты для подключения к электрической цепи. Ячейки КРУ могут быть различных размеров и конфигураций в зависимости от требований системы.

Ячейки КРУ имеют ряд преимуществ перед другими типами электрических распределительных устройств:

- обеспечивают более высокий уровень безопасности, так как они изолированы от окружающей среды и имеют защиту от электрических и механических воздействий;
- более удобны в использовании, так как их можно легко установить и настроить;
- имеют более длительный срок службы, так как изготовлены из высококачественных материалов;
- обладают высокой надежностью и стабильностью работы;
- модульная конструкция обеспечивает быструю замену элементов и оборудования.

Ячейки КРУ выбираются по максимально допустимому току токоведущих частей и оборудования.

Максимальный ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3368 \text{ A}$$

Выбираются КРУ К-204ЭП на ток до 4000 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры). Внешний вид КРУ – на рисунке 13» [20].



Рисунок 13 – Ячейка КРУ

Ячейки КРУ К-204ЭП предназначены для использования в электроустановках напряжением 10 кВ и выше. Они используются для коммутации, защиты и контроля электрических цепей. Ячейки К-204ЭП имеют высокую степень надежности и безопасности, а также обладают хорошими эксплуатационными характеристиками [8].

Ячейки марки КРУ К-204ЭП имеют следующие преимущества:

- полностью модульная малогабаритная конструкция из стальных и пластиковых элементов;
- высокая электробезопасность и надежность конструкции, влагоустойчивость;
- встроенная мнемосхема состояния элементов на лицевой панели обеспечивает наглядность проверок состояния оборудования и электрических цепей;
- полностью отечественное производство и надежный проверенный поставщик;
- значительный положительный опыт использования на различных предприятиях и объектах.

Однолинейная схема ПС, с учетом принятого к установке оборудования электрической части подстанции приведена на листе 2 графической части.

Для надежной работы электрической части ПС и безопасности персонала необходимо обеспечить надежное заземление, для чего требуется спроектировать заземляющее устройство с сопротивлением согласно требованиям ПУЭ.

## **2.4 Проектирование контура заземления**

Контур заземления подстанции предназначен для обеспечения безопасности и надежности работы электроустановки. Он состоит из заземляющих проводников, заземлителя и заземляющих устройств. Заземляющие проводники соединяют заземляемые части электроустановки с заземлителем, а заземлитель обеспечивает отвод электрического тока в землю. Заземляющие устройства предназначены для защиты людей и оборудования от поражения электрическим током, а также стабильной и надежной работы электрической части и релейной защиты.

«Для сети 110 кВ режим работы нейтрали сети – эффективно заземленная, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используем контурное заземляющее устройство (ЗУ). Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50·50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50·5 мм. Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (25)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$K_c$  – коэффициент сезонности» [17].

$$\rho_{pe} = 1000 \cdot 1,1 = 1100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pe} = 1000 \cdot 1,4 = 1400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{0вэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (26)$$

где  $l$  – длина ВЭ, м;

$d$  – приведенный диаметр ВЭ, м;

$t$  – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (27)$$

где  $b$  – ширина уголка, мм» [7].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3,5 / 2 + 0,8 = 2,55 \text{ м}$$

$$R_{0вэ} = \frac{1100}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,32 \text{ Ом}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{огэ} / R_n \quad (28)$$

где  $R_n$  – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

$$n' = 21,32 / 0,5 \approx 44 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (29)$$

где  $a$  – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{пер} / n' \quad (30)$$

где  $l_{пер}$  – периметр территории ОРУ, м» [20].

$$l_{пер} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м}$$

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 3,64 \cdot 44 = 168 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{гэ} = \frac{\rho_{пг}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (31)$$

где  $l$  – длина ГЭ, м;

$d$  – расчетный диаметр ГЭ, м;

$t$  – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (32)$$

где  $b$  – ширина полосы, м» [20].

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{23} = \frac{1400}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left( \frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,302 \text{ Ом}$$

«Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{зп} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (33)$$

где  $\eta_6$  – коэффициент использования ВЭ;

$\eta_2$  – коэффициент использования ГЭ» [20].

$$R_{зп} = \frac{21,32 \cdot 0,302}{21,32 \cdot 0,4 \cdot 44 + 0,302 \cdot 0,23} = 0,419 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Выводы по разделу 2.

Выбрано электрооборудование рассматриваемой подстанции, критерии выбора определялись актуальными технико-эксплуатационными требованиями, выбрано современное ЭО с хорошими техническими параметрами, отвечающими мировым требованиям по надежности эксплуатации. ЭО выбрано отечественного производства от проверенных производителей и поставщиков электрических аппаратов и оборудования для энергосистем РФ. Спроектировано заземляющее устройство с сопротивлением менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ для ПС данного класса напряжения.



## **3 Релейная защита и автоматика**

### **3.1 Защита трансформаторов**

Релейная защита трансформаторов предназначена для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации трансформаторов в электрических сетях. Она включает в себя устройства защиты от коротких замыканий, перегрузки, понижения напряжения, а также устройства контроля температуры и уровня масла в трансформаторе.

Принцип работы релейной защиты трансформаторов основан на сравнении текущих параметров трансформатора (тока, напряжения, мощности, температуры и т. д.) с заданными значениями. Если какой-либо параметр превышает допустимое значение, срабатывает соответствующее реле, которое отключает трансформатор или выдает сигнал на включение устройств охлаждения или пожаротушения.

Релейная защита является важным элементом системы электроснабжения, обеспечивающим безопасность и надежность работы трансформаторов и всей электрической сети в целом.

Микропроцессорная релейная защита (МРЗ) трансформаторов является одной из наиболее важных и сложных систем в электроэнергетике. Она предназначена для защиты трансформаторов от различных аварийных и ненормальных режимов, таких как короткие замыкания, перегрузки, повышение напряжения и другие.

МРЗ работает на основе микропроцессорной техники и использует различные датчики и устройства для измерения параметров трансформатора и окружающей среды. Она обрабатывает полученные данные и принимает решения о включении или отключении трансформатора, а также о необходимости применения дополнительных мер защиты.

Одним из главных преимуществ МРЗ является ее высокая точность и быстродействие. Она способна реагировать на аварийные ситуации в течение

долей секунды, что позволяет предотвратить серьезные повреждения трансформаторов и других элементов электрической сети. Кроме того, МРЗ позволяет оптимизировать работу трансформаторов, снижая потери электроэнергии и улучшая качество электроснабжения потребителей.

РЗА будет реализована на терминалах серии «Сириус» от АО «РАДИУС-Автоматика» [2].

«Трансформаторы ПС защищаются РЗ на терминалах Сириус-Т, внешний вид – на рисунке 14.



Рисунок 14 – Терминал Сириус-Т

Дифференциальная защита.

Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (34)$$

где  $I_{НОМ.Т}$  – номинальный ток ВН, А;

$I_{НОМ.ТТ}$  – первичный ток ТТ, А» [3].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 131,2 < 200 < 2,5 \cdot 131,2 = 328 \text{ А}$$

$$0,1 \cdot 2405,7 < 4000 < 2,5 \cdot 2405,7 = 6014 \text{ А}$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (35)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_\sigma = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (36)$$

$$X_\sigma = \frac{121^2}{25} = 585,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_\lambda = x_0 \cdot L, \quad (37)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км» [3].

$$X_\lambda = 0,444 \cdot 14,1 = 6,26 \text{ Ом}$$

«Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*Л} = 6,26 / 585,6 = 0,0107 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{Л} + K_1 \cdot X_{*В}^{(1)}, \quad (38)$$

где  $K_1 = 1,1..1,15$  – коэффициент насыщения стали» [3].

$$X_* = 0,0107 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1996 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,1996 \cdot 585,6 = 116,87 \text{ Ом}$$

«Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (39)$$

где  $A$  – смещение синусоиды потокосцепления» [3].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 116,87} = 1174,89 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (40)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1174,89}{\sqrt{2} \cdot 200} = 4,154 < 6,7$$

«Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{к} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (41)$$

где  $R_k$  – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{пер}$  – сопротивление контактов, Ом;

$R_{ex.терм}$  – сопротивление терминала, Ом.

$$R_k = \rho \cdot L / S_k, \quad (42)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление жил, Ом мм<sup>2</sup>/м;

$S_k$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>» [3].

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [15].}$$

«Условие по отстройке от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (43)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (44)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 131,2 / 200 = 13,122 < 24$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (45)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,154 = 5,816 \text{ А}$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (46)$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса» [3].

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,94 = 5,827 \text{ кА}$$

«Выбор типа торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается, если амплитуда броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока ВН трансформатора:

$$I_{амт} / I_{ном} \leq 8, \quad (47)$$

где  $I_{амт}$  – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$  – первичный ток ВН, А.

$$1174,89 / 131,2 = 8,954 > 8$$

Используется традиционное торможение» [3].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{сз} > 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (48)$$

где  $\varepsilon$  – погрешность ТТ;

$K_{пер}$  – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рег}$  – диапазон РПН.

$$I_{сз} > 1,1 \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{неп} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (49)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left( \min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (50)$$

где  $I_{БР.НАМ.i}$  – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т} \cdot K_{бр}, \quad (51)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$  – коэффициент броска тока намагничивания» [3].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 131,2 \cdot 5 = 721,71 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{721,71^4} = 48,99$$

«Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (52)$$

где  $K_H$ ,  $K_{C3}$ ,  $K_B$  – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата.

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (53)$$

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{131,2}{6940} = 0,0189$$

По кривой зависимости находим  $K_{C3} = 1,17$ » [3].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,17}{0,935} \cdot 131,2 = 180,62 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (54)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата» [3].

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 131,2 = 154,4 \text{ А}$$

КЛ 6 кВ также защищаются терминалами микропроцессорной РЗ.

### 3.2 Защита линий 6 кВ



Релейная защита фидеров и отходящих линий – это система устройств и аппаратов, предназначенных для автоматического отключения поврежденных участков электрической сети, а также для предотвращения развития аварий и восстановления электроснабжения потребителей после устранения повреждения.

Основными элементами релейной защиты фидеров и отходящих линий являются реле, датчики, логические блоки, устройства управления и индикации, а также программное обеспечение. Реле служат для коммутации электрической цепи, датчики измеряют параметры тока и передают сигналы на реле, логические блоки обрабатывают полученную информацию и принимают решения о срабатывании реле, устройства управления и индикации позволяют контролировать работу системы и управлять ею вручную, а программное обеспечение управляет работой логических блоков и устройств индикации. «КЛ 6 кВ защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 15.



Рисунок 15 – Терминал Сириус-2Л-02

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (55)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (56)$$

где  $I_{р.макс}$  – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (57)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы подключения ТТ;

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [3]:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (58)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (59)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$k_B$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_C$  – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (60)$$

где  $I_{CO}$  – ёмкостный ток кабеля, А/км;

$L$  – длина КЛ, км» [3].

Для фидеров 1-1 и 1-2, по (55-60):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,191 = 0,96 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 382,4 = 530,86 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 530,86 \cdot \frac{1}{400/5} = 6,64 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{3964}{530,86} = 7,5 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,16 \cdot 1,95 = 2,26 \text{ А}$$

$$I_{C.3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 2,26 = 6,79 \text{ А}$$

Расчет РЗ фидеров – в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет РЗ

Фидеры, №	Исз ТО, кА	Иср МТЗ, А	Кч(МТЗ)	Исз ЗНЗ, А
1-1,1-2	0,96	6,64	7,5	6,79
2-1,2-2	0,85	5,88	8,3	9,70
3	0,65	5,99	22,1	3,42

Ввод резерва питания на шинах ЗРУ также обеспечивается терминалом микропроцессорной РЗА.

### 3.3 Автоматический ввод резерва питания

Автоматический ввод резерва (АВР) – это система, предназначенная для автоматического переключения между двумя источниками питания в случае отказа одного из них. АВР обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей и повышает надежность системы электроснабжения в целом. Микропроцессорный автоматический ввод резерва (МП АВР) – это система автоматического переключения между источниками питания, которая использует микропроцессорную технику для обработки данных и принятия решений о переключении. МП АВР позволяет более точно и быстро определять состояние источников питания и осуществлять переключение, что повышает надежность и безопасность системы электроснабжения.

Уставка АВР – это параметр, который определяет условия переключения между источниками питания. Обычно уставка устанавливается на минимальное значение напряжения, при котором переключение будет происходить наиболее быстро и точно. Однако, уставка может быть изменена в зависимости от требований к системе электроснабжения и условий эксплуатации. В современных устройствах МП АВР принимается несколько уставок, что обеспечивает более надежную и точную работу АВР. В данном случае уставки АВР принимаются согласно указаниям производителя терминала [2].

«Уставка АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (61)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 6,3 = 2,52 \text{ кВ}$$

Вторая уставка АВР:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (62)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 6,3 = 4,41 \text{ кВ}$$

Схема АВР – на рисунке 16.

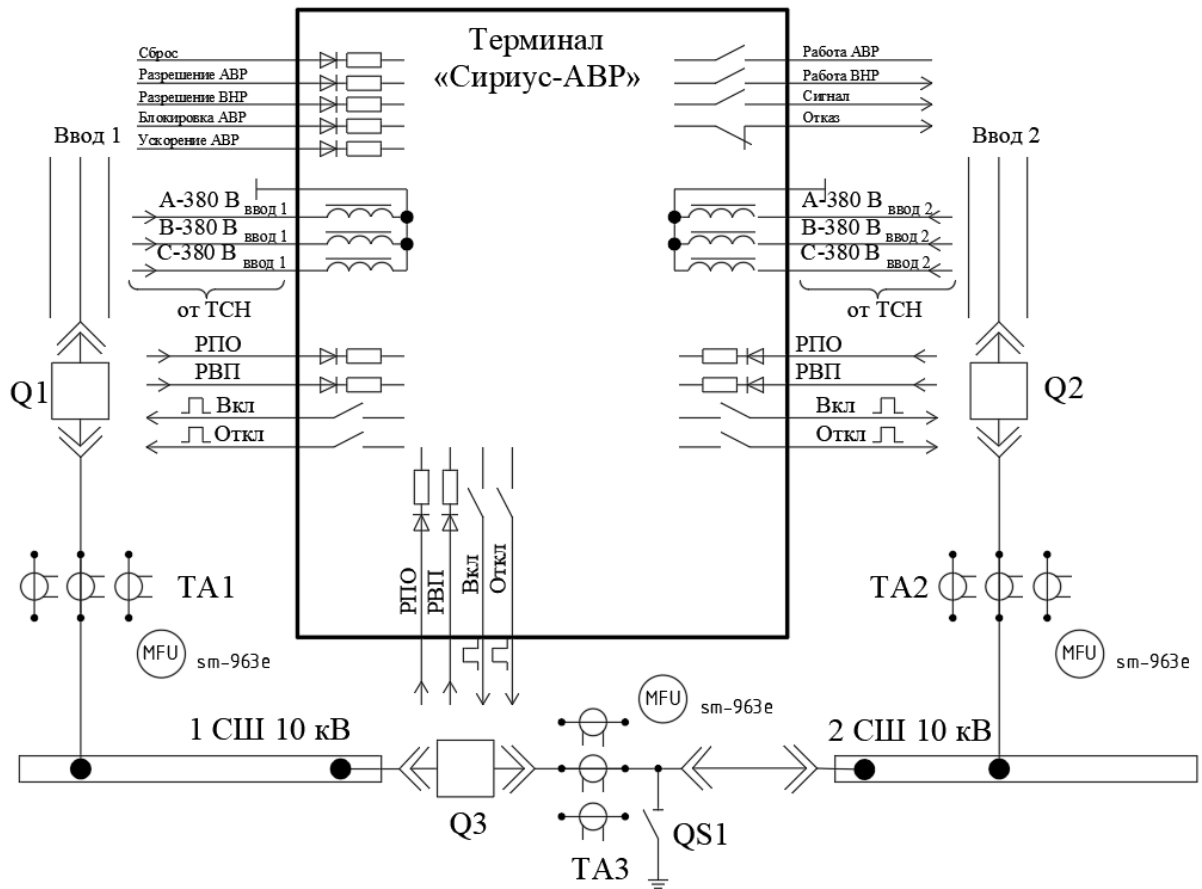


Рисунок 16 – Схема АВР

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (63)$$

где  $t_{C3.макс}$  – максимальное время АВР, 9 с;

$\Delta t$  – выдержка для селективности, с.

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (64)$$

где  $t_{CB}$  – время включения выключателя, с;

$t_{зан}$  – запас времени, 0,4 с.

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

Лицевая панель терминала – на рисунке 17.



Рисунок 17 – Лицевая панель Сириус-АВР

На лицевой панели терминала расположены: цветной дисплей; сенсорные клавиши для работы с меню; выход USB; световые индикаторы» [2].

Выводы по разделу 3.

Микропроцессорная релейная защита и автоматика обеспечит надежную работу оборудования электрической части ПС. Выбраны уставки защит. Также будет обеспечено бесперебойной питание потребителей.

## Заключение

Согласно требуемым величинам актуальных электрических нагрузок потребителей на рассматриваемом участке энергосистемы, спроектирована электрическая часть вводимой в эксплуатацию понизительной подстанции 110/6 кВ. Разработаны и предложены к реализации соответствующие технические решения:

- выбрано новое современное электрооборудование отечественного производства. Будет установлено два силовых трансформатора ТДН-25000/110. Высоковольтные выключатели будут установлены вакуумного типа: ВРС-110/2500, ВБ-10-П/4000 на вводах ЗРУ и ВБ-10-П/630 на фидерах, что позволит повысить скорость и надежность коммутации цепей под нагрузкой и при аварийных отключениях, сократит эксплуатационные экономические и трудовые расходы на выключатели. Будут установлены разъединители марок: РНДЗ-110/1000, РВ-10/400, электронно-оптические измерительные трансформаторы: ТТЭО-110/200, ТТЭО-10/200...4000, ДНЕЭ-110, ДНЕЭ-6, применение оптических ТТ и ТН намного повысит точность измерений и работы релейной защиты и автоматики, также существенно повысится надежность всей системы измерений в целом. Нелинейные ограничители перенапряжений серии ОПН обеспечат высокий уровень защиты от перенапряжений, на отходящих фидерах необходимо установить дополнительные ОПН, что обеспечит нормальный режим работы вакуумных выключателей и ускоренное гашение электрической дуги при коммутации. Будут установлены энергоэффективные необслуживаемые трансформаторы собственных нужд ТМГ12-100, это уменьшит потери мощности и электроэнергии в ТСН и снизит расход энергии на собственные нужды подстанции в целом;

- в релейной защите и автоматике будут установлены микропроцессорные терминалы: Сириус-Т (защита силовых трансформаторов), Сириус-2Л-02 (защита отходящих фидеров), Сириус-АВР (автоматический ввод резерва на шинах 6 кВ). Будет повышена надежность и точность работы РЗА, ее удаленная настройка, мониторинг режимов работы и администрирование, а также автоматическая передача данных (в цифровом формате) в автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУТП) подстанции. Комплектное поставляемое программное обеспечение от поставщика терминалов РЗА имеет понятный интуитивный интерфейс и расширенные функциональные возможности;
- выбранное новое электрооборудование закрытого распределительного устройства будет размещено в современных ячейках комплектных распределительных устройств марки К-204ЭП. Это упростит монтаж, замену и техническое обслуживание ЭО, обеспечит безопасную и удобную работу ремонтного и эксплуатационного персонала. Мнемосхема на лицевых панелях КРУ будет показывать состояние всего основного электрооборудования. Встроенная система защитных блокировок КРУ обеспечит отсутствие напряжения на элементах при проведении различных работ;
- спроектировано заземляющее устройство, расчетное эквивалентное сопротивление составило 0,419 Ом, что с запасом обеспечивает его надежную работу, согласно условиям ПУЭ (не более 0,5 Ом) для ПС с питанием по сети с эффективно заземленной нейтралью.

Предложенный вариант электрической части ПС обеспечит ее надежную эксплуатацию, с соблюдением всех нормативных требований, надежная и безопасная работа электрической части будет обеспечена.



## Список используемых источников

1. АО «ПРОФОТЕК» [Электронный ресурс]. URL: <https://profotech.ru/> (дата обращения 21.09.2023).
2. АО «РАДИУС Автоматика» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rza.ru/> (дата обращения 21.09.2023).
3. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 22.10.2023).
5. Компания ИРиС [Электронный ресурс]. URL: <https://i-switchgear.ru/> (дата обращения 21.09.2023).
6. Кобозев В. А. Электрические машины : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 480 с.
7. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
8. НПО КЭАЗ [Электронный ресурс]. URL: <http://npokeaz.ru/> (дата обращения 22.09.2023).
9. ООО «МТК» [Электронный ресурс]. URL: <https://trans-mtk.com/> (дата обращения 22.09.2023).
10. ООО «НТЭАЗ Электрик» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.vsoyuz.com/> (дата обращения 21.09.2023).
11. ООО «СоюзЭнергоКомплект» [Электронный ресурс]. URL: <https://souz-ek.ru/> (дата обращения 21.09.2023).
12. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.

14. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
16. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293740/4293740618.pdf> (дата обращения 22.10.2023).
17. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
19. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Школа электрика [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/> (дата обращения 22.09.2023).