

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)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «Алексеевская» с применением цифровых устройств релейной защиты

Обучающийся

Д.В. Бодров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

А.В. Прошина

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

Тольятти 2025

Аннотация

В выпускной квалификационной работе (ВКР) разработан проект реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ «Алексеевская» с применением цифровых устройств релейной защиты.

Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1975 году с двумя трансформаторами мощностью 10 МВА каждый, работа выполнена на основе анализа энергопотребления электрооборудования, а также возможной замены электрических частей подстанции путем расчёта токов КЗ и электрических нагрузок с выбором высоковольтных выключателей и трансформаторов для питания электрических нагрузок собственных нужд.

Итогом работы является реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «Алексеевская» и внедрение в нее цифровых технологий – цифровых терминалов релейной защиты, которые повысят эффективность приема и распределения электроэнергии от электростанции к потребителям в городе.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе состоит из 47 страниц и имеет 9 таблиц и 3 рисунка, а также чертежей формата А1 на 6 листах.

Annotation

The final qualification work (FQW) considers the project of substation "Alekseevskaya" electrical part modernization. The final qualification work aims to find out a new equipment to install in an outdoor switch-gear with a voltage class 110 kV and new, modern, equipment to install in the indoor switch-gear with a voltage class 6 kV of a reconstructed substation. The results of a final qualification work also aimed with a installation of a modern, digital, relay protection terminals.

Substation "Alekseevskaya" is in operation trough 1975 year. The substation "Alekseevskaya" is a two-transformer substation with a 10 MVA capacity transformers. The energy consumption analysis of a substation showed that there are no nesses to replace the currently installed power transformers with a capacity 10 MVA each with a transformer of a higher capacity. All the high voltage electrical equipment that was installed on an outdoor and indoor switch-gears were replaced with a new one by calculating parameters and short-circuit currents. The results of a short-circuit currents calculation were used with a digital relay protection terminals parameters calculation. The graduation work final part aims to find out the parameters of a lightning resistance and grounding resistance for an outdoor switch-gear for the "Alekseevskaya" substation.

The final result of the work is the reconstruction of the electrical part of the 110/6 kV Alekseyevskaya substation and the introduction of digital technologies into it, which will improve the efficiency of receiving and distributing electricity from the power plant to city consumers.

The final qualification work explanatory note consists of 47 pages and has 9 tables and 3 figures, as well as A1 format drawings on 6 sheets.

Содержание

Введение	5
1 Рассмотрение электрооборудования подстанции «Алексеевская»	7
2 Проверка трансформатора и рассмотрения замены	10
3 Расчет токов короткого замыкания.....	11
4 Выбор электрических аппаратов.....	15
4.1 Выбор высоковольтных выключателей	15
4.2 Выбор трансформаторов тока	19
4.3 Выбор разъединителей.....	21
4.4 Выбор и проверка ОПН	23
5 Выбор трансформаторов собственных нужд	27
6 Релейная защита и автоматика	29
6.1 Расчет общих уставок	29
6.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2) ..	31
6.3 Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)	34
7 Молниезащита и заземление подстанции	36
Заключение.....	42
Список используемой литературы и используемых источников	44

Введение

Электроэнергия является важнейшим аспектом в современном мире, без нее не обходится ни один электроприбор или же больница, транспорт и освещение улиц города с домами. Выработкой электроэнергии занимаются электростанции такие как ТЭС, ГЭС и АЭС. Однако эту электроэнергию нужно еще распределять, преобразовывать и регулировать этим же как раз и занимаются электрические подстанции. Электрические подстанции бывают разных типов:

- повышающие,
- понижающие,
- распределительные.

В выпускной квалификационной работе являющейся итогом всего обучения в области электроснабжения. В качестве темы выбрана реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «Алексеевская» находящаяся в Екатеринбурге обсуживаемой организацией Россети филиал ПАО «МРСК Волга Мордовэнерго».

Подстанция «Алексеевская» является понизительной с двумя классами напряжения. Понизительная подстанция — это электроустановка, которая преобразует высокое напряжение 110 в более низкое и в дальнейшем распределяются между потребителями, такие подстанции являются ключевыми ведь благодаря им можно безопасно доставлять электроэнергию.

Поскольку любое оборудование имеет свойства со временем приходить в негодность особенно данная проблема присутствует в России, однако полностью заменить оборудование очень экономически не выгодно и поэтому необходимо производить модернизацию оборудования или же реконструировать большую часть электрооборудования чтобы обеспечить нормальный режим работы и сократить возникновение аварийных ситуаций.

Стоит также отметить, что за последнее десятилетия на многих подстанциях активно применяется переход на цифровые технологии.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция силовой части подстанции с применением цифровых устройств релейной защиты.

Задачи, поставленные на выпускную квалифицированную работу:

- выбор и проверка оборудования;
- выбор схемы подстанции и ее реконструкция;
- планировка и расположение оборудования подстанции;
- расчет токов КЗ для последующего выбора оборудования такого как выключатели разъединители ОПН и трансформатора тока,
- расчет уставок цифрового блока дифференциальной защиты силового трансформатора.

Поставленные цель и задачи на реконструкцию подстанции направлены для повышения надежности самой подстанции, а также предотвращение аварийных ситуаций.

1 Рассмотрение электрооборудования подстанции «Алексеевская»

Объектом реконструкции является подстанция «Алексеевская» данная подстанция расположена в Екатеринбурге и была введена в эксплуатацию в 1975 году обладает классом напряжения 110/6 на хорошо огороженной территории от посторонних. Ниже представлен план расположения подстанции на рисунке 1.

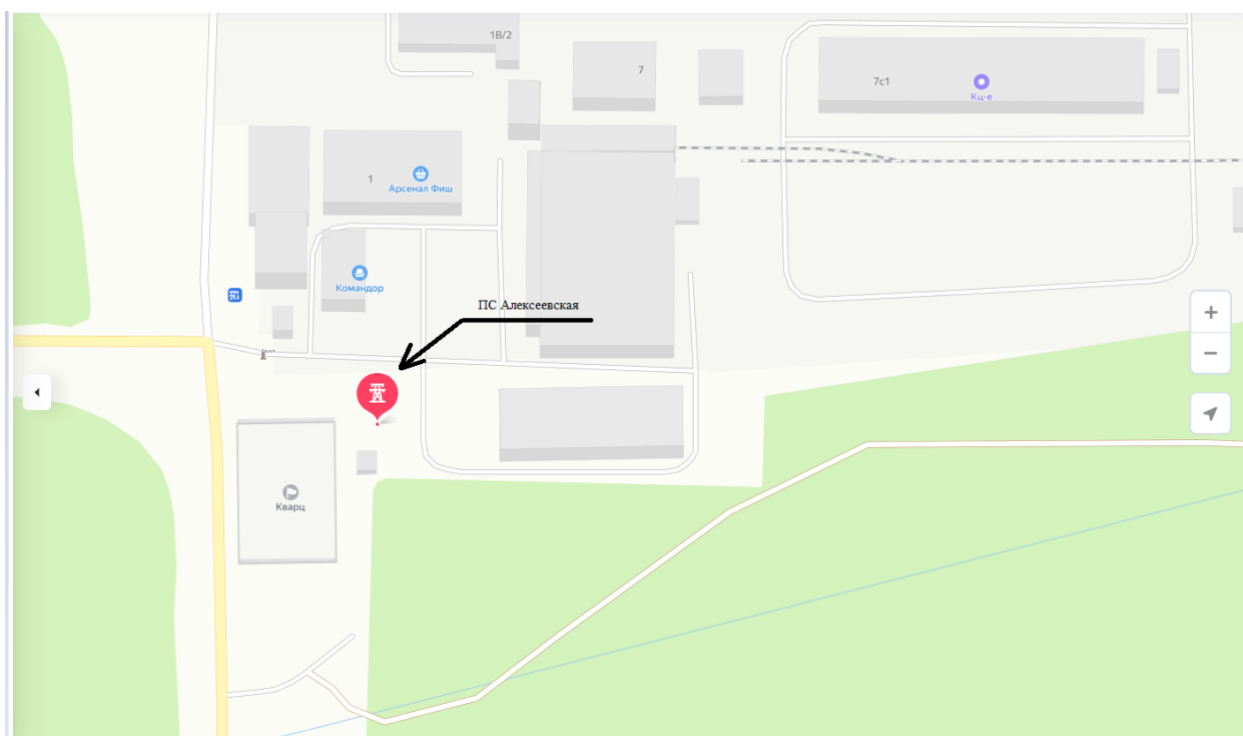


Рисунок 1 – План расположения подстанции на карте

На подстанции «Алексеевская» расположены трансформаторы, распределительные устройства: открытое распределительное устройство (ОРУ) классом напряжения 110 кВ и закрытое распределительное устройство (ЗРУ) классом напряжения 6 кВ, устройства релейной защиты и автоматики, управления электрооборудованием. Практически все установленное на подстанции «Алексеевская» оборудование не менялась со времени ввода подстанции в работу.

В состав ОРУ подстанции входят коммутационные аппараты: силовые выключатели 110 кВ и разъединители 110 кВ, также на ОРУ установлены измерительные трансформаторы тока и напряжения.

В качестве силовых выключателей, на подстанции «Алексеевская», установлены «маломасляные выключатели, которые имеют следующие недостатки: «взрывоопасность и пожароопасность; невозможность выполнения быстродействующего автоматического повторного включения (АПВ); потребность в периодическом контроле, доливке и относительно частой замене масла в дугогасительных баках; сложности в установке встроенных трансформаторов тока; относительно невысокая отключающая способность; низкая экологическая безопасность. Свойства среды отключения могут ухудшаться под воздействием факторов окружающей среды влажность, пыль низкая износостойкость и много еще других факторов» [2,19].

«ЗРУ предназначены для электроснабжения промышленных, жилищно-коммунальных и общественных объектов, предприятий нефтегазового комплекса, а также зон индивидуальной застройки и коттеджных поселков» [5].

В состав ЗРУ на подстанции входит (ТСН) трансформатор собственных нужд, шкафы комплектных распределительных устройств с масляными выключателями.

«Также стоит отметить наличие другого оборудования такого как:

- «системы жизнеобеспечения (освещение, отопление, вентиляция, кондиционирование);
- система охранно-пожарной сигнализации;
- токоотводы (шинные мосты, шинные вводы);
- кабельные конструкции;
- элементы воздушных вводов, проходные изоляторы;
- основные части и детали, запасные части шкафов» [6].

В настоящее время на подстанции «Алексеевская» эксплуатируются два силовых трансформатора мощностью 10 МВА.

В таблице 1 приведены характеристики трансформаторов типа ТДН.

Таблица 1 – Характеристики трансформатора типа ТДН-10000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток ХХ, %	Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН	ХХ	КЗ			
ТДН- 10000/110	10000	115	11	14	58	10,5	0,55	Y _H /Δ-11

Вывод по разделу.

В разделе рассмотрено текущее состояние подстанции «Алексеевская» и представлены основные сведения об оборудовании подстанции, которое в свою очередь требует замены. Место расположения подстанции находится в умеренном климате в Екатеринбурге, а год введения в эксплуатацию 1975. Замена старого оборудования позволит установить современные цифровые РЗА, которые увеличат максимальную защиту при малых вложениях и могут быстро адаптироваться при изменении схемы сети. Еще одной немаловажной причиной установки цифрового оборудования является замена медных кабелей на оптоволоконную передачу по стандарту IEC 61850. «Протокол GOOSE является важным компонентом стандарта Международной электротехнической комиссии (IEC) 61850 для автоматизации подстанций. Он обеспечивает высокоскоростную связь и обеспечивает обмен данными между интеллектуальными электронными устройствами (IED) на подстанции.» [22].

2 Проверка трансформатора и рассмотрения замены

На подстанции «Алексеевская» установлены 2 трансформатора типа ТДН мощностью 10000/110.

Расшифровка трансформатора:

- «Т – Трансформатор трехфазный;
- Д – С естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;
- Н – С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН)» [18].

На подстанции два трансформатора типа ТДН мощностью 10000/110 работают в нормальном режиме работы во время аварийного режима, который может возникать при перезарядках допустимая перегрузка не превышает 120% Коэффициент загрузки трансформаторов — это показатель, который демонстрирует насколько и какую нагрузку может выдержать трансформатор, не перегреваясь или повреждаясь. В настоящее время его коэффициент $KЗ \approx 0.67$ что не выходит за установленные нормы.

Вывод по разделу.

На данный момент замена трансформаторов не требуется в связи с допустимой нормой коэффициента трансформатора.

3 Расчет токов короткого замыкания

«Расчеты токов короткого замыкания (КЗ.) необходимы для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики, проектирования заземляющих устройств и т. д. благодаря расчетам будет поставлено новое оборудование, которое улучшит качество работы всей подстанции» [15].

Эквивалентная схема для расчета токов короткого замыкания и ее упрощённая схема представлены на рисунках 2 и 3.

«Мощность короткого замыкания (КЗ) системы $S_k = 89,5$ МВА» [15].

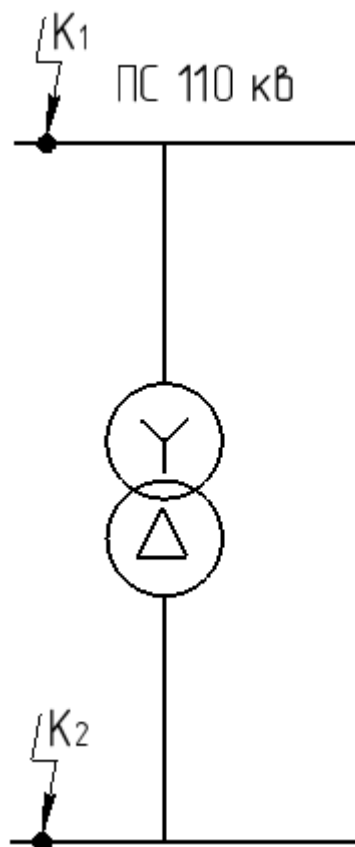


Рисунок 2 – Эквивалентная схема для расчета токов короткого замыкания

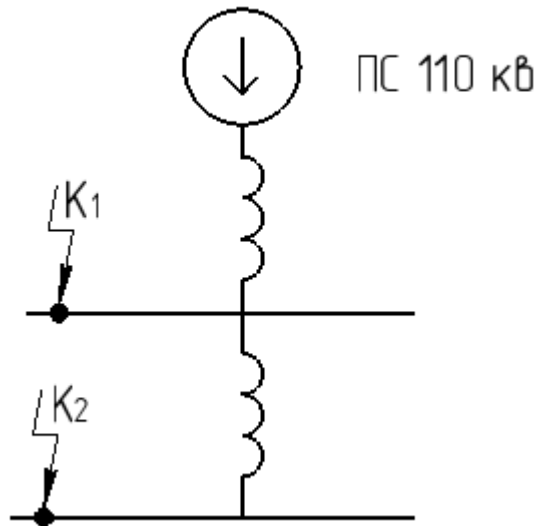


Рисунок 3 – Упрощенная схема для расчета токов короткого замыкания

«Найдем сопротивление системы» [14]:

$$X_c = \frac{U_6}{S_{кз}} = \frac{115^2}{89,5}$$

где U_6 – базисное напряжение.

«Расчет токов КЗ в точке K1 и по формулам» [14]:

«Ток трехфазного КЗ определяется по формуле» [14]:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot X_c}.$$

где X_c – сопротивление системы

«Ток двухфазного КЗ определяется по формуле» [14]:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}.$$

«Ударный ток КЗ определяется по формуле» [14]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot k_y.$$

где k_y —ударный коэффициент

«Расчет токов КЗ в точке К1» [14]:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 148} = 0,45,$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,45 = 0,4,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 1,8 = 1,02.$$

«Далее определяется сопротивление до точки К2 по формуле» [14]:

$$X_{к2} = \frac{6^2}{115^2} + X_c + X_t.$$

«Сопротивление трансформатора определяется по формуле» [14]:

$$X_t = \frac{U_{к.л}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H},$$

$$X_t = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{10} = 0,4.$$

«Сопротивление до точки К2 составит» [14]:

$$X_{к2} = \frac{6^2}{115^2} + 148 + 0,4 = 0,84.$$

«Расчет токов КЗ в точке К2» [14]:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,84} = 4,33,$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,33 = 3,74,$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,74 \cdot 1,8 = 7,9.$$

Результаты расчетов токов КЗ и ударных токов в точке К1 и К2 представлены в таблице 2.

Таблица 2– Расчет трехфазных и ударных токов КЗ

Наименование величин	Расчетные значения
$I_{\text{кз}}^{(3)}$ в точке К1	0,45 кА
$I_{\text{кз}}^{(3)}$ в точке К2	4,33 кА
$i_{\text{уд}}$ в точке К1	1,02 кА
$i_{\text{уд}}$ в точке К2	7,9 кА

Вывод по разделу.

По результатам расчета токов КЗ полученные значения помогут для расчета релейной защиты, а также для выбора проверки другого оборудования такого как:

- выключатели,
- разъединители,
- трансформатор тока.

4 Выбор электрических аппаратов

Правильный выбор электрических аппаратов гарантирует надежность и бесперебойность.

Чтобы подобрать для проектируемой подстанции электрические аппараты требуется расчет токов короткого замыкания и рабочих токов присоединений.

4.1 Выбор высоковольтных выключателей

Расчет высоковольтного выключателя делается на основе полученных расчетов короткого замыкания и ударного тока из раздела 3 $I_{уд} = 0,45 \text{ кА}$, $I_{кз}^{(3)} = 1,02 \text{ кА}$ «для точки К1 данный выключатель устанавливается на стороне высокого напряжения 110»[3].

Замена масляного выключателя МКП-110 на эльгазовый ВГТ-110-40 обусловлена повышением надежности подстанции.

«Выключатель ВГТ-110-40, и его характеристики» [3]:

- «номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{ном} = 2000 \text{ А}$;
- начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $I_{пр.с.} = 102 \text{ кА}$;
- наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $I_{вкл.ном.} = 102 \text{ кА}$;
- начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$;
- номинальный ток отключения $I_{откл} = 40 \text{ кА}$;

- нормированное процентное содержание апериодической составляющей $\beta_{\text{нор}} = 45 \%$;
- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$;
- собственное время отключения выключателя $t_{\text{св}} = 0,03 \text{ с}$;
- полное время отключения выключателя $t_{\text{пв.откл}} = 0,05 \text{ с.}$ »[3].

Расчет выключателя осуществляется в несколько этапов.

«Номинальному напряжению» [9]:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ.}$$

«Номинальному длительному (рабочему) току» [9]:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{раб}} = 52,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; I_{\text{max}} = 73,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$$

«Отключающей способности» [9]:

- «на симметричный ток отключения» [9]:

$$I_{\text{н,т}} = 1,02 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА.}$$

- «на отключение апериодической составляющей тока к. з.» [9]:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

где « $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты; [9]:

$$i_{a.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 40 = 25,46 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,02 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,03}} = 0,53 \text{ кА}.$$

где « $T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания» [9]:

– «Включающей способности» [9]:

$$I_{кз}^{(3)} \leq I_{вкл.ном},$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном},$$

$$I_{кз}^{(3)} = 1,02 \text{ кА} \leq I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{уд} = 0,45 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}.$$

– «Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость» [9]:

$$I_{кз}^{(3)} \leq I_{пр.с},$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с},$$

$$I_{кз}^{(3)} = 1,02 \leq I_{пр.с} = 40 \text{ кА}; i_{уд} = 0,45 \text{ кА} \leq i_{дин} = i_{пр.с} = 102 \text{ кА},$$

– «Тепловому импульсу – на термическую стойкость» [9]:

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

при условии $t_{откл} > t_T$

если $t_{откл} \leq t_T$, то

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

«Время отключения короткого замыкания» [9]:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$$

$$\llcorner B_k = I_{\text{кз}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 1,02^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 0,09 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_k = 0,09 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_T = (40)^2 \cdot 0,06 = 96 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетные и каталожные данные выключателя ВГТ-110-40 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные и каталожные данные выключателя ВГТ-110-40

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 52,5$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 73,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{н,т}} = 1,02 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,02 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{\text{а,т}} = 0,53 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$
$I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,02 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 0,45 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 0,45 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.ном}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$
$B_k = 0,09 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 96 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.выкл}}$

Вывод по разделу.

Выключатель ВГТ-110-40 подходит для замены масляного выключателя типа МКП-110 по определённым причинам, а именно:

- меньший износ контактов по сравнению с масляными;
- нет риска воспламенения масла при аварийных ситуациях или КЗ;
- занимает меньше места и меньше затрат на обслуживание;
- совместим с релейной защитой.

4.2 Выбор трансформаторов тока

«Трансформаторы обеспечивают преобразование переменного тока высокого напряжения в ток, приемлемый для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных устройств и приборов защиты, а также их изолирования от цепей высокого напряжения, что обеспечивает безопасность обслуживающего персонала» [20].

«Для подстанции 110/6 сделаем выбор трансформатора тока на стороне ВН имея значения ударного тока» [20]. $i_{уд} = 7,9 \text{ кА}$ тока КЗ $I_{кз}^{(3)} = 4,33 \text{ кА}$ и «номинальной мощности трансформатора для точки К2» [20].

«Выбираем трансформатор тока класса напряжения 110 кВ ТГ-СВЭЛ-110 данный трансформатор тока с элегазовой изоляцией изготавливаются класса напряжения 110 кВ и предназначены для установки в открытые (ОРУ) или закрытые распределительные устройства (ЗРУ) с заземленной нейтралью.» [20]

«Основные технические параметры трансформатора тока ТГ-СВЭЛ» [20].

- «номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток = от 0 до 3000 А ;
- номинальный вторичный ток $I_2 = 5 \text{ А}$;
- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$;
- номинальная вторичная нагрузка при параметрах $\cos\varphi_2 = 0,8$ $S_2 =$ от 3 до 100 В · А;
- ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 102 \text{ кА}$. » [20].

«Номинальный ток трансформатора выбираем как можно ближе к рабочему току установки: $I_{ном1} = 3000 \text{ А}$ (недогрузка первичной обмотки ведет к росту погрешности)» [7].

«Трансформатор (ТТ) тока выбирается по следующим условиям» [20]:

«Номинальному напряжению $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$ » [20]:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}.$$

«Номинальному длительному (рабочему) току» [10]:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 52,5 \text{ А} \leq I_{1\text{ном}} = 3000 \text{ А}.$$

Чтобы уменьшить погрешность первичной обмотки требуется избежать недогрузки для этого первичный ток должен быть подобен к рабочему току.

«Электродинамической стойкости» [10]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}},$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости трансформатора тока

$$i_{\text{уд}} = 7,9 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}.$$

«Термической стойкости» [10]:

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$$

где $K_{\text{Т}}^2$ – кратность термической стойкости трансформатора тока

$$B_{\text{к}} = I_{\text{кз}}^{(3)2} (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (4,33)^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 1,68 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

«Где $t_{\text{откл}} = 0,06 \text{ А}$ – время отключения короткого замыкания;

$T_{\text{а}}$ – период апериодической составляющей тока ($T_{\text{а}} = 0,03 \text{ с.}$)

$$B_{\text{к}} = 1,68 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = (40)^2 \cdot 3 = 4800 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты расчетов трансформатора тока ТГ-СВЭЛ-110 занесены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТГ-СВЭЛ-110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 52,5 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 7,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 1,68 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 4800 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.выкл}}$

Вывод по разделу.

На основе полученных расчетов можно сделать вывод что данный элегазовый трансформатор тока ТГ-СВЭЛ-110 с элегазовой изоляцией пригоден к установке на подстанцию 110 кВ при частоте 50 Гц и предназначен для передачи приборам измерения информации о полученных значениях и благодаря их изоляции от цепей высокого напряжения дает гарантию безопасности персонала. Стоит отметить что трансформатор тока ТГ-СВЭЛ-110 соответствует по номинальному току и напряжению и проходит демоническую и термическую стойкость при КЗ и сможет выдержать умеренный и холодный климат.

4.3 Выбор разъединителей

Взяв данные из расчета токов КЗ $I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,02 \text{ кА}$, $i_{\text{уд}} = 0,45 \text{ кА}$, для трансформатора сделаем выбор разъединителя

Выбираем РГП-СЭЩ-110/1250 это разъединитель переменного тока наружной установки, со следующими характеристиками:

- «номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$;

- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) номинального кратковременного выдерживаемого тока (амплитудное значение) $i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_T = 31.5 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с.}$ » [16].

«Выбор разъединителя производится при следящих условий» [10].

«Номинальному напряжению $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$ » [10]:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}.$$

«Номинальному длительному (рабочему) току $I_{раб} \leq I_{1ном}$, » [10]:

$$I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А},$$

$$I_{раб} = 52,5 \text{ А} \leq I_{1ном} = 1250 \text{ А}.$$

«Электродинамической стойкости» [10]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}.$$

$$i_{уд} = 0,45 \text{ кА} \leq i_{дин} = i_{пр.с} = 80 \text{ кА}.$$

«Термической стойкости» [10]:

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

$$B_k = I_{кз}^{(3)2} (t_{откл} + T_a) = (1,02)^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 0,09 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

«Где $t_{откл} = 0,06 \text{ А}$ – время отключения короткого замыкания;

T_a – период апериодической составляющей тока ($T_a = 0,03 \text{ с.}$)

$$B_k = 0,09 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (31,5)^2 \cdot 0,06 = 1,89 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты разъединителя занесены в таблицу 5.

Таблица 5 — Расчетные и каталожные данные разъединителя РПП-СЭЩ-110/1250

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 52,5 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 0,45 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 0,09 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 1,89 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.выкл}}$

Вывод по разделу.

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки. разъединители в электрических сетях, которые работают от переменного тока с частотой 50 Гц и напряжением 110 кВ, используются разъединители высокого напряжения с приводами. Эти устройства выполняют несколько важных функций: Они позволяют включать и отключать участки электрической цепи, которые находятся под напряжением, даже если эти участки обесточены. Благодаря заземляющим устройствам, разъединители обеспечивают заземление отключённых участков цепи.

4.4 Выбор и проверка ОПН

Выбор и проверка ОПН. в ЗРУ-6кВ поскольку установленные на данный момент ОПН уже устарели, а их срок годности подходит к концу требуется их замена на более современные аналоги. ОПН выбираются по следующим условиям:

- в сети 6 кВ выбор наибольшего длительного допустимого рабочего напряжение приравнивается к наибольшему рабочему напряжению электрооборудования. по ГОСТ 1516.3–96.

$$U_d \geq U_{нр}.$$

«где U_d – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ.» [8].

« $U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ.» [8].

– пропускная способность тока и выбор разрядного тока для ОПН.

«Номинально разрядный ток — это такой ток, который устройство ОПН может пропускать не повреждаясь. Для подстанции 110/6 с приминаем его равным 10 кА.» [19].

– уровень защиты при коммутационных перенапряжениях.

$$1,2U_{ост, \frac{30}{60}} K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{1 \text{ мин}}.$$

«где $K_{и} = 1,35$ – коэффициент импульса для силового трансформатора (аппаратов)» [8].

« $K_{к} = 0,9$ – коэффициент кумулятивной для силового трансформатора (аппаратов)» [8].

« $U_{1 \text{ мин}}$ – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 3–35 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96» [8].

– грозовая защита при перенапряжениях:

$$U_{ост8/20} \geq 45 \text{ кВ.}$$

«где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мс величиной 10 кА» [8].

– условия взрывобезопасности

$$I_{ост8/20} \geq 1,1 \cdot I_{кз} \text{ кА.}$$

«где $I_{ср.ОПН}$ – ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА» [8].

« $I_{кз}$ – ток трехфазного КЗ, кА.» [8].

– утечка ОПН и его длина

$$L_{у.ОПН} \geq 30 \text{ см.}$$

«где $L_{у.ОПН}$ – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см.» [8].

Проверка параметров нелинейного ограничителя перенапряжений ОПНп-6/7,2/10 УХЛ1 представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка параметров нелинейного ограничителя перенапряжений ОПНп-6/7,2/10 УХЛ1

Параметр ОПН	Расчетные значения параметров ОПН	Значение характеристик ОПН
Номинальное напряжение сети, кВ	6	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7	7,2
Номинальный разрядный ток, кА	9,5	10
Ток пропускной способности при амплитуде испытательного прямоугольного импульса длительностью 2000 мкс, А	250	250
Защита от коммутационных перенапряжений при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А, не более, кВ	18,5	18,5
Защита от грозových перенапряжений при грозевом импульсе 8/20 мкс с амплитудой 5 кА, не более, кВ	22,3	22,3
Энергоемкость ОПН, кДж/кВ	2	2
Длина пути утечки внешней изоляции, см	32	32

Вывод по разделу.

Выполнен выбор основного высоковольтного электротехнического оборудования реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Алексеевская». Для установки на подстанции приняты:

- высоковольтные колонковые элегазовые выключатели марки ВГТ-110 кВ
- разъединители на напряжение 110 кВ с одним и с двумя заземляющими ножами марок РГП-СЭЩ-110-1 и РГП-СЭЩ-110-2
- измерительные трансформаторы тока марки с элегазовой изоляцией марки ТГ-СВЭЛ-110;
- ограничители перенапряжений нелинейные устанавливаемые на стороне 110 кВ подстанции и 6 кВ устанавливаемые в закрытом распределительном устройстве подстанции «Алексеевская»

Итогом раздела стал выбор оптимального оборудования подстанции «Алексеевская». Все выбранное оборудование соответствует климатическим характеристикам региона расположения реконструируемой подстанции.

5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Чтобы рассчитать мощность трансформатора составим общую картину нагрузки на подстанцию.

- освещение от 5 до 10 кВт.;
- отопление и вентиляция от 10 до 20 кВт.;
- зарядное устройство АКБ от 3 до 5 кВт.;
- релейная защита и автоматика, связь от 5 до 10 кВт.;
- приводы выключателей от 5 до 10 кВт.;
- прочие нагрузки от 5 до 10 кВт.

В результате получится при сложении всей нагрузки 65 кВт.

$$S_{\text{ТСН}} \geq k_c \cdot S_{\text{осн}} = 0,8 \cdot 65 = 52 \text{ кВА.}$$

«где k_c – коэффициент спроса;

$S_{\text{осн}}$ – мощность, расходуемая на собственные нужды ПС» [17].

Выбираем два трансформатора собственных нужд типа ТСЗ-63/6/0,4 с запасом мощности 15-20 процентов.

Характеристики ТСЗ-63/6/0.4:

- «мощность, кВА. 63;
- номинальное напряжение, кВ. 10(6)/0,4;
- схемы соединения обмоток У/Ун-0, Д/Ун-11;
- потери холостого хода, кВт. 0,33;
- потери короткого замыкания, кВт. 0,82;
- напряжение короткого замыкания, %. 2,1;
- ток холостого хода, % 1.5;
- длина, мм 955;
- ширина, мм 770;
- высота, мм 1092;
- полная масса, кг 61» [17].

Вывод по разделу.

Благодаря выбранному трансформатору собственных нужд на подстанции будет электроснабжение всех необходим систем что в свою очередь приведет к правильной работе оборудования. «Трансформаторы ТСЗ предназначены для преобразования электрической энергии в электросетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц. Трансформаторы ТСЗ устанавливаются в промышленных помещениях и общественных зданиях, где необходимы к которым повышенные требования: пожаробезопасности, взрывозащищенности, экологической чистоты. Трансформаторы выпускаются в исполнении со степенью защиты IP21. Против перегрева трансформаторы защищены тепловой позисторной защитой, встроенной в обмотку низшего напряжения и выведенной на клеммы теплового реле. Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, в химически активной, взрывоопасной, содержащей пыль окружающей среде.» [17].

6 Релейная защита и автоматика

Основные задачи релейной защиты — это отключение таких видов аварий как:

- короткие замыкания,
- перегрузки,
- повреждение изоляции,
- локализация аварий, то есть отключение повреждённого участка минимизируя зону аварии предотвращения распространения аварий на всю сеть.

Релейная защита является основным защитным механизмом от перегрузок и токах короткого замыкания на подстанциях поэтому для каждого вида оборудования выберем БМРЗ.

- «для трансформаторов ПС 110/6 кВ – БМРЗ-152;
- для фидеров 6 кВ – БМРЗ-142;
- для ТСН – БМРЗ-112;
- для АВР и секционирования – БМРЗ-132» [1].

6.1 Расчет общих уставок

Расчет общих уставок релейной защиты выполняется для обеспечения 4 важных категорий

- селективности,
- чувствительности,
- быстродействия.

«Рассчитаем первичные токи сторон защищаемого силового трансформатора определяются по выражению» [13]:

$$I_{\text{ном.перв.вн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2\text{А},$$

$$I_{\text{ном.перв.нн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 274,93 \text{ А.}$$

«Где $U_{\text{ном.ср}}$ – номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН, либо напряжение при среднем значении оптимального диапазона регулирования РПН» [13].

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

«Соответственно, коэффициенты трансформации трансформатора тока» [4]:

$$KI_{\text{ВН}} = \frac{50}{5} = 10,$$

$$KI_{\text{НН}} = \frac{300}{5} = 60.$$

«где KI – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны» [13].

«Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора, производится по выражению» [13]:

$$I_{\text{ном.втор.нн}} = \frac{I_{\text{ном.перв.вн}} \cdot k_{\text{сх}}}{KI_{\text{ВН}}} = \frac{50,2 \cdot 1}{10} = 5,02,$$

$$I_{\text{ном.втор.нн}} = \frac{I_{\text{ном.перв.вн}} \cdot k_{\text{сх}}}{KI_{\text{НН}}} = \frac{274,93 \cdot \sqrt{3}}{60} = 7,937.$$

«Электрическое соединение измерительных трансформаторов тока сторон ВН и НН – всегда в звезду. Это позволяет уменьшить нагрузку на измерительные трансформаторы тока (ТТ), а также обеспечивает корректную работу устройства» [4].

Расчет уставок представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.перв.}}$	50.2	274,93
Коэффициент трансформации трансформатора тока	KI	50 / 5	300 / 5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y,	Y	(V/V)
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном.втор.}}$	5,02	7,937
Принятые значения уставок	«I _{баз} » диапазон уставок: (1,01 – 10,00) А	4,184	4,582

Вывод по разделу.

Подведем итог в данном разделе был выполнен расчет уставок для обеспечения надежной селективной и быстрой работы защитных устройств. Полученные значения для уставок ВН и НН по току на сторонах защищаемого трансформатора, соответствуют его номинальной мощности и равны $I_{\text{баз ВН}} = 5,02$, $I_{\text{баз НН}} = 7,937$.

6.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Дифференциальная защита с торможением (ДТ-2) - это очень чувствительная защита, используемая для силовых трансформаторов, генераторов и шин. Ее основным преимуществом является способность надежно срабатывать при внутренних повреждениях, но не реагировать на внешние короткие замыкания, сильное намагничивание и токи небаланса.

«Значение $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора» [13]:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}}.$$

«где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2» [13];

« $I_{\text{нб расч}}$ – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора» [13].

«Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих» [13]:

$$I_{\text{нб расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}},$$

$$I_{\text{нб расч}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28 \text{ о. е.},$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} = 1,2 \cdot 0,28 = 0,336.$$

«где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим» [13];

« $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0» [13];

« ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,05 для 5Р, 0,1 для 10Р» [13];

« $\Delta f_{\text{добав}}$ – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора» [13].

«Произведем расчет коэффициента снижения тормозного тока» [13]:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб расч}}} = \sqrt{1 - 0,28} = 0,85.$$

«где $I_{\text{торм}}$ – Коэффициент торможения» [13].

«Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению» [13]:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = 100K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб расч}}}{\sqrt{1 - I_{\text{нб расч}}}},$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \frac{0,28}{0,85} = 39,529.$$

«где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2» [13].

«Первая точка излома тормозной характеристики (проекция точки «В» на ось X вычисляется в устройстве автоматически и равна» [13]:

$$\frac{I_{\text{Т1}}}{I_{\text{баз}}} = \left(\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \right) \cdot \frac{100}{K_{\text{торм}}} = 0,336 \cdot \frac{100}{39,529\%} = 0,85.$$

Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2) представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в о.е)	$I_{\text{нб расч}}$	$I_{\text{нб расч}}$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} I_{\text{нб расч}}$	0,336
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки: (0,3 – 1,0) $I_{\text{баз}}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{снт.}}$	0,85
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{торм.}}$	39,6
Принятое значение уставки коэффициента торможения	« $K_{\text{торм.чувст. \%}}$ » диапазон уставки (10 – 100) %	40
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т2}}/I_{\text{ном}}$ » диапазон уставки (1,0 – 2,0) $I_{\text{ном}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	« $I_{\text{д2}}/I_{\text{ном}}$ » диапазон уставки (0,06 – 0,20)	0,15
Принятое значение уставки блокировки по пятой гармонике	« $I_{\text{д5}}/I_{\text{ном}}$ » диапазон уставки (0,10 – 0,50)	0,3

Вывод по разделу.

Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2), данный является ключевым этапом настройки защит силовых трансформаторов, который в свою очередь поможет избежать аварийных ситуаций.

6.3 Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

Дифференциальное отключение по токовые отсечки (ДЗТ-1) - это быстродействующая защита без торможения, применяемая как дополнение к базовой дифференциальной защите (ДЗТ-2). Ее основная задача - немедленно отключиться в случае серьезных внутренних повреждений, когда ток короткого замыкания значительно превышает номинальный ток.

«Для обеспечения отстройки от БНТ необходимо выполнение условия $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$ » [13]:

«Отсечка реагирует как на первую гармонику дифференциального тока, так и на мгновенные значение этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2,5 \cdot I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$. Выполнение условия автоматически обеспечивает недействие дифференциальной отсечки по мгновенному значению при БНТ.» [13]:

«Расчетное выражение для отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ» [11]:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кз.вн.макс.}}$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04) \cdot I_{\text{кз.вн.макс.}} = 10,441,$$

$$I_{\text{кз.вн.макс.}} = I_{\text{кз.внеш.нн}} \cdot 10^3 \frac{35}{110} = 2299 \text{ А},$$

$$I_{\text{кз.вн.макс.}} = \frac{I_{\text{кз нн}}}{I_{\text{ном.перв.нн}}} = 18,318 \text{ о. е.}$$

$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$ условие выполняется.

Результаты расчетов представлены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне НН, А	$I_{\text{кз.вн.макс.}}$	2299
Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е.)	$I_{\text{кз.вн.макс.}}$	18,318
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ, А	$I_{\text{нб}}$	10,441
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	6,0
Принятое значение уставки	« $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки (4,00 – 30,0) $I_{\text{баз}}$	6,0

Вывод по разделу.

Расчет уставок релейной защиты это важный процесс для обеспечения надежной и безопасной работы электроэнергетического оборудования для подстанции 110/6. В ходе выполнения расчетов были определены оптимальные параметры срабатывания защитных устройств, которые учитывают 4 важных категории, а именно:

- селективность, где защита отключает только повреждённый участок, а не всю линию исключая возможность каскадное развитие аварий;
- чувствительность, учитывая коэффициенты чувствительности $\geq 1,5$ –2 защиты срабатывают даже если повреждение не значительное; токи внутренних и внешних КЗ ввелись в учет;
- быстродействие мгновенное отключение при тяжелых КЗ;
- защита от ложных срабатываний для этого сделан учет бросков намагничивания трансформаторов, пусковых токов двигателей.

7 Молниезащита и заземление подстанции

«Система заземления технической установки должна обеспечивать передачу на землю постоянных токов или токов короткого замыкания без превышения пределов оборудования и эксплуатации и без нарушения непрерывности обслуживания» [23].

Заземление одна из важнейших сторон защиты персонала и целью этого раздела будет расчет заземляющего устройства.

Время отключения аварийного события:

$$\tau = t_{сз} + t_{0,в} = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ (с)}$$

где « $t_{сз}$ – Время срабатывания релейной защиты» [11].

« $t_{0,в} = 4\text{м}$ – Время отключения выключателя.» [11].

«Для значения времени отключения аварийного события $\tau = 0,03 \text{ (с)}$ наибольшее допустимое напряжение прикосновения 500 В. » [11].

«Коэффициент напряжения прикосновения рассчитывается по формуле» [11]:

$$K_{пр} = \frac{M \cdot \beta}{\frac{l_B \cdot L_r}{\alpha \cdot \sqrt{S}}}$$

где « M – коэффициент, зависящий от плотности грунта (при $\rho = 1$, $M = 0,5$);» [11].

« $l_B = 4\text{м}$ – длина вертикального заземлителя;» [11].

« $L_r = 400\text{м}$ – длина горизонтального заземлителя;» [11].

« $a = 9 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями;» [11].

« $S = 1800\text{м}^2$ – площадь заземляющего устройства;» [11].

« β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q (1000 Ом) и сопротивлению растекания тока от ступени R_c (для чернозема – $30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$); » [11].

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 30} = 0,97.$$

$$K_{\text{пр}} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{4 \cdot 400}{9 \cdot \sqrt{1800}} \right)} = 0,16.$$

«Найдем напряжение на заземлителе» [11]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{доп}}}{K_{\text{пр}}},$$

$$U_3 = \frac{500}{0,16} = 3125 \text{ (В)}.$$

где $U_{\text{доп.пр}} = 500 \text{ В}$

«Полученное значение напряжения на заземлителе удовлетворяет условию $U_3 = 3125 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ » [11].

«Найдем сопротивление заземляющего устройства» [11]:

$$R_{\text{з,доп}} = \frac{U_3}{I^{(1,1)}} = \frac{3125}{1900} = 1,65 \text{ Ом}.$$

где $I^{(1,1)}$ — ток замыкания на землю.

«Устройство заземлителя представим в виде квадратной модели сторона которой равна» [11]:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1800} = 42,42 \text{ м}.$$

«Число ячеек по стороне квадрата» [11]:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{400}{2 \cdot 42,42} - 1 = 4.$$

«Рассчитаем длину полос в расчетной модели» [11]:

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 42,42 \cdot (4 + 1) = 42,42 \text{ м.}$$

«Длина стороны ячейки» [11]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{42,42}{4} = 10,6 \text{ м.}$$

«Количество вертикальных заземлителей, располагающихся по контуру равно» [11]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_B} = \frac{42,42 \cdot 4}{4} = 42.$$

«Общая длина вертикальных заземлителей» [11]:

$$L_B = l_B \cdot n_B = 4 \cdot 42 = 168 \text{ м.}$$

«Общая глубина погружения вертикальных электродов» [11]:

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,7}{42,42} = 0,11 \geq 0,1.$$

«Тогда при» [11]:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,444 - 0,84 \times 0,11 = 0,04.$$

$$\text{где } 0,1 \leq \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [11]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_B + L_r} = 0,04 + \frac{235,2}{42,42} + \frac{235,2}{168 + 400} = 0,635 \text{ Ом.}$$

$$\text{где } \rho_3 = 1,4 \cdot 168 = 235,2$$

«Полученное значение сопротивления сложного заземлителя удовлетворяет условию $R_3 = 0,635 \text{ Ом} \leq R_{3\text{доп}} = 1,65 \text{ Ом}$

«Напряжение прикосновения равно» [11]:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot I^{(1,1)} \cdot R_3 = 0,26 \cdot 1900 \cdot 0,74 = 365,56 \text{ В.}$$

«Значение напряжения прикосновения получилось меньше максимального допустимого напряжения прикосновения» [11].

$$U_{\text{пр}} = 365,56 \text{ В} \leq U_{\text{прдоп}} = 400 \text{ В.}$$

Вывод по разделу.

Итогом расчетов стали следующие результаты – напряжение прикосновения $365,56 \text{ В} \leq 400$ данные значения входят в допустимые, вертикальные заземлители 42 шт., длина вертикальных заземлителей 168 м, сопротивление заземления 0,635 Ом.

На подстанции требуется устанавливать специальные устройства такие как молниеотводы они способны гарантировать безопасность зданиям и сооружениям от молний.

«Существует два основных типа молниеотводов: стержневые и тросовые. Первые предназначены для защиты зданий от прямых ударов молнии, в то время как вторые обеспечивают безопасность линий электропередачи» [21].

Для расчета потребуется исходные данные:

- стержневой молниеотвод ПМ-110-1;
- высота 30 м.;
- расстояние между молниеотводами 34 м;
- максимальный ток 100 кА;

«Высота зоны начала действия защиты молниеотвода h_0 » [12].

$$h_0 = 0,92 \cdot h,$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 30 = 27\text{м.}$$

«Определим зону защиты для защищаемой высоты h_x » [12].

«Радиусы зон защиты составят» [12]:

$$r_x = 1,5 \cdot h - 1,63 \cdot h_x,$$

$$r_x = 1,5 \cdot 30 - 1,63 \cdot 17 = 17,29.$$

Далее определяется минимальная высота зоны защиты двойного стержневого молниеотвода согласно формуле» [12]:

$$h_c = h_0 - 0,14 \cdot (L - h).$$

«Расчёт параметров, h_c r_{cx} для молниеотводов №1, №2» [12].

$$h_c = 27 - 0,14 \cdot (34 - 30) = 22,44,$$

$$r_c = 1,5 \cdot h.$$

$$r_c = 1,5 \cdot 30 = 45,$$

$$r_{cx} = r_{cx} \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c},$$

$$r_{cx} = 45 \cdot \frac{22 - 17}{22} = 10,27.$$

выполним проверку:

$$A \leq r_x \cdot 2,$$

$$34 \leq 17,29 \cdot 2.$$

где A - это расстояние между молниеотводами, м.

Вывод по разделу.

Проведя расчеты молниезащиты, которые является одним не мало важным этапом для обеспечения стабильной и бесперебойной работы энергообъектов, выполнив проверку расчетов на этапе проектирования видим, что вся площадь подстанции полностью защищена, расчет значений $h_c r_{cx}$ для молниеотводов позволит расположить оборудование так чтобы оно было защищено от такого вида угроз как:

- защита оборудования от прямых ударов молнии;
- предотвращение пробоя изоляции при перегрузках;
- обеспечение безопасности персонала;
- выход из строя релейной защиты из-за ложных срабатываний.

На подстанции установлены 4 штуки молниеотводов типа ПМ-110-1, которые устанавливаются прямо в грунт, без применения закладного фундамента.

Заключение

В выпускной квалифицированной работе по теме реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «Алексеевская» с применением цифровых устройств релейной защиты выполнен тщательный выбор по замене устаревшего оборудования на более совершенное. В результате это значительно повышается надежность и работа энергосистемы.

В 1 разделе рассмотрена сама комплектация, а также нынешнее состояние подстанции 110/6 кВ «Алексеевская», а именно ее место нахождения нынешнее состояние самой подстанции, а также год введения ее в эксплуатацию компанией Россети филиал ПАО «МРСК Волга Мордовэнерго».

В 2 разделе проведена комплексная проверка технического состояния трансформаторов ТДН мощностью 10000/110 установленных на подстанции 110/6 кВ и на данный момент трансформаторы работают в нормальном режиме работы и не требует замены.

В 3 разделе произведен расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников которое улучшит работу всей подстанции и предотвратят повреждение оборудования.

В 4 разделе выполнен выбор основного высоковольтного электротехнического оборудования реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Алексеевская». Для установки на подстанции приняты:

- высоковольтные колонковые элегазовые выключатели марки ВГТ-110 кВ
- разъединители на напряжение 110 кВ с одним и с двумя заземляющими ножами марок РГП-СЭЩ-110-1 и РГП-СЭЩ-110-2
- измерительные трансформаторы тока марки с элегазовой изоляцией марки ТГ-СВЭЛ-110;

- ограничители перенапряжений нелинейные устанавливаемые на стороне 110 кВ подстанции и 6 кВ устанавливаемые в закрытом распределительном устройстве подстанции «Алексеевская»

Итогом раздела стал выбор оптимального оборудования подстанции «Алексеевская». Все выбранное оборудование соответствует климатическим характеристикам региона расположения реконструируемой подстанции.

В 5 разделе был подобран трансформатор собственных нужд ТСЗ-63/6/0,4 который обеспечит питание нагрузок освещения подстанции, отопления помещений для персонала, также трансформатор собственных нужд питает релейную защиту и автоматику.

В 6 разделе выполнен расчет релейной защиты и автоматики, и принята установка микропроцессорных терминалов релейной защиты. Для трансформатора 110/6 кВ – БМРЗ-152. Для фидеров 6 кВ – БМРЗ-142. Для ТСН – БМРЗ-112. Для АВР и секционирования – БМРЗ-132. Устройства БМРЗ необходимы для подстанции поскольку они могут ликвидировать последствия послеаварийных ситуаций, организовать резервирование электропитания для бесперебойной работы оборудования, и в свою очередь проводить регистрацию данных об аварийных процессах, которые позволяют получить информацию и быстро выявить причину неисправностей.

В 7 разделе, который является заключительной частью, выполнен расчет заземления для защиты персонала на подстанции от шагового напряжения. Правильный расчет заземления приводит к снижению разности потенциалов до безопасного уровня, после расчета заземления был выполнен расчет молниезащиты и установлены молниеприемники типа ПМ110-1. Молниеприемник типа ПМ110-1 - это стальная опора для подстанции с напряжением 110 кВ., которая принимает на себя разряд молнии и отводит его в контур заземления распределяя ток молнии по всему контуру и предотвращая тем самым поражение молнией оборудования открытого распределительного устройства.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ [Электронный ресурс]. URL: <https://rzaproject.ru/BMRZ-152-KL-01.pdf> (дата обращения 08.05.2025).
2. Высоковольтные масляные выключатели [Электронный ресурс]. URL: <https://iweb.vyatsu.ru/document/material/27/ЭЧС.%20Высоковольтные%20масляные%20выключатели.pdf> (дата обращения 20.05.2025).
3. Выключатель ВГТ-110 [Электронный ресурс] URL: <https://psz-spb.ru/vysokovoltное-oborudovanie/gazonapolnenное-oborudovanie/vyklyuchateli/vgt-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-kolonkovyy-trehpolyusное-odnopolyusное-ispolnenie/> (дата обращения 16.05.2025).
4. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2019. 39 с.
5. Закрытые распределительные устройства область применения здания [Электронный ресурс]. URL: <https://ktzkurgan.ru/info/zakrytye-raspredelitelnye-ustroystva-zru/> (дата обращения 01.05.2025).
6. Закрытые распределительные устройства обще подстанционные пункты управления Комплектные модульные здания [Электронный ресурс]. URL: <https://energyland.info/files/library/052012/20404445ff1a1a17b606a11c96384382.pdf> (дата обращения 29.05.2025).
7. Замена трансформаторов [Электронный ресурс] URL: <https://energo-trest.ru/informatsiya/modernizatsiia-silovyykh-transformatorov/> (дата обращения 11.05.2025).
8. Ограничитель перенапряжения ОПНп-6/7,2/10 УХЛ1 [Электронный ресурс] URL: <https://asenergi.ru/catalog/ustroystva-zaschity/opnp-6/opnp-6-7-2-10-uhl1.htm> (дата обращения 19.05.2025).
9. Проектирование понизительной подстанции с применением цифровых технологий [Электронный ресурс] URL:

[/ochnoe_otdelenie_Proektirovanie_ponizitelnoi_774_podstantsii_s_primeneniem_t_sifrovyykh_tekhnologii_774_25_god.pdf](#) (дата обращения 15.03.2025).

10.Проектирование части понизительной подстанции [Электронный ресурс] URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/14145/1/ChernenkoYuV_1-52-19_Z.pdf (дата обращения 03.05.2025).

11. Расчет заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше [Электронный ресурс] URL: <https://poznayka.org/s80801t1.html> (дата обращения 21.05.2025).

12. Расчет молниезащитных сооружений для зданий и зон [Электронный ресурс].URL:https://study.urfu.ru/Aid/Publication/9023/1/Baryushev_Myshnikov_Fetisov.pdf (дата обращения 09.05.2025).

13. Расчет релейной защиты и автоматики для ПС [Электронный ресурс]. URL:http://elib.osu.ru/bitstream/123456789/12958/1/116143_20200113.pdf (дата обращения 26.04.2025).

14. Расчет токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов [Электронный ресурс] URL: <https://rep.bsatu.by/bitstream/doc/10798/1/raschet-tokov-korotkogo-zamykaniya-i-vybor-ehlektricheskikh-apparato> (дата обращения 14.05.2025).

15. Расчет токов КЗ на землю в распределительных сетях [Электронный ресурс] URL: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/raschet_tokov_korotkih_zamykaniy_i_zamykaniy_na_zemlyu_v_raspredelitelnyh_setyah.pdf (дата обращения 10.05.2025).

16. Разъединитель переменного тока РГП-СЭЩ 110кВ [Электронный ресурс] URL: <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/rgp110.pdf> (дата обращения 18.05.2025).

17 ТСЗ-63/6/0,4 - трансформатор сухой, трехфазный, двух обмоточный. Трансформаторы ТСЗ выпускаются в кожухе [Электронный ресурс] URL: <https://rustrans.ntrt.ru/price/product/109952?ysclid=mav87808a613471411>(дата

обращения 23.05.2025).

18. Трансформатор ТДН-10000/110 (силовой двух обмоточный трехфазный) характеристики [Электронный ресурс] URL: <https://powertrans.nt-rt.ru/images/manuals/tdn-10000-110.pdf?ysclid=mb54x1j5it470969503> (дата обращения 13.05.2025).

19. Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/566/71h1jrl5ogqvicing0ymdtiedw4bmlj3.pdf> (дата обращения 01.03.2025).

20. Элегазовый трансформатор тока ТГ-СВЭЛ-110 Назначение и условия [Электронный ресурс] URL: <https://svel.ru/catalog/vysokovoltnaya-apparatura/elegazovye-transformatory-toka/tg-svel-110/?yscl> (дата обращения 17.05.2025).

21. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.

22. Development of 3-phase fault detection, protection, and automation application with the present of DG in AC power system using GOOSE protocol [Electronic resource].

URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024035138> (дата обращения 07.05.2025).

23. Safety performance evaluation of typical grounding configurations of MV/LV distribution substations [Electronic resource]. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779617301633> (дата обращения 07.04.2025).

24. L.G. Hewitson, Mark Brown and Ramesh Balakrishnan. Practical Power System Protection, 2015. 207 p.

25. Research on Coordinated Development and Optimization of Distribution Networks at All Levels in Distributed Power Energy Engineering [Electronic resource]. URL:

https://www.researchgate.net/publication/370547661_Research_on_Coordinated_

Development_and_Optimization_of_Distribution_Networks_at_All_Levels_in_Di
stributed_Power_Energy_Engineering (дата обращения 06.05.2025).