

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 Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ Хомутово

Обучающийся

Д.С. Исаев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Г. Сорокин

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

Тольятти 2024

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа 48 страниц, 11 рисунков, 7 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: электрическая часть, подстанция, реконструкция, мероприятия, оборудование, нагрузка, ток, надежность, безопасность.

Актуальность темы: электрическая часть подстанции 110/10 кВ «Хомутово» к настоящему времени уже критически изношена. Увеличиваются вынужденные перерывы электроснабжения потребителей ввиду простоев оборудования из-за внеплановых ремонтно-восстановительных работ, также значительно повышены соответствующие финансовые и трудовые затраты. Основная часть электрооборудования также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования электрической части недопустимо снижен. Электрические нагрузки потребителей к настоящему времени существенно выросли, ввиду чего действующее оборудование уже не соответствует требованиям по некоторым техническим параметрам.

Объект исследования: подстанция переменного тока 110/10 кВ «Хомутово».

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: проведение реконструкции электрической части подстанции с целью обеспечения ее надежной и безопасной работы.

Рассмотрены характеристики электрических нагрузок, обосновано проведение реконструкции электрической части. Согласно актуальным нагрузкам выбрано и проверено по эксплуатационным режимам новое современно электрооборудование. Выполнена оценка экономической эффективности проведения реконструкции.

## Содержание

Введение .....	4
1 Общее описание подстанции, характеристики электрических нагрузок. Обоснование проведения реконструкции .....	7
2 Разработка предложений по реконструкции электрической части подстанции .....	9
2.1 Проверка достаточности номинальной мощности силовых трансформаторов .....	9
2.2 Выбор силовых трансформаторов .....	10
2.3 Определение токов короткого замыкания .....	12
2.4 Выбор и проверка электрооборудования .....	16
2.5 Реконструкция релейной защиты и автоматики .....	28
2.6 Расчет контура заземления .....	37
3 Оценка экономической эффективности проведения реконструкции .....	42
Заключение .....	46
Список используемых источников .....	47

## Введение

Электрические подстанции (ПС) – это совокупность оборудования, предназначенного для преобразования напряжения, распределения электроэнергии и связи между различными электрическими сетями. Они играют важную роль в системе передачи электроэнергии от электростанций к потребителям. Состав электрической подстанции включает основные преобразовательные агрегаты (трансформаторы, выпрямители, инверторы и преобразователи частоты), распределительные устройства высокого и низкого напряжения, коммутационную аппаратуру, системы защиты и автоматики, систему заземления и вспомогательные устройства. Подстанции могут располагаться на открытых площадках, в закрытых помещениях, под землёй и на опорах. В зависимости от места и способа присоединения к электрической сети различают узловые, проходные, ответвительные и концевые подстанции. ПС обеспечивают стабильность и надёжность электроснабжения, а также позволяют эффективно использовать ресурсы и снижать затраты на производство и передачу электроэнергии.

По мере эксплуатации электрооборудование (ЭО) электрической части ПС и его составные элементы постепенно изнашиваются, ввиду чего нарушается его нормальная работа и повышаются технико-эксплуатационные риски, финансовые и трудовые затраты на внеплановые ремонты и дополнительные работы по обслуживанию, проверке и наладке. Также это приводит к вынужденным перерывам электроснабжения потребителей и увеличению профессиональных рисков для эксплуатационного и прочего персонала подстанций. По мере накопления уровня износа и истечения сроков заявленного паспортного ресурса электрооборудование должно быть своевременно заменено на новое, несоблюдение этого условия чревато аварийными ситуациями, порчей дорогостоящего оборудования, травматизмом, значительными экономическими убытками и трудовыми издержками, а также другими

существенными негативными последствиями. Также длительная эксплуатация ЭО неизбежно приводит к его технологическому устареванию. Требования к технико-эксплуатационным параметрам ЭО постоянно ужесточаются и устаревшее оборудование, как правило, не может удовлетворять актуальным требованиям в полной мере. Замена ЭО на новые современные аналоги позволяет устранить эту проблему и обеспечить требуемые технико-эксплуатационные характеристики. Величины электрических нагрузок ПС, их характер и состав, с течением времени, чаще всего, существенно изменяются ввиду ввода в эксплуатацию новых электроприемников и установки дополнительного энергоемкого оборудования и т.д. В этом случае замена ЭО электрической части ПС обязательна в случае несоответствия параметров действующего ЭО актуальным возросшим нагрузкам.

В современном мире энергетика развивается быстрыми темпами, и одной из актуальных проблем является замена устаревшего оборудования на подстанциях. Устаревшее оборудование продолжает работать, но его функциональные возможности уже не соответствуют потребностям населения и растущей нагрузке на электрические сети. Реконструкция подстанций подразумевает замену или восстановление морально устаревшего оборудования с целью повышения технологических показателей и надежности систем. Этот процесс включает установку нового оборудования, такого как трансформаторы, высоковольтные выключатели, секционные выключатели, комплектные распределительные устройства и прочего ЭО. Преимущества замены устаревшего оборудования на подстанциях очевидны. Во-первых, это повышение пропускной способности ПС, что позволяет удовлетворить растущие потребности сети в энергообеспечении. Во-вторых, улучшение функционала релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающее более точные измерения, сигнализацию и учёт энергоресурсов. Замена устаревшего оборудования на ПС – это необходимый процесс, который позволяет повысить технологические

показатели, надёжность систем и удовлетворить растущие потребности населения, предприятий и страны в целом.

Актуальность темы: электрическая часть подстанции 110/10 кВ «Хомутово» к настоящему времени уже критически изношена. Увеличиваются вынужденные перерывы электроснабжения потребителей ввиду простоев оборудования из-за внеплановых ремонтно-восстановительных работ, также значительно повышены соответствующие финансовые и трудовые затраты. Основная часть электрооборудования (например, масляные выключатели, вентильные разрядники и т.д.) также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования электрической части ПС недопустимо снижен. Электрические нагрузки потребителей к настоящему времени существенно выросли, ввиду чего действующее ЭО, с учетом дальнейшего перспективного роста нагрузок, уже не соответствует требованиям по некоторым техническим параметрам. Актуальность проведения реконструкции электрической части подстанции очевидна, предложенные мероприятия также могут быть применены для реконструкции и модернизации других аналогичных ПС в составе различных энергосистем.

Объект исследования: подстанция переменного тока 110/10 кВ «Хомутово».

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: проведение реконструкции электрической части подстанции с целью обеспечения ее надежной и безопасной работы.

Практическая значимость работы заключается в последующем проведении реконструкции электрической части на ПС 110/10 кВ «Хомутово», что позволит эксплуатировать подстанции далее в штатном режиме и обеспечить надежное электроснабжение потребителей.

## **1 Общее описание подстанции, характеристики электрических нагрузок. Обоснование проведения реконструкции**

Понизительная подстанция 110/10 кВ «Хомутово» представляет собой важный элемент электрической сети ПАО «Россети Московский регион», предназначенный для преобразования и распределения электроэнергии. Она состоит из нескольких компонентов:

- силовые трансформаторы, это основные элементы, которые преобразуют напряжение с 110 кВ до 10 кВ;
- распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), это система, которая обеспечивает распределение электроэнергии между силовыми трансформаторами и подключение к линии 110 кВ;
- распределительное устройство низкого напряжения (РУНН), это система, которая распределяет электроэнергию между потребителями и обеспечивает связь с другими ПС и линиями электропередачи (ЛЭП);
- устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), это системы, которые обеспечивают безопасность работы подстанции и предотвращают аварии;
- система учёта электроэнергии, это комплекс приборов, который позволяет контролировать потребление электроэнергии и вести учёт переданной мощности.

Электрические нагрузки ПС включают трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ и распределительные пункты (РП) 10 кВ промышленных предприятий и жилых районов. Конечными потребителями электроэнергии являются высоковольтные электроприемники промышленных предприятий (мощные асинхронные и синхронные электродвигатели, электродуговые печи и т.д.), а также электроприемники напряжением питания до 1 кВ (промышленное электрооборудование, бытовые приборы, освещение и т.д.).

Отмечается постоянный рост электрических нагрузок ввиду расширения инфраструктуры потребителей и ввода в эксплуатацию новых электроприемников (ЭП).

Действующая однолинейная схема подстанции приведена на листе 1 графической части.

Электрическая часть ПС эксплуатируется с 1991 года и, к настоящему времени, уже критически изношена. Увеличиваются вынужденные перерывы электроснабжения потребителей ввиду простоев оборудования из-за внеплановых ремонтно-восстановительных работ, также значительно повышены соответствующие финансовые и трудовые затраты. Основная часть электрооборудования (например, масляные выключатели, вентильные разрядники и т.д.) также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования электрической части подстанции недопустимо снижен. Электрические нагрузки потребителей к настоящему времени существенно выросли, ввиду чего действующее электрооборудование, с учетом дальнейшего перспективного роста нагрузок, уже не соответствует требованиям по некоторым техническим параметрам. Ввиду указанных причин, проведение реконструкции электрической части подстанции является обоснованным, ее проведение позволит эксплуатировать подстанции далее в штатном режиме и обеспечить надежное электроснабжение потребителей, с учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок.

Выводы.

ПС 110/10 кВ «Хомутово» представляет собой важный элемент электрической сети ПАО «Россети Московский регион», проведение реконструкции электрической части подстанции является обоснованным ввиду критического износа и устаревания оборудования, а также несоответствия его характеристик актуальным и перспективным электрическим нагрузкам.



## 2 Разработка предложений по реконструкции электрической части подстанции

### 2.1 Проверка достаточности номинальной мощности силовых трансформаторов

Проверка силовых трансформаторов по номинальной мощности – важный этап обеспечения надёжности и безопасности работы электрической сети. Для проверки достаточности номинальной мощности необходимо сравнить фактическую нагрузку трансформатора с его номинальной мощностью [4]. Если нагрузка превышает номинальную мощность, требуется провести дополнительные расчёты и мероприятия для обеспечения безопасной работы трансформатора. Проверка достаточности номинальной мощности силовых трансформаторов позволяет своевременно выявить возможные проблемы и принять меры для обеспечения надёжной работы электрической сети [2].

«Согласно требованиям ПУЭ по надёжности электроснабжения потребителей, на ПС устанавливается два силовых трансформатора, необходимая номинальная мощность:

$$S_t \geq K_{з.н.} \cdot S_{\max}, \quad (1)$$

где  $K_{з.н.}$  – нормативный коэффициент загрузки;

$S_{\max}$  – максимальная нагрузка потребителей, кВА.

Полная нагрузка ПС:

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

где  $P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$  – максимумы нагрузок, кВт (квар).

Для рассматриваемой ПС:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{22169,1^2 + 7452,8^2} = 23388,3 \text{ кВА.}$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 16000 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 23388,3 = 16372 \text{ кВА.}$$

Действующие трансформаторы ТРДН-16000/110 имеют недостаточную мощность, при отключении одного трансформатора приходится отключать часть нагрузки третьей категории надежности» [11].

## **2.2 Выбор силовых трансформаторов**

Выбор силовых трансформаторов при проведении реконструкции на ПС – важный аспект проектирования и эксплуатации электрических систем. Он зависит от множества факторов, включая первичное напряжение, вторичное напряжение, количество фаз и частоту, нагрузку в кВА, место установки и график нагрузки. При выборе силовых трансформаторов необходимо учитывать категорию надёжности электроснабжения потребителей, перегрузочную способность трансформаторов и область эксплуатации ПС. Номинальная мощность выбирается исходя из условия допустимой максимальной перегрузки не более 140 % в аварийном режиме ПС, при отключении одного силового трансформатора [16]. Количество силовых трансформаторов выбирается в зависимости от требований к надёжности электроснабжения и возможных перегрузок. При необходимости использования двух трансформаторов их мощность должна быть идентичной. При выборе силового трансформатора необходимо учитывать

все вышеперечисленные факторы, чтобы обеспечить надёжную и эффективную работу электрической части ПС.

«С учетом требуемого резерва мощности, перспективная нагрузка ПС:

$$S'_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{рез}}, \quad (3)$$

где  $S_{\text{рез}}$  – резерв мощности, кВА.

$$S'_{\text{макс}} = 23388,3 + 9000 = 32388,3 \text{ кВА},$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 32388,3 = 22672 \text{ кВА}.$$

Выбираются трансформаторы ТРДН-25000/110, номинальная мощность будет достаточна для надежного беспереывного питания всех потребителей во всех режимах работы, силовые трансформаторы не будут перегреваться.

В аварийном режиме перегрузка составит:

$$K_n = \frac{S'_{\text{макс}}}{S_m}, \quad (4)$$

$$K_n = \frac{32388,3}{25000} = 1,3 = 130 \text{ \%}.$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %» [8].

Структура условного обозначения ТРДН-25000/110 указывает на то, что это трансформатор с расщеплённой обмоткой низшего напряжения, охлаждением с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, регулированием напряжения под нагрузкой и номинальной мощностью 25000 кВА.

Внешний вид трансформатора показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Трансформатор ТРДН-25000/110

Итого на ПС при проведении реконструкции будут установлены новые силовые трансформаторы марки ТРДН-25000/110, что позволит эксплуатировать подстанцию далее в штатном режиме и обеспечить надежное электроснабжение потребителей, с учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок.

### **2.3 Определение токов короткого замыкания**

Токи короткого замыкания являются важным параметром для оценки надёжности и безопасности работы электроэнергетической системы. Расчёт токов короткого замыкания в электрической части ПС необходим для решения различных задач, таких как проектирование и настройка устройств релейной защиты и автоматики, выбор электрооборудования. При расчёте токов КЗ учитываются параметры элементов электрической сети, такие как энергосистема, ЛЭП, трансформаторы, автотрансформаторы, токоограничивающие реакторы. Определение токов КЗ на подстанции

является важной задачей для обеспечения надёжной и безопасной работы электроэнергетической системы, а также для оптимизации работы оборудования и систем защиты. С учетом результатов расчетов будет выбрано и проверено новое оборудование электрической части рассматриваемой подстанции.

«Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 2.

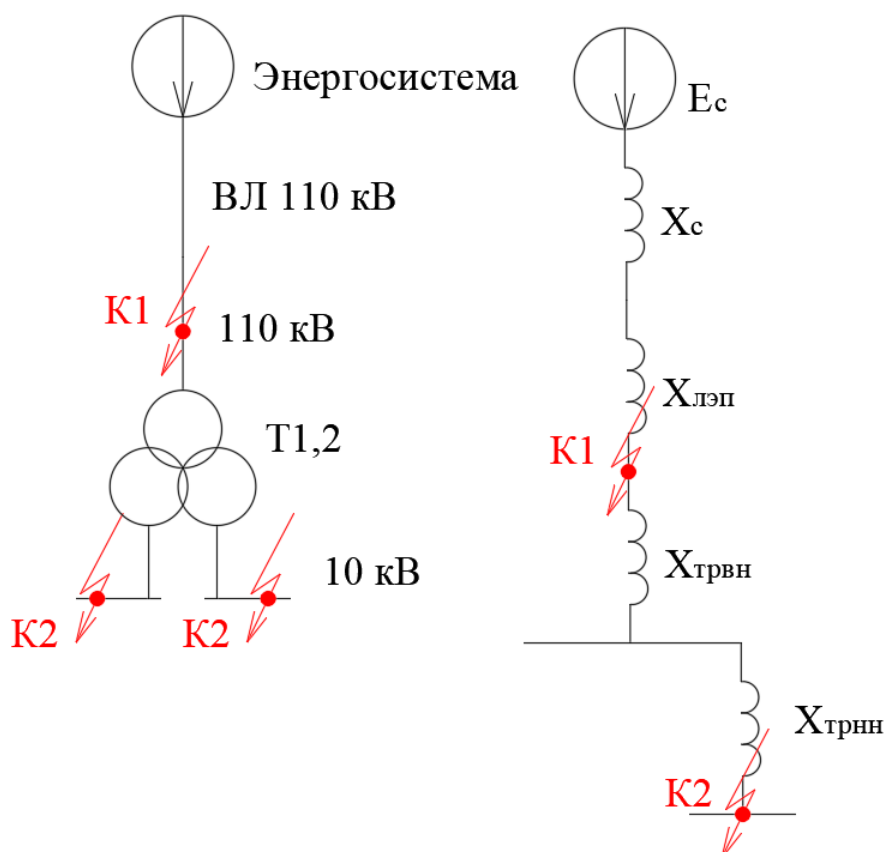


Рисунок 2 – Расчетные схемы токов КЗ

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (5)$$

где  $E_c$  – напряжение КЗ, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_V = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (6)$$

где  $T_a$  – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_V = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_K'', \quad (7)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (8)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (9)$$

где  $U_K$  – напряжение КЗ, %;

$U_H$  – напряжение ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность, МВА» [17].

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

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2, \quad (10)$$

$$X_{ТРНН} = 55,545 \cdot (10,5 / 115)^2 = 0,463 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (11)$$

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

$L$  – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 12,8 = 5,683 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_6^2}{S_K}, \quad (12)$$

где  $S_K$  – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_C = 115^2 / 4105 = 3,222 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (5-8):

$$I_{K1}^* = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,683 + 3,222)} = 7,46 \text{ кА},$$

$$K_{V1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{V1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,46 = 19,19 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,46 = 6,46 \text{ кА}.$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 1» [17].

Таблица 1 – Токи КЗ

Участок КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА
шины 110 кВ (К1)	7,46	19,19	6,46
шины 10 кВ (К2)	5,33	13,80	4,61

Далее выбирается новое современное ЭО.

## 2.4 Выбор и проверка электрооборудования

Замена масляных выключателей на вакуумные – это общемировая тенденция, связанная с обновлением коммутационного оборудования. Масляные выключатели морально и физически устарели, они небезопасны, требуют обслуживания и имеют ограниченный коммутационный ресурс. Вакуумные выключатели обладают рядом преимуществ: долговечность, безопасность, большой коммутационный ресурс, взрыво- и пожаробезопасность [15]. Они работают в широком температурном диапазоне, экологичны и потребляют мало энергии. Замена масляных выключателей на вакуумные позволяет повысить надёжность и безопасность распределительных систем подстанций, сократить эксплуатационные издержки и улучшить качество электроснабжения конечных потребителей.

Действующие масляные выключатели будут заменены на современные вакуумные, отечественного производства.

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А},$$

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

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



$I_k$  – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{np.c} \geq i_y, \text{ кА},$$

где  $i_{np.c}$  – предельный сквозной ток, кА.

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

где  $I_m$  – ток термической стойкости, кА;

$t_m$  – время протекания тока, с;

$B_k$  – тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (13)$$

где  $t_{откл}$  – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{p.з.} + t_{откл.B}, \text{ с}, \quad (14)$$

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

$t_{откл.B}$  – время отключения выключателя, с.

Наибольший рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (15)$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА» [14].

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

Будут установлены выключатели ВБП-110/2000, проверка в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	2000	183,7
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	31,5	7,46
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3200	166,8
$i_{дин}, \text{кА}$	80	19,19

Внешний вид ВБП-110/2000 показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель 110 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1010 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВВ/TEL-10, проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{ном}, \text{А}$	1600 (630)	1010 (398,4)
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	20	5,33
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	85,1
$i_{дин}, \text{кА}$	40	13,8

«Внешний вид выключателя ВВ/TEL-10 показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.макс.},$$

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

$$i_{дин} \geq i_{у.}$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 4» [20].

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	1000	183,7
$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	166,8
$i_{дин}, \text{кА}$	40	19,19

В современном мире развитие технологий и повышение требований к безопасности и надёжности электросетей приводят к замене устаревших разрядников на более современные и эффективные ограничители перенапряжений (ОПН), которые имеют более высокую нелинейность вольтамперной характеристики, что обеспечивает стабильность и безопасность работы электросетей [12]. Это снижает вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с перенапряжениями. Эффективность. ОПН обладают большей эффективностью по сравнению с разрядниками, так как они способны ограничивать широкий спектр перенапряжений. Это повышает надёжность и стабильность работы электрооборудования. ОПН имеют более длительный срок службы, что позволяет снизить затраты на обслуживание и замену оборудования. ОПН изготавливаются из современных материалов, что делает их экологически безопасными и не наносит вреда окружающей среде. Замена разрядников позволяет снизить затраты на обслуживание и ремонт электрооборудования, а также повысить его надёжность и безопасность [6].

Будут установлены ОПНп-110/88/10/450 и ОПНп-10/11-10/400. Проверка в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
	$U_{ном}, \text{кВ}$	110	10	110
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	166,8	85,1
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	19,19	13,8

Трансформаторы тока и напряжения.

«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:

$$(k_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (16)$$

$$i_{дин} = k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н} \geq i_y, \quad (17)$$

где  $k_{терм}$ ,  $k_{дин}$  – кратности стойкости;

$I_{1н}$  – номинальный ток ТТ, кА» [13].

Принимаются элегазовые трансформаторы тока ТОГФ-110-200/5,  
проверка:

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

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

$$(250 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 166,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 87,67 \text{ кА} > 19,19 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}}, \quad (18)$$

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (19)$$

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

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

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

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (20)$$

где  $S_{\text{приб.}}$ ,  $I_{\text{приб.}}$  – 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%» [18].

Элегазовые измерительные трансформаторы тока 110 кВ играют важную роль в обеспечении передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты, сигнализации, управления и автоматики.

«Внешний вид ТТ – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформаторы тока ТОГФ-110

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М, проверка:

$$U_{н.амт.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ},$$
$$I_{1н.} = 1500 \text{ (500) А} \geq I_{раб.мах.} = 1010 \text{ (398,4) А},$$
$$(55 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 56719 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 85,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 148 \text{ кА} > 13,8 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (18-20):

$$Z_{приб.} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$
$$Z_{пров.} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом},$$
$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [7].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаются ТН марки ЗНОГ-110 и НАМИ-10, внешний вид показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения



Проверка ТН» [7]:

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 52 \text{ ВА},$$

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 29 \text{ ВА}.$$

Основным преимуществом выбранных элегазовых измерительных трансформаторов является использование элегаза в качестве изолирующей и теплоотводящей среды. Это обеспечивает безопасность и надёжность работы оборудования. Кроме того, заполнение элегазом через клапан и установка предохранительной мембраны позволяют избежать аварийных ситуаций. Эксплуатация элегазовых трансформаторов требует соблюдения определённых стандартов и рекомендаций, таких как соответствие требованиям ГОСТ 1983–2001, МЭК 60044–2 и техническим условиям 1БП 759.001 ТУ. Элегазовые измерительные трансформаторы являются надёжным и эффективным оборудованием для передачи сигнала измерительной информации на подстанциях открытого типа. Соблюдение стандартов и рекомендаций при их эксплуатации и обслуживании обеспечивает безопасность и стабильность работы всей системы электроснабжения [10].

Для сокращения расхода энергии и повышения эффективности работы оборудования на ПС необходимо использовать энергоэффективные ТСН. Такие трансформаторы имеют более высокую эффективность и потребляют меньше электроэнергии, что позволяет снизить потери и уменьшить нагрузку на сеть.

Актуальное пиковое потребление СН составляет 112,4 кВА.

«Требуемая номинальная мощность ТСН, по (1):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 112,4 = 78,68 \text{ кВА.}$$

Принимается два энергосберегающих ТСН марки ТМГ12/100, внешний вид показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор ТМГ12

Проверка ТСН по перегрузке, по (4):

$$K_n = \frac{112,4}{100} = 1,12 < 1,4$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %.

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1010 \text{ А}$$

Выбираются КРУ марки КРУ-СВЭЛ на ток до 1600 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры). Внешний вид КРУ – на рисунке 9» [18].



Рисунок 9 – Ячейка КРУ марки КРУ-СВЭЛ

Защита выбранного электрооборудования будет обеспечиваться современными микропроцессорными терминалами РЗА. Действующая электромеханическая РЗА будет заменена на микропроцессорную, что обеспечит повышение быстродействия, надежности и эксплуатационной безопасности.

## 2.5 Реконструкция релейной защиты и автоматики

Микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) стали активно внедряться в энергетику около 15 лет назад. Они планомерно замещают традиционные электромеханические и статические реле, используя компьютерные технологии на базе процессоров. Преимущества МУРЗ включают компактный размер, удобное управление через сенсорный экран и дисплей, а также возможность реализации дополнительных функций, таких как регистрация аварийных состояний, опережение отключения синхронных потребителей и дальнейшее резервирование. Микропроцессорные системы релейной защиты продолжают развиваться и улучшаться. Их надёжность постепенно повышается, а статистика свидетельствует о более высокой надёжности по сравнению с электромеханическими реле.

«Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БМРЗ-ТД-02, защита фидеров 10 кВ – терминалами БМРЗ-101-Д-КЛ-01, внешний вид – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

РЗ силовых трансформаторов.

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

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (21)$$

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

$I_{НОМ.ТТ}$  – первичный ток ТТ, А» [1].

Для выбранных ТТ:

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

$$0,1 \cdot 721,7 < 1500 < 2,5 \cdot 721,7 = 1804 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (22)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{н.м.}}, \quad (23)$$

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

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (24)$$

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

$$X_{л} = 0,444 \cdot 12,8 = 5,683 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*л} = 5,683 / 585,6 = 0,0097 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (25)$$

где  $K_1 = 1,1..1,15$  – коэффициент насыщения стали.

$$X_* = 0,0097 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1986 \text{ о.е.,}$$

$$X = 0,1986 \cdot 585,6 = 116,29 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (26)$$

где  $A$  – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 116,29} = 1180,72 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{TT} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{BH.TT}}, \quad (27)$$

$$K_{TT} = \frac{1180,72}{\sqrt{2} \cdot 200} = 4,18 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (28)$$

где  $R_{\kappa}$  – сопротивление кабеля, Ом;

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

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (29)$$

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

$S_{\kappa}$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>» [3].

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

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

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

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

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (30)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (31)$$

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

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (32)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,18 = 5,85 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (33)$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,46 = 6,26 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения.

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

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (34)$$

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

$I_{ном}$  – первичный ток ВН, А.

$$1180,72 / 131,2 = 9,0 > 8$$

Используется традиционное торможение» [3].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{сз} > 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (35)$$

где  $\varepsilon$  – погрешность ТТ;



$K_{пер}$  – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рег}$  – диапазон РПН.

$$I_{C3} > 1,1 \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (36)$$

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left( \min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (37)$$

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

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (38)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$  – коэффициент броска тока намагничивания.

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

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

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%» [3].

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Максимальная токовая защита трансформатора – это один из основных методов защиты электрических сетей от перегрузок и коротких замыканий. Принцип работы МТЗ заключается в сравнении величины тока в контролируемой цепи с заданным значением уставки. Если ток превышает уставку, срабатывает реле и отключает трансформатор от сети. МТЗ обладает рядом преимуществ: простота и надёжность конструкции, быстрое срабатывание при возникновении аварийных ситуаций и возможность настройки под различные условия эксплуатации. В целом, максимальная токовая защита трансформатора является эффективным и надёжным способом защиты электрических сетей от перегрузок и коротких замыканий. Ее применение позволяет обеспечить безопасность и стабильность работы электрооборудования, а также предотвратить возможные аварии и повреждения.

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (39)$$

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

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3} , \quad (40)$$

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{131,2}{7456} = 0,0176$$

По кривой зависимости находим  $K_{C3} = 1,18$ » [9].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 131,2 = 182,2 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (41)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата.

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

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (42)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (43)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (44)$$

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

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [3]:

$$k_{\chi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (45)$$

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

$$I_{C3} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (46)$$

где  $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки;

$k_B$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_C$  – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (47)$$

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

$L$  – длина КЛ, км» [1].

Для фидеров 1-1 и 1-2, по (42-47):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,199 = 0,996 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 398,4 = 553,07 \text{ А,}$$

$$I_{CP} = 553,07 \cdot \frac{1}{500/5} = 5,53 \text{ А,}$$

$$k_q = \frac{4189}{553,07} = 7,6 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,47 \cdot 2,75 = 4,04 \text{ А,}$$

$$I_{C.3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 4,04 = 12,13 \text{ А.}$$

Расчет РЗ фидеров – в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет РЗ

Фидеры 10 кВ, №	Iсз ТО, кА	Iср МТЗ, А	Кч(МТЗ)	Iсз ЗНЗ, А
1-1,1-2	0,996	5,53	7,6	12,13
2-1,2-2	0,977	6,78	7,8	12,52
3-1,3-2	0,74	10,27	10,2	5,24

Уставки защит задаются программно.

## 2.6 Расчет контура заземления

Заземление подстанции играет ключевую роль в обеспечении безопасности и стабильности работы электрической сети. Контур заземления состоит из вертикальных электродов, соединённых с горизонтальным заземлителем. Основные требования к заземлению трансформаторных подстанций указаны в ПУЭ (Правилах устройства электроустановок). Заземление играет важную роль в обеспечении безопасности и электромагнитной совместимости (ЭМС) на подстанции. В последние годы, с развитием микропроцессорной техники и увеличением числа помех, создаваемых силовым оборудованием, заземляющая система стала одним из

ключевых факторов для стабильной работы высоковольтного оборудования подстанции и низковольтной техники. Реконструкция заземления подстанции проводится в случаях, когда существующая система не соответствует требованиям ЭМС или при наличии повреждений, вызванных коррозией, сбоями в работе автоматики и поражениями людей и животных. Таким образом, реконструкция заземления ПС направлена на улучшение ЭМС и повышение безопасности работы оборудования, что способствует стабильному функционированию всей системы и минимизации возможных сбоев и отказов.

Действующее заземляющее устройство (ЗУ) критически повреждено коррозией и будет заменено на новое. «В сети 110 кВ максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используется контурное ЗУ. Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) – полоса 50×5 мм.

Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (48)$$

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

$K_c$  – коэффициент сезонности.

$$\rho_{pв} = 300 \cdot 1,1 = 330 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{pг} = 300 \cdot 1,4 = 420 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (49)$$

где  $l$  – длина электрода, м;

$d$  – приведенный диаметр, м;

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

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (50)$$

где  $b$  – ширина уголка, м» [5].

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{огэ}} = \frac{330}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 23,91 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огэ}} / R_{\text{н}}, \quad (51)$$

где  $R_{\text{н}}$  – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

$$n' = 23,91 / 0,5 \approx 48 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (52)$$

где  $a$  – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (53)$$

где  $l_{\text{пер}}$  – периметр территории, м.

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

$$a = 160 / 48 = 3,33 \text{ м},$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 3,33 \cdot 48 = 167,8 \text{ м}.$$

План ЗУ после реконструкции показан на рисунке 11.

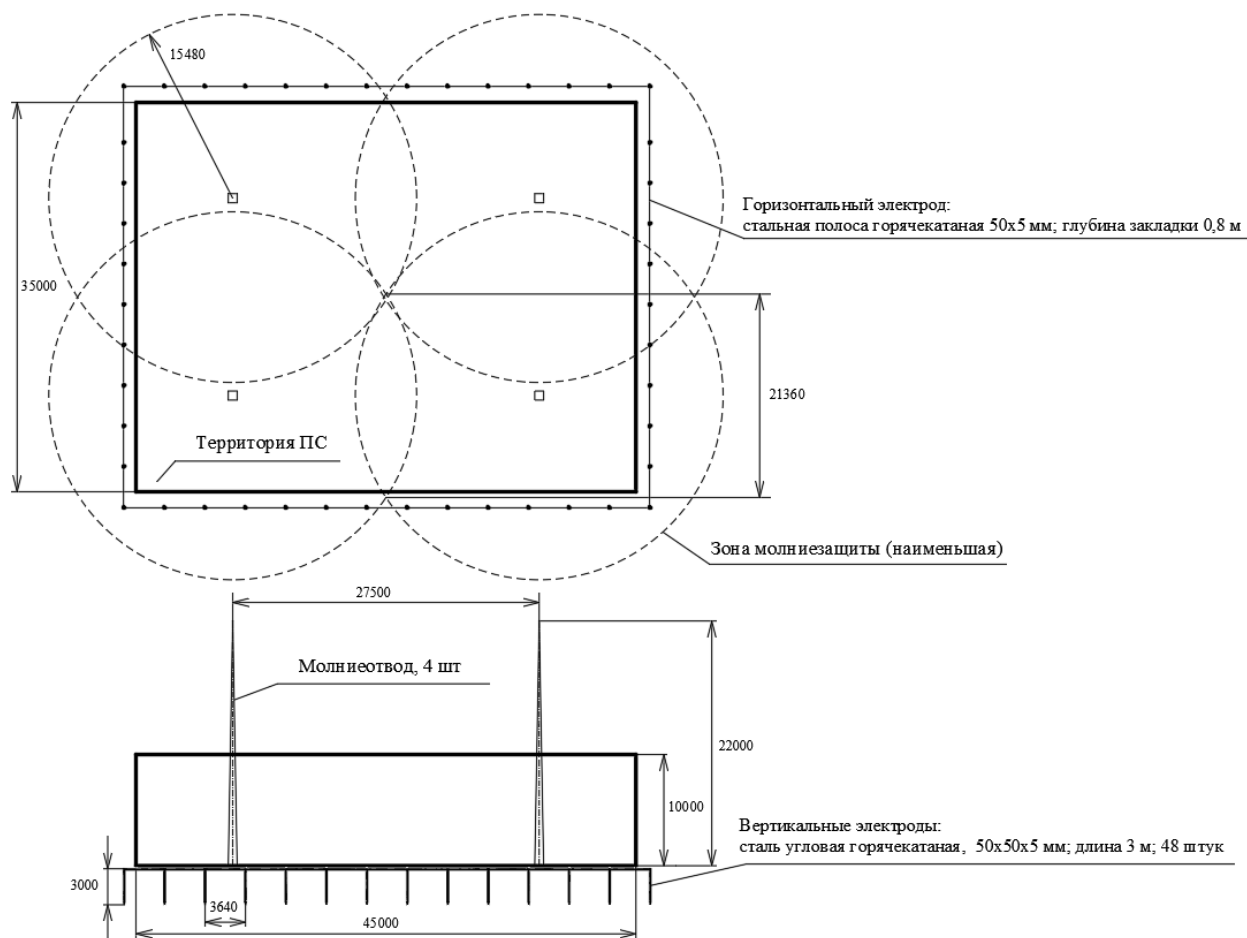


Рисунок 11 – План заземляющего устройства после реконструкции

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{эз}} = \frac{\rho_{\text{пг}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (54)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (55)$$

где  $b$  – ширина полосы, м.

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

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



$$R_{23} = \frac{420}{2 \cdot 3,14 \cdot 167,8} \cdot \ln \left( \frac{167,8^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,298 \text{ Ом.}$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{069} \cdot R_{23}}{R_{069} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2}, \quad (56)$$

где  $\eta_6, \eta_2$  – коэффициенты использования электродов» [5].

$$R_{zp} = \frac{23,91 \cdot 0,298}{23,91 \cdot 0,39 \cdot 48 + 0,298 \cdot 0,23} = 0,406 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Выводы.

С учетом актуальных электрических нагрузок потребителей, для замены действующего изношенного и технологически устаревшего ЭО, выбрано современное надежное оборудование электрической части подстанции, отечественного производства. Установка новых силовых трансформаторов позволит обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей. Замена масляных выключателей на вакуумные улучшит условия коммутации, повысит быстродействие РЗА. Замена разрядников на ОПН повысит уровень защиты от перенапряжений. Внедрение микропроцессорной РЗА обеспечит надежную защиту оборудования и безопасную эксплуатацию ПС. Реконструкция заземления подстанции проводится ввиду несоответствия требованиям ЭМС, наличия повреждений, вызванных коррозией, сбояв в работе автоматики и поражении персонала, а также недопустимо высокого сопротивления действующего заземляющего устройства. Спроектирован новый контур заземления, с учетом всех технических требований.

### 3 Оценка экономической эффективности проведения реконструкции

Экономическую эффективность проведения реконструкции целесообразно оценить, определив годовой экономический эффект и ожидаемый срок окупаемости [19].

«Определяется стоимость ЭО по всем типам:

$$C = C_{eo} \cdot n, \quad (57)$$

где  $C_{eo}$  – стоимость единицы, тыс.руб.;

$n$  – число единиц, шт (м).

Для силовых трансформаторов:

$$C = 16210 \cdot 2 = 32420 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость ЭО:

$$\sum C = C_1 + C_2 + \dots C_i, \quad (58)$$

$$\sum C = 32420 + 242,8 + \dots 50,5 = 78047,42 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются дополнительные расходы. Например, транспортные расходы (5% от стоимости ЭО):

$$C_{mp} = 0,05 \cdot \sum C, \quad (59)$$

$$C_{mp} = 0,05 \cdot 78047,42 = 3902,37 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет сметной стоимости проекта сведен в таблицу 7» [19].

Таблица 7 – Расчет сметной стоимости проекта

Оборудование	Кол-во, шт (м)	Цена ед., тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
ВБП-110/2000	3	3450	10350,0
ВВ/TEL-10/1600	6	324	1944,0
ВВ/TEL-10/630	10	284	2840,0
РНДЗ-110/1000	10	220,7	2207,0
ЗОН-110	2	94,6	189,2
РВ-10/400	20	32,4	648,0
ТРДН-25000/110	2	16210	32420,0
ТОГФ-110/200	18	574,8	10346,4
ТПЛ-10М/1500	18	84,6	1522,8
ТПЛ-10М/200...500	60	71,4	4284,0
ТЗЛМ-10	10	31,4	314,0
ЗНОГ-110	2	1050	2100,0
НАМИ-10	4	107	428,0
КРУ-СВЭЛ	20	302,7	6054,0
ОПНП-110/56/10/400	2	62,8	125,6
ОПНП-110/88/10/450	6	71,9	431,4
ОПНП-10/11-10/400	48	5,12	245,8
ТМГ12-100/10	2	121,4	242,8
БМРЗ-ТД-02	2	154	308,0
БМРЗ-101-Д-КЛ-01	10	78	780,0
Сталь угловая 50x50 мм	154	0,611	94,09
Сталь полосовая 50x5 мм	168	0,301	50,57
КВВГнг-LS 5x4	210	0,58	121,8
Стоимость оборудования (СО)			78047,42
Транспортные расходы (5% от СО)			3902,37
Складские расходы (0,5% от СО)			390,24
Стоимость монтажных работ (20 % от СО)			15609,48
Стоимость тары и упаковки (6% от СО)			4682,85
Сметная прибыль 20%			18731,38
Итого			121363,74

Дополнительные расходы на эксплуатацию, ремонт и ТО действующего заменяемого ЭО, ввиду технологического устаревания и износа, составляют, в среднем, 32506,28 тыс.руб./год.

«Амортизационные отчисления (АО) для заменяемого ЭО после реконструкции:

$$O_{ам} = n_{ам} \cdot C_{о.ф.}, \quad (60)$$

где  $n_{ам}$  – норма АО, %;

$C_{о.ф.}$  – стоимость основных фондов ЭО данного типа, тыс. руб.

Для силового ЭО, кабелей и элементов ЗУ:

$$O_{ам.сил.ЭО} = 0,07 \cdot 120949,39 = 8466,46 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$O_{ам.каб.} = 0,024 \cdot 189,4 = 4,55 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$O_{ам.сил.ЭО} = 0,056 \cdot 224,95 = 12,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

Итого АО составят:

$$O_{ам} = 8466,46 + 4,55 + 12,6 = 8483,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

Экономия АО после реконструкции:

$$\Delta O_{ам} = O_{ам1} - O_{ам}, \quad (61)$$

где  $O_{ам1}$  – АО для заменяемого ЭО, тыс. руб./год.

$$\Delta O_{ам} = 17542,45 - 8483,6 = 9058,85 \text{ тыс. руб./год}$$

Экономический эффект:

$$\mathcal{E} = P_{\text{дон}} + \Delta O_{\text{ам}}, \quad (62)$$

где  $P_{\text{дон}}$  – дополнительные среднегодовые расходы на эксплуатацию, ремонт и ТО действующего заменяемого ЭО, ввиду технологического устаревания и износа, тыс.руб./год.

$$\mathcal{E} = 32506,28 + 9058,85 = 41565,13 \text{ тыс. руб./год}$$

Прогнозируемый срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum C_{\text{см}}}{\mathcal{E}}, \quad (63)$$

где  $\sum C_{\text{см}}$  – сметная стоимость проекта, тыс. руб.» [19].

$$T_{\text{ок}} = \frac{121363,74}{41565,13} \approx 2,92 \text{ года}$$

Выводы.

Сметная стоимость проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Хомутово» составила 121363,74 тыс. руб. при приблизительном годовом экономическом эффекте 41565,13 тыс. руб./год и ожидаемом сроке окупаемости около 2,92 лет. Можно отметить, что, несмотря на значительные капитальные вложения на стартовом этапе реализации, проект является экономически очень выгодным ввиду значительного годового экономического эффекта и малого срока окупаемости, который существенно меньше нормативного значения 6,7 года для электроэнергетики. Реализация проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Хомутово» оправдана с экономической точки зрения.

## Заключение

Подстанция 110/10 кВ «Хомутово» представляет собой важный элемент электрической сети ПАО «Россети Московский регион», проведение реконструкции электрической части подстанции является обоснованным ввиду критического износа и устаревания оборудования, а также несоответствия его характеристик актуальным и перспективным электрическим нагрузкам.

С учетом актуальных электрических нагрузок потребителей, для замены действующего изношенного и технологически устаревшего ЭО, выбрано современное надежное оборудование электрической части подстанции, отечественного производства. При проведении реконструкции будут установлены новые силовые трансформаторы марки ТРДН-25000/110, что позволит эксплуатировать подстанцию далее в штатном режиме и обеспечить надежное электроснабжение потребителей, с учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок. Замена масляных выключателей на вакуумные улучшит условия коммутации, повысит быстродействие РЗА. Замена разрядников на ОПН повысит уровень защиты от перенапряжений. Защита выбранного электрооборудования будет обеспечиваться современными микропроцессорными терминалами РЗА. Действующая электромеханическая РЗА будет заменена на микропроцессорную, что обеспечит повышение быстродействия, надежности и эксплуатационной безопасности. Внедрение микропроцессорной РЗА обеспечит надежную защиту оборудования и безопасную эксплуатацию ПС. Сметная стоимость проекта реконструкции составила 121363,74 тыс. руб. при приблизительном годовом экономическом эффекте 41565,13 тыс. руб./год и ожидаемом сроке окупаемости около 2,92 лет. Проект является экономически выгодным ввиду значительного годового экономического эффекта и малого срока окупаемости. Реализация проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Хомутово» оправдана с экономической точки зрения.

## Список используемых источников

1. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
2. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
3. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 28.04.2024).
5. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
6. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
7. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
8. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
9. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
10. Лакомов И. В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 с.
11. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.

12. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
13. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
14. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
15. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
16. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
18. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
19. Ушакова Е. О. Экономика : учебное пособие. Новосибирск : СГУГиТ, 2022. 64 с.
20. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.