

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

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

Обучающийся

И.О. Алёшкин
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа 49 страниц, 11 рисунков, 6 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: проектирование, электрическая часть, подстанция, оборудование, нагрузка, ток, надежность.

Актуальность темы. Из-за существенного недостатка электроэнергии в сети напряжением 10 кВ на участке энергетической системы запланировано строительство и подключение к электросети новой трансформаторной подстанции класса напряжения 110/10 кВ. Эта мера позволит удовлетворить увеличивающиеся энергетические запросы региона и обеспечить надежное энергоснабжение новых промышленных объектов, планируемых к возведению, а также даст возможность уже существующим производственным предприятиям расширить производство посредством внедрения нового энергопотребляющего оборудования. Обеспечение высокого качества и надежности электрооборудования подстанции является необходимым условием для ее успешной работы, что подчеркивает важность данной темы.

Проведен выбор электрической схемы подстанции и оборудования электрической части. Рассмотрена релейная защита и автоматика, выбраны терминалы защиты, определены требуемые уставки. Выполнен расчет заземления и молниезащиты.

Содержание

Введение	4
1 Описание объекта проектирования	5
2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции	6
3 Выбор электрической схемы подстанции и оборудования электрической части.....	10
4 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока.....	26
5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции	30
6 Расчет заземления и молниезащиты.....	39
Заключение	46
Список используемых источников	48

Введение

Электрооборудование подстанций представляет собой наиболее важную составляющую их конструкции, включающую основные устройства, отвечающие за важнейшие операции преобразования электрической энергии и ее дальнейшего перераспределения. Качественная и надежная работа электрической части (ЭЧ) обуславливает эффективную и бесперебойную работу всей ПС в составе энергосистемы, а также надежное снабжение потребителей электрической энергией.

Актуальность темы. Ввиду острого дефицита электрической мощности в сети 10 кВ на участке энергосистемы, планируется постройка и присоединение к электрической сети новой дополнительной подстанции 110/10 кВ. Это обеспечит растущие потребности региона в снабжении потребителей электроэнергией. Новые промышленные предприятия будут построены и обеспечены питанием электричеством в достаточной мере, также действующие предприятия получают возможность нарастить объемы производства путем установки дополнительного энергоемкого промышленного оборудования.

Объект исследования: подстанция 110/10 кВ «Октябрьская».

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: обеспечение надежной и безопасной работы подстанции.

Задачи работы:

- выбрать электрическую схему подстанции;
- выбрать основное оборудование ЭЧ подстанции;
- рассчитать рабочие и аварийные режимы сети;
- выполнить проверку оборудования по допустимым параметрам.

Практическая значимость работы. Ввод в эксплуатацию подстанции, надежная и безопасная работа ее электрической части покроют имеющийся дефицит электрической мощности на участке энергосистемы региона, что обеспечит его дальнейшее эффективное развитие.

1 Описание объекта проектирования

Согласно заданию на выпускную квалификационную работу, на ПС будет установлено два силовых трансформатора (СТ) марки ТРДН-16000-110/10, электрические нагрузки относятся к первой и второй категориям надежности электроснабжения [15]. Тип подстанции – концевая.

Подстанция получает электроэнергию через две линии напряжением 110 кВ, ПС обеспечивает питанием промышленный сектор, население и коммунальное хозяйство данного региона. Проект электрического оснащения подстанции «Октябрьская» базируется на комплексе требований и нормативов, включённых в технические условия, где определены ее главные характеристики и конструктивные особенности. При разработке проекта особое значение придаётся использованию мощных силовых трансформаторов типа ТРДН-16000/110 с расщепленными вторичными обмотками. Согласно местоположению в энергетической инфраструктуре, подстанция «Октябрьская» спроектирована как концевая. Нагрузка ПС относится ко второй категории надежности, также имеется нагрузка первой категории, не допускающая перерывов электроснабжения, это необходимо учитывать при выборе числа силовых трансформаторов и выборе схем распределительных устройств.

Выводы.

Рассматриваемая ПС является типовой понизительной подстанцией 110/10 кВ переменного тока. На подстанции будут установлены два силовых трансформатора типа ТРДН-16000-110/10. Подключаемые потребители имеют первую и вторую категорию надёжности энергоснабжения. Вид подстанции – концевая.

С учетом паспортных параметров устанавливаемых СТ необходимо рассчитать токи короткого замыкания (КЗ) в ЭЧ и выбрать ее основное оборудование.

2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции

Токи короткого замыкания (ТКЗ) представляют собой одно из самых серьезных и опасных явлений в электрических системах, включая подстанции. Токи КЗ могут вызвать серьезные последствия для электрической части подстанций:

- вызвать перегрев, механические повреждения и разрушение изоляции трансформаторов, выключателей и других компонентов подстанции;
- привести к возгоранию, что создает угрозу не только для оборудования, но и для окружающей среды и персонала;
- снижение надежности системы, КЗ может привести к отключению оборудования и нарушению работы всей энергосистемы, что в свою очередь может вызвать перебои в электроснабжении для конечных потребителей.

При выполнении расчета токов короткого замыкания на подстанциях акцентируется внимание на аварийный режим эксплуатации, при котором из двух силовых трансформаторов работает лишь один. В такой ситуации наблюдаются наибольшие величины токов КЗ на стороне напряжения 110 кВ и 10 кВ. Следовательно, расчетная схема включает такие основные точки КЗ:

- точка К1 – на выводах высоковольтного ввода мощностью 110 кВ силового трансформатора подстанции;
- точки К2 и К3 – на выводах низкого напряжения 10 кВ силового трансформатора.

В связи с рассмотренными особенностями ТКЗ и их влиянием на электрическую часть подстанции, ее электрооборудование (ЭО) должно выбираться с условием соответствия паспортных технических параметров (например, по термической и электродинамической стойкости) расчетным токам короткого замыкания.

«Расчетные схема сети и схема замещения приведены на рисунке 1.

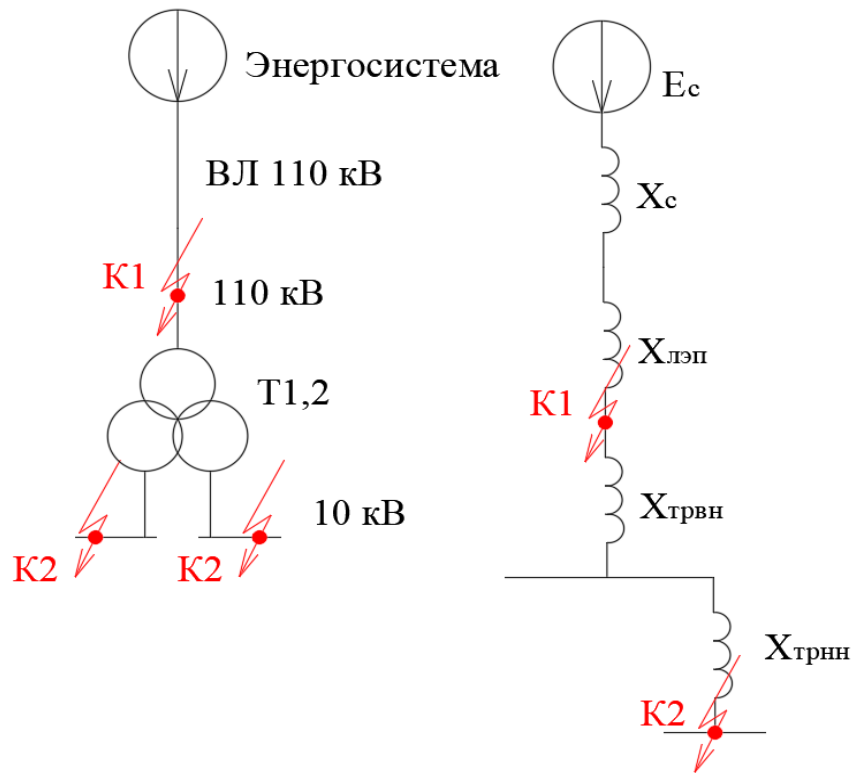


Рисунок 1 – Расчетные схема сети и схема замещения

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (1)$$

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (2)$$

где T_a – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (3)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (4)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{TPBH} = \frac{U_\kappa \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (5)$$

где U_κ – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность, МВА» [16].

$$X_{TPBH} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,789 \text{ Ом},$$

$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2, \quad (6)$$

$$X_{TPHH} = 86,789 \cdot (10,5 / 115)^2 = 0,724 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (7)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 14,15 = 6,283 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{\delta}^2}{S_K}, \quad (8)$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_C = 115^2 / 3914 = 3,379 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (1-4):

$$I_{K1}'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (6,283 + 3,379)} = 6,87 \text{ кА},$$

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

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 6,87 = 17,69 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,87 = 5,95 \text{ кА}.$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 1» [16].

Таблица 1 – Токи КЗ

Точки КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
К1	6,87	17,69	5,95
К2	4,91	12,72	4,25

Выводы.

С учетом параметров устанавливаемых силовых трансформаторов, классов напряжения на подстанции и других параметров электрической сети, определены требуемые для выбора ЭО и расчета уставок РЗА токи КЗ. Знание их величин обеспечит правильный выбор ЭО и уставок защит.

3 Выбор электрической схемы подстанции и оборудования электрической части

С учетом исходной информации по ПС приняты такие ключевые технические решения:

- количество устанавливаемых силовых трансформаторов ТРДН-16000-110/10 составляет две единицы;
- электроснабжение подстанции «Октябрьская», рассчитанной на напряжение 110/10/10 кВ, обеспечивается двумя независимыми источниками через воздушные линии на напряжении 110 кВ;
- структура подстанции включает два распределительных устройства (РУ): одно – на напряжение 110 кВ, другое – на 10 кВ;
- РУ-110 кВ предназначается для приема электроэнергии от энергосистемы на стороне высокого напряжения и дальнейшего перераспределения её между трансформаторами, это устройство выполняется открытого типа (ОРУ-110 кВ) согласно типовой схеме 4Н [17];
- РУ-10 кВ обеспечивает приём преобразованной электроэнергии после трансформации и распределение по потребителям уже на напряжении 10 кВ, выполняется закрытого типа (ЗРУ) с ячейками внутренней установки типа КРУ по схеме «две секционированные системы сборных шин».

Оборудование ОРУ-110 кВ подстанции «Октябрьская» будет размещено на стандартных железобетонных опорах с использованием металлических конструкций для монтажа электрооборудования. Открытое исполнение ЭО позволяет обеспечить удобство обслуживания.

Итого, согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «принимаются следующие схемы электрических соединений:

- для РУ высокого напряжения (ВН) выбирается схема: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии;

- для РУ низкого напряжения (НН) выбирается схема: две системы шин, секционированные выключателями» [18].

Схема РУ высокого напряжения показана на рисунке 2.

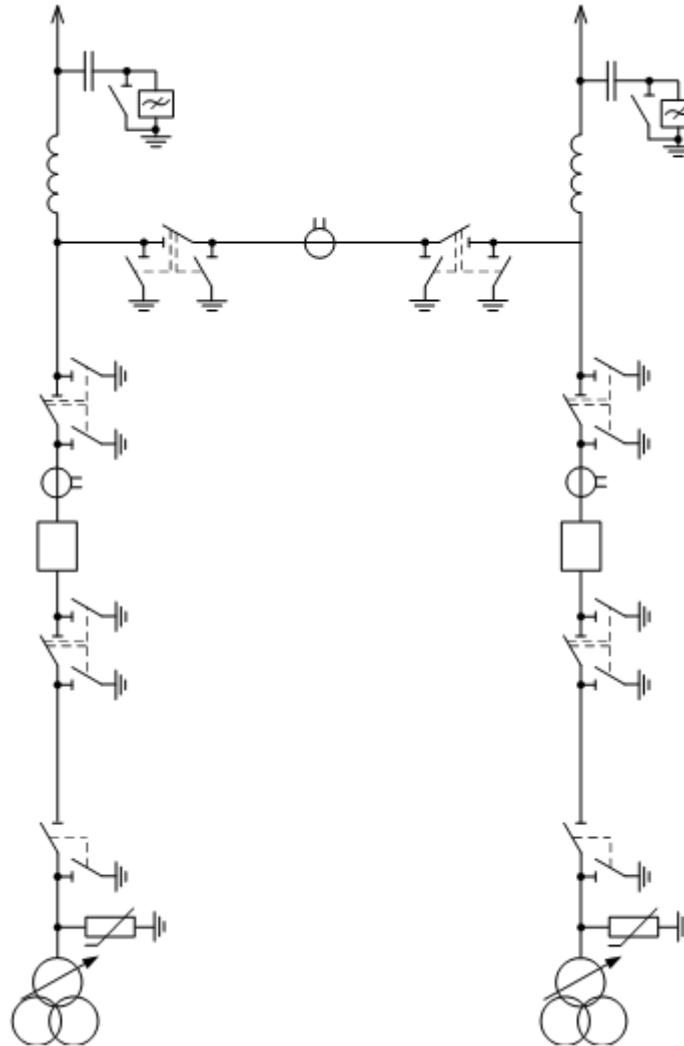


Рисунок 2 – Схема 110-4Н РУ высокого напряжения

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (9)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}, \quad (10)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}. \quad (11)$$

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

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (12)$$

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

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (13)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (14)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (15)$$

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

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

Наибольший рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (16)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [9].

$$I_{\max} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118 \text{ А}$$

Высоковольтный выключатель (ВВ) обязан чётко срабатывать при любом режиме нагрузки, во избежание значительных последствий короткое замыкание должно устраняться выключателем за минимальное время. Особое место занимают вакуумные выключатели, которые демонстрируют значительные преимущества перед другими типами ВВ. Надежность вакуумных выключателей подтверждается их эксплуатационными характеристиками. При одинаковой частоте отказов с другими типами выключателей, они существенно выигрывают в плане технического обслуживания. Эксплуатационные расходы на вакуумные выключатели значительно ниже по сравнению с альтернативными решениями. Отсутствие необходимости в масляном и компрессорном хозяйстве, а также высокая коммутационная износостойкость позволяют существенно сократить затраты на обслуживание. Вакуумные камеры не требуют пополнения внутренней среды, что исключает дополнительные расходы на расходные материалы. Коммутационный ресурс впечатляет: до 50 тысяч операций отключения номинальных токов без необходимости ревизии вакуумной камеры.

Будут установлены выключатели ВБП-110/2000 [4]. Проверка выключателей в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	2000	118
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	31,5	6,87
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3200	141,7
$i_{дин}, \text{кА}$	80	17,69

Величины расчетных параметров не превышают паспортные значения, выбранное оборудование подходит.

«Внешний вид выключателя показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель 110 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 10 кВ» [9]:

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 647 \text{ А}$$

Принимаются выключатели ВВ/TEL-10 [13]. Проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	10
$I_{\text{ном}}$, А	1000 (630)	647 (295)
$I_{\text{н.откл.}}$, кА	20	4,91
$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	1200	72,3
$i_{\text{дин}}$, кА	40	12,72

Величины расчетных параметров не превышают паспортные значения, выбранное оборудование подходит.

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



Рисунок 4 – Выключатель 10 кВ

Условия выбора разъединителей» [9]:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.}, \quad (17)$$

$$I_{н.апт.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (18)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (19)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (20)$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 на ОРУ 110 кВ [14]. Принимаются РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН [10]. Проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	600	118
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	141,7
$i_{дин}, \text{кА}$	40	17,69

Защита оборудования подстанции с помощью ограничителей перенапряжения (ОПН) является важнейшим аспектом обеспечения надежной и безопасной работы электрических подстанций [5]. ОПН

предназначены для защиты оборудования от перенапряжений, которые могут возникнуть при различных аварийных ситуациях, таких как грозовые разряды, коммутационные перенапряжения и другие аномалии.

Основными функциями ОПН являются:

- ограничение амплитуды перенапряжений до безопасного уровня;
- предотвращение повреждения оборудования от перенапряжений;
- обеспечение безопасности персонала и оборудования.

ОПН должны быть выбраны и установлены с учетом конкретных условий эксплуатации и требований подстанции, правильный выбор и установка имеют важное значение для обеспечения эффективной защиты оборудования от перенапряжений.

Будут установлены ОПНп-110/88/10/450 и ОПНп-10/12,5-10/650.

«Проверка ОПН 110 кВ.

Проверка по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению $U_{нд}$.

Наибольшее рабочее напряжение сети, согласно ГОСТ 1516.3-96, при эффективно заземленной нейтрали: $U_{нс} = 72,8$ кВ.

По условию обеспечения электрической прочности изоляции, допустимое напряжение $U'_{нс}$:

$$U'_{нс} = 1,05 \cdot U_{нс}, \quad (21)$$

$$U'_{нс} = 1,05 \cdot 72,8 = 76,44 \text{ кВ},$$

$$U_{нд} = 88 \text{ кВ} > 76,44 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

Проверка по условиям взрывобезопасности.

Номинальный взрывобезопасный ток должен быть не менее, чем на 20% больше максимального тока КЗ в месте установки:

$$I_{BB} > 1,2 \cdot I_{КЗ.макс}, \quad (22)$$

$$I_{BB} > 1,2 \cdot 6,87 = 8,24 \text{ кА},$$

$$I_{BB} = 31,5 \text{ кА} > 8,24 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Проверка по грозовым перенапряжениям/номинальному разрядному току.

Максимальное значение остающегося на ОПН напряжения при грозовом импульсе с амплитудой 5 кА для ограничителей сетей 110 кВ не должно превышать 295 кВ» [17].

$$U_{ост.г} = 266,3 \text{ кВ} < 295 \text{ кВ} \quad (23)$$

Условие выполняется.

«Проверка по коммутационным перенапряжениям.

Остающееся на ОПН напряжение $U_{ост.к}$ при воздействии коммутационного импульса должно быть не менее, чем на 20% меньше испытательного напряжения коммутационного импульса $U_{ки}$ (согласно ГОСТ 1516.3-96 значения $U_{ки}$ нормируются для электрооборудования от 330 кВ. Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частотой 50 Гц – $U_{исп50}$). В данном случае значение испытательного напряжения коммутационного импульса:

$$U_{ки} = K_u \cdot K_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50}, \quad (24)$$

где K_u – коэффициент импульса;

K_k – коэффициент кумулятивности.

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,6 \text{ кВ},$$

$$U_{ост.к} = 290 \text{ кВ} < 343,6 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

Проверка по длине пути утечки внешней изоляции.

Согласно ГОСТ 9920-89 для района со II степенью загрязненности внешней среды удельная длина пути утечки должна быть не менее 2,0 см/кВ. Минимальная длина пути утечки для ОПН:

$$L_{мин.ПУ} = 2,0 \cdot 76,44 = 153 \text{ см}, \quad (25)$$

$$L_{ПУ} = 315 \text{ см} > 153 \text{ см}.$$

Условие выполняется.

В сетях 110 кВ и выше проверку ОПН по энергоемкости не производят за исключением следующих случаев:

- установка ОПН на тупиковых подстанциях 110-220 кВ с частично разземленной нейтралью трансформаторов;
- на подстанциях без выключателей на стороне высокого напряжения (блоки трансформатор-линия);
- при установке на шинах подстанции батарей конденсаторов» [17].

В данном случае проверка по энергоемкости не проводится.

ОПН 10 кВ проверяются аналогично, по условиям (21-25):

$$U'_{НС} = 1,05 \cdot 11,5 = 12,075 \text{ кВ},$$

$$U_{НД} = 12,5 \text{ кВ} > 12,075 \text{ кВ},$$

$$I_{ББ} > 1,2 \cdot 4,91 = 5,89 \text{ кА},$$

$$I_{ББ} = 20 \text{ кА} > 5,89 \text{ кА},$$

$$U_{ост.г} = 35,8 \text{ кВ} < 45 \text{ кВ},$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ},$$

$$U_{ост.к} = 30 \text{ кВ} < 60,13 \text{ кВ},$$

$$L_{мин.ПУ} = 2,0 \cdot 11,5 = 23 \text{ см},$$

$$L_{ПУ} = 25 \text{ см} > 23 \text{ см}.$$

Все условия выполняются.

Результаты проверки сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проверки ОПН

Параметр	ОПН 110 кВ		ОПН 10 кВ	
	По расчету	Значение характеристики ОПН	По расчету	Значение характеристики ОПН
Номинальное напряжение сети, кВ	110	110	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	76,44	88	12,075	12,5
Номинальный разрядный ток, кА	266,3	295	35,8	45
Защита от коммутационных перенапряжений при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А, не более, кВ	343,6	290	60,13	30
Защита от грозовых перенапряжений при грозовом импульсе 8/20 мкс с амплитудой 5 кА, не более, кВ	266,3	295	35,8	45
Обеспечение взрывобезопасности, кА	8,24	31,5	5,89	20
Длина пути утечки внешней изоляции, см	153	315	23	25

Трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (26)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (27)$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}. \quad (28)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{терм} \cdot I_{1н})^2 \cdot t_{терм} \geq B_{\kappa}, \quad (29)$$

$$i_{дин} = \kappa_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н} \geq i_{y.}, \quad (30)$$

где $\kappa_{терм}$, $\kappa_{дин}$ – кратности стойкости;

$I_{1н}$ – номинальный ток ТТ, кА» [9].

Будут установлены элегазовые ТТ марки ТОГФ-110-150/5 [6].

«Проверка ТТ:

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

$$I_{1н.} = 150 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 118 \text{ А},$$

$$(250 \cdot 0,150)^2 \cdot 3 = 4219 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 141,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 65,8 \text{ кА} > 17,69 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (31)$$

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

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (32)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{пров.}$ – сечение жил, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (33)$$

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%» [17].

Внешний вид ТТ показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформаторы тока ТОГФ-110

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М [11].

«Проверка ТТ:

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

$$I_{1н.} = 800 \text{ (300) А} \geq I_{раб.макс.} = 647 \text{ (295) А},$$

$$(55 \cdot 0,8)^2 \cdot 3 = 5808 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 72,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,8 = 79,2 \text{ кА} > 12,72 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (31-33):

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10%» [9].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН» [9]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (34)$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}. \quad (35)$$

Принимаются ТН марки ЗНОГ-110 и НАМИ-10 [7,2]. «Данные марки хорошо себя зарекомендовали в отечественной электроэнергетике в плане надежности и высокой точности измерений.

Внешний вид ТН показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН» [9]:

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 49 \text{ ВА},$$

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 31 \text{ ВА}.$$

«Основное назначение ТН – передача сигналов измерительных данных приборам учёта, защитной аппаратуре, средствам автоматизации, контроля и управления» [9]. Внутри корпус элегазовых трансформаторов наполнен элегазом, который одновременно служит изоляционной и охлаждающей средой. Подача элегаза осуществляется посредством клапана, размещённого на корпусе устройства. Дополнительно установленная предохранительная мембрана обеспечивает защиту от повреждений в случае избыточного повышения давления внутри трансформатора. Газ после сброса направляется вертикально вниз вдоль корпуса. Одним из основных преимуществ элегазовых ТН является высокая точность и стабильность, эти трансформаторы имеют очень низкий уровень погрешности и могут обеспечить точные измерения электрических параметров, таких как напряжение и ток. Это особенно важно в электрических подстанциях, где точные измерения необходимы для обеспечения надежной и безопасной работы оборудования. «Элегазовые измерительные трансформаторы также имеют ряд других преимуществ, включая» [9]:

- могут обеспечить очень быстрые измерения электрических параметров;
- очень низкий уровень шума, что снижает влияние электромагнитных помех на измерения;
- очень высокий уровень безопасности, поскольку не содержат опасных материалов и не могут вызвать пожары или взрывы [20].

Выбранное электрооборудование 10 кВ (кроме трансформаторов собственных нужд) будет устанавливаться в современных ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ), специально для этого спроектированных и предназначенных. В КРУ также штатно устанавливается дополнительная аппаратура контроля состояния элементов ячеек и оборудования. Усиленная изоляция токоведущих частей и защитные блокировки обеспечивают высокий уровень электробезопасности.

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 647 \text{ А}$$

Выбираются КРУ марки К-204ЭП на ток до 1000 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры) [1].

«Внешний вид КРУ – на рисунке 8.



Рисунок 8 – Ячейка КРУ

КРУ устанавливаются в ЗРУ 10 кВ» [9].

Выводы.

Выбрано современное ЭО электрической части ПС отечественного производства. Выбор проведен по техническим параметрам согласно рассчитанным рабочим и аварийным режимам по местам установки. Современные типы электрооборудования, такие как вакуумные выключатели, ограничители перенапряжения и элегазовые трансформаторы тока и напряжения, обеспечат надежную, безопасную и эффективную работу электрической части ПС.

4 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

Потребители электроэнергии СН подстанции включают систему рабочего и аварийного освещения распределительных устройств напряжением 110 кВ и 10 кВ, «охлаждение силовых трансформаторов, освещение территории ПС, отопление, вентиляционные установки, противопожарную защиту (системы автоматической пожарной сигнализации и тушения пожаров), средства охранной защиты, видеонаблюдение и технологический контроль оборудования» [17]. Собственные нужды подстанции (СНП) представляют собой совокупность систем и устройств, обеспечивающих функционирование и обслуживание электрической подстанции. «При проектировании и эксплуатации СНП необходимо учитывать различные факторы, такие как:

- надежность и безопасность, эффективность и экономичность;
- удобство обслуживания и ремонта;
- соблюдение нормативных требований и стандартов.

В целом, СНП являются важнейшим компонентом электрической подстанции, обеспечивающим ее функционирование и обслуживание, правильный выбор и реализация питания СНП имеют важное значение для обеспечения надежной и безопасной работы подстанции» [17].

«Нагрузки потребителей СН приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузки потребителей СН

Вид потребителя	Нагрузка, кВт
Охлаждение трансформаторов	7,25
Подогрев КРУ	2,7
РПН	3,3
Освещение ОРУ	3
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ	7
Связь и телемеханики	8,7

Активная нагрузка СН:

$$P_{CH} = 2 \cdot 7,25 + 2,7 \cdot 16 + 3,3 \cdot 2 + 3 + 7 + 8,7 = 139,2 \text{ кВт}$$

Полная нагрузка СН:

$$S_{CH} = P_{CH} / \cos \varphi, \quad (36)$$

где $\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности для СН.

$$\Sigma S = 139,2 / 0,98 = 142 \text{ кВА}$$

Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса:

$$S_{ТСН} \geq K_c \cdot S_{CH}, \quad (37)$$

где K_c – коэффициент спроса;

S_{CH} – мощность СН подстанции, кВА» [17].

$$S_{ТСН} \geq 0,75 \cdot 142 = 106,5 \text{ кВА}$$

Принимается два ТСН марки ТМГ33 ХЗК2-160-10/0,4 (необслуживаемые, энергосберегающие) [8].

«Проверка ТСН по перегрузке:

$$K_n = \frac{S_{CH}}{S_m}, \quad (38)$$

$$K_n = \frac{142}{160} = 0,89 < 1,4.$$

Перегрузки в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не будет.

Внешний вид ТСН показан на рисунке 9.



Рисунок 9 – Трансформатор марки ТМГ33 ХЗК2-160-10/0,4

ТСН имеет герметичное исполнение» [9].

Низкие потери мощности и энергии в магнитопроводе и обмотках ТСН обеспечат высокую энергоэффективность питания системы СН.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 на новых ПС 35 кВ и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. Принимается СОПТ напряжением 220 В.

Для обеспечения надежного электропитания выбран щит постоянного оперативного тока (ЩПТ), оснащенный аккумулятором, выпрямительным зарядным блоком и шкафами распределения постоянного напряжения.

Использование постоянного оперативного тока обусловлено строгими требованиями к стабильности работы систем релейной защиты, автоматического управления и контроля, так как только постоянное

напряжение гарантирует непрерывность энергоснабжения при отказе главных источников переменного тока.

На выбор СОПТ повлияли следующие обстоятельства: высокая степень независимости от внешних источников энергии, способность поддерживать работоспособность цепей управления и защит длительное время в экстремальных ситуациях (включая полное исчезновение внешнего питания), устойчивость к помехам и стабильность характеристик питающего напряжения – крайне важные качества для современных цифровых микропроцессорных устройств. Применение данной схемы способствует быстрому реагированию защитных и управляющих систем, позволяя эффективно устранять аварии и предотвращать выход из строя дорогостоящего оборудования подстанции.

Выводы.

Собственные нужды подстанции представляют собой комплекс технических устройств и систем, обеспечивающих функционирование всей электрической подстанции. Это неотъемлемая часть электрической части ПС, от правильной организации которой зависит надежность и безопасность работы всей ПС. Определены расчетные нагрузки собственных нужд, принято к установке два ТСН энергоэффективной необслуживаемой марки, малые потери мощности и энергии в магнитопроводе и обмотках трансформаторов обеспечат высокую энергоэффективность питания системы собственных нужд ПС. Конструкция ТСН не предусматривает обслуживание и плановые ремонты, что исключит соответствующие трудовые и экономические затраты. Принимается СОПТ напряжением 220 В. Для обеспечения надежного электропитания выбран щит постоянного оперативного тока, комплектуемый аккумуляторной батареей (АБ), выпрямительно-зарядным устройством и распределительными шкафами постоянного тока.

5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции

Системы релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанции обязаны обеспечить высокую скорость реагирования и избирательность действий для быстрого устранения повреждений элементов сети, сокращения продолжительности и зоны влияния аварийных событий. Автоматика предназначена для автоматического управления и контроля процессов на подстанции, «может быть реализована с использованием:

- систем автоматического управления: обеспечивают автоматическое управление процессами на подстанции;
- систем защиты и сигнализации: обеспечивают защиту оборудования и персонала от аварийных ситуаций;
- систем мониторинга и диагностики: обеспечивают мониторинг и диагностику оборудования и процессов на подстанции» [3].

Принимаются к установке терминалы производства НТЦ «Механотроника» [12]. «Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БМРЗ-ТД, защита фидеров 10 кВ – терминалами БМРЗ-50, внешний вид терминалов показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

Применение микропроцессорных устройств защиты обеспечивает быстрое обнаружение неисправностей, регистрацию и фиксацию происшествий, сбор и сохранение сведений о характеристиках электросети. Это существенно уменьшает продолжительность ремонтно-профилактических работ.

РЗ силовых трансформаторов.

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

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (39)$$

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

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

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 84,0 < 150 < 2,5 \cdot 84,0 = 210 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 461,9 < 800 < 2,5 \cdot 461,9 = 1155 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*В}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (40)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.т.}}, \quad (41)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{16} = 915,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (42)$$

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

$$X_{л} = 0,444 \cdot 14,15 = 6,283 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*л} = 6,283 / 915,1 = 0,0069 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (43)$$

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

$$X_* = 0,0069 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1957 \text{ о.е.,}$$

$$X = 0,1957 \cdot 915,1 = 179,11 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (44)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 179,11} = 766,62 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (45)$$

$$K_{ТТ} = \frac{766,62}{\sqrt{2} \cdot 150} = 3,61 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (46)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

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

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (47)$$

где ρ – удельное сопротивление жил, Ом мм²/м;

S_{κ} – сечение жил, мм²» [3].

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

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

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [3].}$$

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

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (48)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (49)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 84,0 / 150 = 11,2 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (50)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 3,61 = 5,06 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (51)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,87 = 5,77 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения.

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

$$I_{амп} / I_{НОМ} \leq 8, \quad (52)$$

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

$I_{НОМ}$ – первичный ток ВН, А.

$$766,62 / 84 = 9,13 > 8$$

Используется традиционное торможение» [3].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (53)$$

где ε – погрешность ТТ;

K_{nep} – коэффициент переходного режима;

ΔU_{pez} – 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:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (54)$$

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (55)$$

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

$$I_{БР.НАМ.\min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (56)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки;

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

$$I_{БР.НАМ.\min} = 1,1 \cdot 84 \cdot 5 = 461,89 \text{ А},$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{461,89^4} = 35,63.$$

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

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (57)$$

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

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 84,0 = 116,6 \text{ А}$$

Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (58)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 84,0 = 98,8 \text{ А}$$

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (59)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс}, \quad (60)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (61)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [3]:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (62)$$

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

$$I_{C.3.} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (63)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (64)$$

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

L – длина КЛ, км.

Для фидеров 1-1 и 1-2, по (59-64):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,112 = 0,558 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 223,2 = 309,85 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 309,85 \cdot \frac{1}{300 / 5} = 5,16 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{3927}{309,85} = 12,7 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,3 \cdot 2,33 = 3,03 \text{ А},$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 3,03 = 9,09 \text{ А}.$$

Уставки защит задаются программно» [3].

Выводы.

Для защиты оборудования подстанции будут установлены комплекты релейной защиты с терминалами серии БМРЗ, отечественного производства, выполненные на передовой элементной базе и схемотехнике. Микропроцессорная РЗ обеспечит высокое быстродействие защит, а также эффективный мониторинг состояния защищаемого оборудования, непрерывную передачу, запись и хранение данных. Определены уставки защит силовых трансформаторов и отходящих фидеров 10 кВ. Значения уставок вводятся с помощью прилагаемого ПО при настройке и наладке комплектов релейной защиты.

Поставляемое производителем программное обеспечение разработано с учетом обширного опыта эксплуатации микропроцессорной РЗ в отечественной электроэнергетике и отличается высокой отказоустойчивостью, высоким уровнем защиты от внешнего воздействия и эргономичным интерфейсом.

6 Расчет заземления и молниезащиты

«Заземление на понижающих подстанциях – ключевое условие для безопасной работы сотрудников и бесперебойной эксплуатации электрооборудования. Этот расчет обязательно выполняется при разработке проектов новых ПС» [17]. Расчет системы заземления, проведенный в рамках данной работы, является обязательным этапом проектирования, необходимым для обеспечения требуемого уровня защиты работников, сохранности техники и надежного отвода аварийных и грозовых токов в грунт. Актуальность данного расчета обусловлена необходимостью соблюдения жестких нормативных требований к вновь возводимым и реконструируемым подстанциям, а также обеспечением безопасного функционирования и длительного срока службы электротехнических устройств. Помимо прочего, на подстанциях заземляющий контур непременно соединяется с системой молниезащиты.

Молниезащита представляет собой систему, которая защищает подстанцию от разрушительного воздействия молнии, которая может вызвать значительные повреждения оборудования и конструкций, а также представлять опасность для людей. Система молниезащиты на подстанции состоит из следующих элементов:

- молниеотводы, которые представляют собой металлические стержни или провода, установленные на высоте над подстанцией;
- заземляющие устройства, которые обеспечивают соединение молниеприемников с заземляющими электродами.

В целом, заземление и молниезащита на подстанции – это важнейшие элементы системы защиты электрических сетей от опасных воздействий внешней среды, они повышают надежность и безопасность электрической сети.

«Для сети 110 кВ режим работы нейтрали сети – эффективно заземленная, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом.

Используется контурное заземляющее устройство (ЗУ). Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50х50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используется полосовая сталь 50х5 мм. Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (65)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности» [17].

$$\rho_{p6} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p2} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Сопротивление растеканию одного ВЭ:

$$R_{063} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (66)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр ВЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (67)$$

где b – ширина уголка, мм» [17].

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

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

$$R_{063} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,855 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_{\text{н}}, \quad (68)$$

где $R_{\text{н}}$ – максимальное сопротивление заземления, Ом» [17].

$$n' = 21,855 / 0,5 = 43,7 \approx 44 \text{ шт}$$

«Длина ГЭ:

$$l_{\text{г}} = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (69)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (70)$$

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

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

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м},$$

$$l_{\text{г}} = 1,05 \cdot 3,64 \cdot 44 = 168 \text{ м}.$$

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{зг}} = \frac{\rho_{\text{пз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (71)$$

где l – длина ГЭ, м;

d – расчетный диаметр ГЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (72)$$

где b – ширина полосы, м» [17].

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

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

$$R_{\Sigma} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,211 \text{ Ом}.$$

«Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\text{обз}} \cdot R_{\Sigma}}{R_{\text{обз}} \cdot \eta_{\text{б}} \cdot n + R_{\Sigma} \cdot \eta_{\Sigma}}, \quad (73)$$

где $\eta_{\text{б}}$ – коэффициент использования ВЭ;

η_{Σ} – коэффициент использования ГЭ.

$$R_{\Sigma} = \frac{21,855 \cdot 0,211}{21,855 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,211 \cdot 0,21} = 0,423 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

ЗУ будет соответствовать требованиям ПУЭ» [17].

Расчет молниезащиты.

«Ожидаемое количество ударов молний в год:

$$N = (B + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (74)$$

где B – ширина территории ПС, м;

h – высота защищаемого объекта, м;

L – длина территории ПС, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности.

$$n = \frac{6,7 \cdot T_d}{100}, \quad (75)$$

где T_d – средняя продолжительность гроз, ч/год» [17].

$$n = \frac{6,7 \cdot 44,5}{100} = 2,982,$$

$$N = (35 + 6 \cdot 6,5) \cdot (45 + 6 \cdot 6,5) \cdot 2,982 \cdot 10^{-6} = 0,0185.$$

Требуемая надежность защиты:

$$P_z = 1 - \frac{1/1000}{N}, \quad (76)$$

$$P_z = 1 - \frac{1/1000}{0,0185} \approx 0,99,$$

Расчет молниезащиты проводится согласно СО 153-34.21.122-2003 [19].

Рассчитывается защита оборудования и территории ПС с помощью двойного тросового молниетвода (МО), высота опорных МО 22 м, расстояние между тросами 25 м.

«Предельное расстояние между тросами для двойного молниетвода:

$$L_{MAX} = 5 \cdot h, \quad (77)$$

где h – минимальное расстояние от поверхности до троса, м.

$$L_{MAX} = 5 \cdot 19,5 = 97,5 \text{ м} > L_{mp} = 25 \text{ м}$$

Предельное расстояние между тросами больше принятого расстояния между тросами, молниеотвод можно считать двойным.

Предельное расстояние для определения отсутствия провеса зоны защиты:

$$L_C = 2,5 \cdot h, \quad (78)$$

$$L_C = 2,5 \cdot 19,5 = 48,75 \text{ м} > 25 \text{ м}.$$

Предельное расстояние для определения провеса зоны защиты больше принятого расстояния между тросами, граница зоны защиты не имеет провеса ($h_c=h_0$).

Высота конусов защиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h \quad (79)$$

Радиус оснований конусов защиты:

$$r_0 = 0,95 \cdot h \quad (80)$$

Радиус зоны защиты:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0} \quad (81)$$

Высота закрепления троса на опорах» [19]:

$$h' = h + 2 \quad (82)$$

В данном случае, по (79-82):

$$h_0 = 0,8 \cdot 19,5 = 15,6 \text{ м},$$

$$r_0 = 0,95 \cdot 19,5 = 18,53 \text{ м},$$

$$r_x = 18,53 \cdot \frac{15,6 - 6,5}{15,6} = 14,05 \text{ м},$$

$$h' = 19,5 + 2 = 21,5 \text{ м}.$$

«Схема молниезащиты – на рисунке 11.

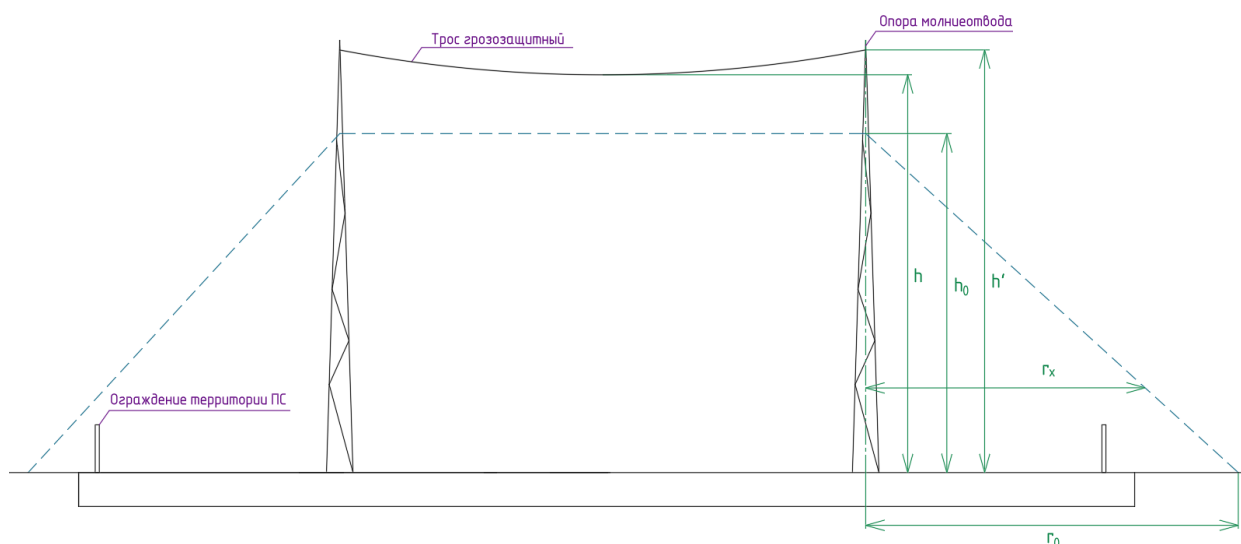


Рисунок 11 – Схема молниезащиты

Зона молниезащиты покрывает всю территорию ПС» [17]. Схема заземления и молниезащиты показана на чертеже 6 графической части.

«Монтаж заземления и молниезащиты на подстанции – это важнейший этап в обеспечении безопасности и надежности ее электрической части, он должен проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов и стандартов, и включать ряд подготовительных работ, монтажа заземления и молниезащиты, а также окончательных работ. Монтаж должен проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов и стандартов, это включает:

- соблюдение требований к материалам и оборудованию, используемым для монтажа;
- соблюдение требований к конструкции и расположению заземляющих и молниезащитных устройств» [17].

Выводы.

Для защиты оборудования электрической части ПС, а также обеспечения безопасности ее эксплуатации будут смонтированы системы заземления и молниезащиты. Проведен расчет данных систем с учетом требований Правил устройства электроустановок [15].

Заключение

Данная ПС 110/10 кВ представляет собой важный элемент электрической сети, обеспечивающий трансформацию и распределение электроэнергии от высоковольтных линий к потребителям на более низком уровне напряжения.

На подстанции будет установлено два силовых трансформатора марки ТРДН-16000-110/10, так как электрические нагрузки относятся к первой и второй категориям надежности электроснабжения. С учетом параметров устанавливаемых силовых трансформаторов, классов напряжения на подстанции и других параметров электрической сети, определены требуемые для выбора оборудования электрической части и расчета уставок релейной защиты токи короткого замыкания. Принятые современные типы электрооборудования, такие как вакуумные выключатели, ограничители перенапряжения и элегазовые трансформаторы тока и напряжения, обеспечат надежную, безопасную и эффективную работу электрической части подстанции. Рассчитаны электрические нагрузки собственных нужд, принято к установке два ТСН энергоэффективной необслуживаемой марки ТМГЗЗ ХЗК2-160-10/0,4, малые потери мощности и энергии в магнитопроводе и обмотках трансформаторов обеспечат высокую энергоэффективность питания системы собственных нужд. Конструкция ТСН не предусматривает обслуживание и плановые ремонты, что исключит соответствующие трудовые и экономические затраты. Для защиты оборудования подстанции будут установлены комплекты релейной защиты с терминалами серии БМРЗ, отечественного производства, выполненные на передовой элементной базе и схемотехнике. Терминалы способны одновременно выполнять десятки функций по защите, мониторингу состояния и диагностике оборудования. При этом программная реализация позволяет легко модифицировать алгоритмы без изменения аппаратной части. Микропроцессорная релейная защита обеспечит высокое

быстродействие защит, а также эффективный мониторинг состояния защищаемого оборудования, непрерывную передачу, запись и хранение данных. Эффективный анализ данных обеспечит быстрый предварительный анализ характера нарушений нормальной работы электрической сети. Поставляемое производителем программное обеспечение разработано с учетом обширного опыта эксплуатации микропроцессорной релейной защиты в отечественной электроэнергетике и отличается высокой отказоустойчивостью, высоким уровнем защиты от внешнего воздействия и эргономичным интерфейсом.

По результатам выполненных расчетов подтверждено, что всё выбранное оборудование подстанции «Октябрьская» соответствуют установленным нормативным требованиям по надежности, безопасности, экономичности энергопотребления, имеет необходимый резерв устойчивости к температурному воздействию и динамическим нагрузкам при расчетных значениях токов короткого замыкания. Реализация предложенных технических решений обеспечит надежную работу ПС, устойчивость снабжения электроэнергией потребителей и обеспечит минимальные расходы на эксплуатацию электрооборудования в течение длительного периода эксплуатации.

С целью обеспечения защиты оборудования электрической части подстанции, а также обеспечения безопасности ее эксплуатации будут смонтированы системы заземления и молниезащиты. Выполнен расчет данных систем с учетом требований ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства составит менее предельно допустимых 0,5 Ом, зона молниезащиты покрывает всю территории ПС.

Реализация качественной и надежной электрической части подстанции является обязательным условием ее ввода в эксплуатацию, что обуславливает актуальность темы работы. Предложенный проект электрической части ПС рекомендован к реализации.

Список используемых источников

1. АО «Завод Электропульт» [Электронный ресурс]. URL: <https://electropult.ru/kru-k204/> (дата обращения 11.05.2025).
2. АО «РЭТЗ Энергия» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ramenergy.ru/products/nami-10-95/> (дата обращения 11.05.2025).
3. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
4. Группа компаний «Лекс» [Электронный ресурс]. URL: <https://lexgaz.ru/vbp-110-31-5-2000-uxl1/?ysclid=mao7k847gp338521709> (дата обращения 11.05.2025).
5. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
6. ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]. URL: <https://zeto.ru/togf-110-uhl1-transformator-toka-izmeritelnyy-s-azotnoy-izolyatsiey/?ysclid=mao7tsparr468653176> (дата обращения 11.05.2025).
7. ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]. URL: <https://zeto.ru/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy/?ysclid=mao8095lbn254970689> (дата обращения 11.05.2025).
8. Компания «ЭЛТКОМ» [Электронный ресурс]. URL: <https://eltkom.ru/product/maslyanye-tmg/tmg-160/transformator-tmg33-160-10-0-4-u-un-0-u1-kh3k2/#char> (дата обращения 11.05.2025).
9. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
10. НПО КЭАЗ [Электронный ресурс]. URL: <https://keaz.ru/catalog/product/293295?ysclid=mao7rv1hgzg664757075> (дата обращения 11.05.2025).

11. ОАО «СЗТТ» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.cztt.ru/products/transformatory-toka-tpl-10m?ysclid=mao7wg6kju12109584> / (дата обращения 11.05.2025).
12. ООО «НТЦ «Механотроника» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz/> (дата обращения 11.05.2025).
13. ООО «Релейная защита и автоматика» [Электронный ресурс]. URL: <https://oorza.ru/catalog/product/view/7/1470.html> (дата обращения 11.05.2025).
14. ООО «СоюзЭнергоКомплект» [Электронный ресурс]. URL: <https://souz-ek.ru/catalog.php?cat=26> (дата обращения 11.05.2025).
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
17. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
18. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293740/4293740618.pdf> (дата обращения 11.05.2025).
19. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.indeks.ru/dokumenti/so-153-34-21-122-2003-instruktsiya-po-ustroystvu-molniezashchity/instruktsiya-po-ustroystvu-molniezashchity.pdf> (дата обращения 11.05.2025).
20. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.