

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 понизительной подстанции 35/10 кВ
«Подбужье» в Калужской области

Обучающийся

В.В. Красноштан

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.В. Бычков

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

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалификационная работа 46 страниц, 11 рисунков, 7 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: реконструкция, электрическая часть, подстанция, электрооборудование, напряжение, надежность, электроснабжение.

Актуальность темы: на данный момент электрическая часть подстанции 35/10 кВ «Подбужье» сильно изношена, рабочий ресурс оборудования исчерпан. Нарастают 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. Актуальность проведения реконструкции электрической части подстанции очевидна, предложенные мероприятия также могут быть применены для реконструкции и модернизации других аналогичных подстанций в составе различных энергосистем.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции для обеспечения ее дальнейшей эксплуатации.

Рассчитаны рабочие и аварийные режимы электрической части подстанции, согласно которым выбрано новое современное электрооборудование.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика подстанции и электрических нагрузок, обоснование реконструкции электрической части.....	7
2 Разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции.....	11
2.1 Проверка действующих силовых трансформаторов по мощности	11
2.2 Выбор силовых трансформаторов.....	12
2.3 Расчет токов короткого замыкания	14
2.4 Выбор оборудования электрической части.....	18
2.5 Реконструкция релейной защиты	30
2.6 Расчет заземляющего устройства.....	39
Заключение	44
Список используемых источников.....	45

Введение

Подстанции (ПС) переменного тока – это ключевые звенья в крупных электросетях, обеспечивающие связь и перераспределение электрической энергии. Они располагаются рядом с населёнными пунктами или даже на их территории, обеспечивая комфортные условия для жизни людей. Подстанции бывают разных видов: тупиковые, ответвительные, проходные и узловые. Каждый тип имеет свои особенности и функции. Крупная подстанция получает электроэнергию от районных энергосистем с напряжением от 35 кВ до 220 кВ и распределяет её по объектам, таким как заводы, организации и предприятия, с существенно меньшим напряжением. Работа трансформаторной подстанции зависит от типа нагрузки, для которой она предназначена. Потребителями могут быть производственные объекты, коммунально-бытовые объекты, жилые дома и целые города. «В целом, трансформаторные подстанции переменного тока играют важную роль в современной жизни, обеспечивая снабжение электроэнергией различных объектов и создавая комфортные условия для жизни людей» [18]. 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.

На данный момент 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» [18]. 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: на данный момент электрическая часть подстанции 35/10 кВ «Подбужье» сильно изношена, рабочий ресурс оборудования исчерпан. Нарастают 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: электрическая понизительная подстанция 35/10 кВ «Подбужье».

Предмет исследования: электрическая часть ПС.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части ПС для обеспечения ее дальнейшей эксплуатации.

Практическая значимость работы состоит в реализации предлагаемых мероприятий в рамках проводимой в ближайшее время реконструкции подстанции.

1 Характеристика подстанции и электрических нагрузок, обоснование реконструкции электрической части

Понизительная подстанция 35/10 кВ «Подбужье» представляет собой важный элемент электрической сети ОАО «Калугаэнерго», предназначенный для преобразования и распределения электроэнергии. «ПС состоит из нескольких компонентов:

- силовые трансформаторы, это основные элементы, которые преобразуют напряжение с 35 кВ до 10 кВ;
- распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), это система, которая обеспечивает распределение электроэнергии между силовыми трансформаторами и подключение к линии 35 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» [11].

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 1987 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.

Остаточный ресурс (ОР) оборудования – это период рабочего состояния оборудования после текущего обследования до достижения критического состояния, при котором восстановление его работоспособности становится невозможным или нецелесообразным. Определение ОР важно для принятия решения о дальнейшей эксплуатации или выводе оборудования из работы. Остаточный ресурс оборудования может быть рассчитан на основе физических величин, таких как время, объём или масса, и зависит от степени

износа и морального устаревания оборудования. Износ может быть физическим, когда оборудование становится неэффективным и экономически невыгодным для использования, или моральным, когда на рынке появляются новые технологии. «Определение ОР оборудования может потребоваться в различных ситуациях, например, для продления срока эксплуатации, оценки текущей стоимости оборудования или определения условий его эксплуатации. Остаточный ресурс (ОР) всего оборудования можно определить по выражению:

$$OP = \frac{T_n - T_\phi}{T_n} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где T_n – паспортный ресурс, лет;

T_ϕ – фактический ресурс, лет.

Для отделителей ОД-35:

$$OP = \frac{25 - (2024 - 1987)}{25} \cdot 100 = -48 \%$$

ОР отсутствует» [8].

Результаты расчетов ОР – в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов ОР

Оборудование	Срок службы, лет		ОР, %
	T_n	T_ϕ	
ТМН-4000/35	25	37	нет
ОД-35	25	37	нет
РНДЗ-35	25	2	92

Продолжение таблицы 1

Оборудование	Срок службы, лет		ОР, %
	Тном	Тфакт	
КЗ-35	25	2	92
ТФЗМ-35		37	нет
ЗНОЛ-35		37	нет
РВ-35М		37	нет
ПСН-35		2	92
ИОС-35			
ТМ-100/10		37	нет
ВМПЭ- 10			
ВМП- 10			
ЗР-10			
ТПОЛ-10			
ТПЛ-10			
НТМИ-10			
ПКТ-101			
РВС-10	25	2	92
ИО-10			

Выводы.

ПС 35/10 кВ «Подбужье» представляет собой важный элемент электрической сети ОАО «Калугаэнерго», 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 мероприятий по реконструкции электрической части подстанции

2.1 Проверка действующих силовых трансформаторов по мощности

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:

$$S_t \geq K_{з.н.} \cdot S_{\max}, \quad (2)$$

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

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

Полная нагрузка ПС:

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

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

Для рассматриваемой ПС:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{6105,23^2 + 2081,19^2} = 6450,21 \text{ кВА.}$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 4000 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 6450,21 = 4515,1 \text{ кВА.}$$

Действующие трансформаторы ТМН-4000/35 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» [11].

«С учетом требуемого резерва мощности, перспективная нагрузка ПС:

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

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

$$S'_{\text{макс}} = 6450,21 + 1500 = 7950,21 \text{ кВА},$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 7950,21 = 5565,1 \text{ кВА}.$$

Выбираются трансформаторы ТМН-6300/35, номинальная мощность будет достаточна для надежного беспереывного питания всех потребителей во всех режимах работы, силовые трансформаторы не будут перегреваться.

В аварийном режиме перегрузка составит:

$$K_n = \frac{S'_{\text{макс}}}{S_m}, \quad (5)$$

$$K_n = \frac{7950,21}{6300} = 1,26 = 126 \text{ \%}.$$

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

Структура условного обозначения ТМН-6300/35 указывает на то, что это трансформатор с расщеплённой обмоткой низшего напряжения, охлаждением с естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, регулированием напряжения под нагрузкой и номинальной мощностью 6300 кВА.

Внешний вид трансформатора показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Трансформатор ТМН-6300/35

Итого на ПС при проведении реконструкции будут установлены новые силовые трансформаторы марки ТМН-6300/35, что позволит эксплуатировать подстанцию далее в штатном режиме и обеспечить надежное электроснабжение потребителей, с учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

«Токи короткого замыкания являются важным параметром для оценки надёжности и безопасности работы электроэнергетической системы» [14]. 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.

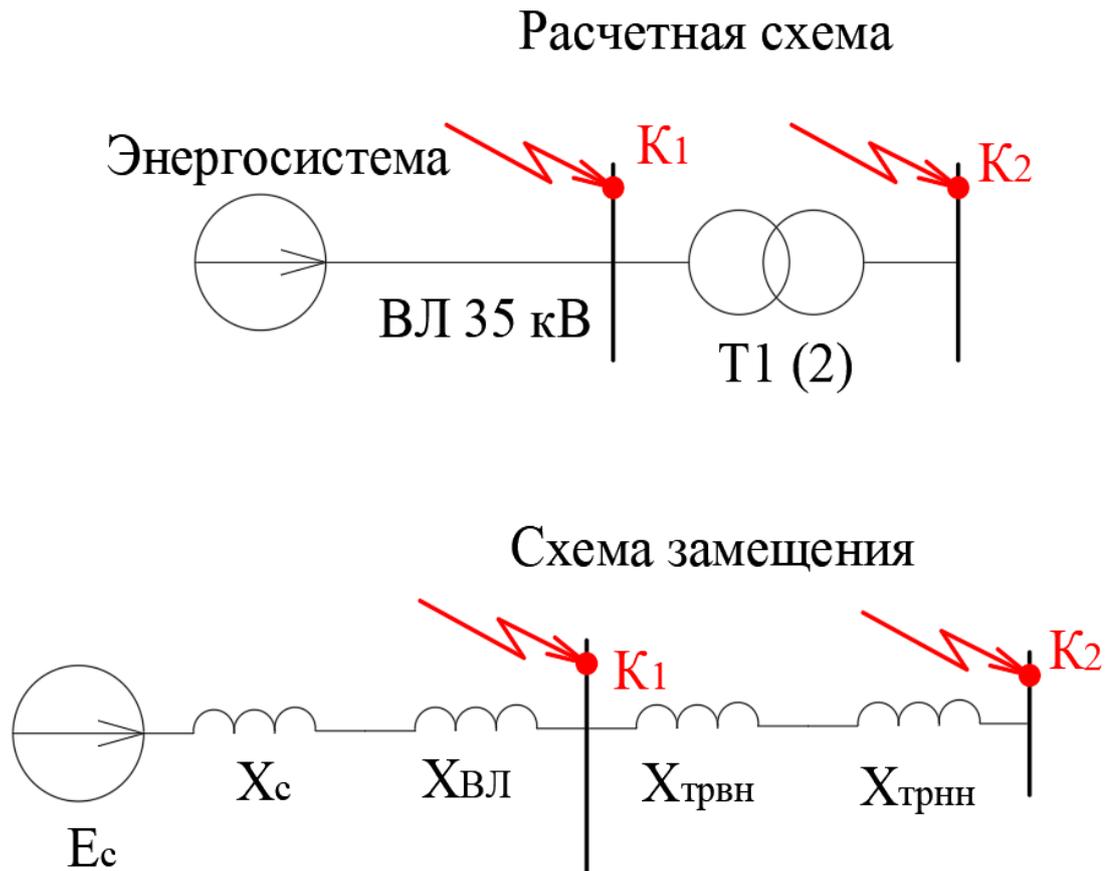


Рисунок 2 – Расчетные схемы токов КЗ

Периодическая составляющая тока КЗ:

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

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

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

где T_a – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_V = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_K'', \quad (8)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (9)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (10)$$

где U_K – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

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

$$X_{ТРВН} = \frac{7,5 \cdot 37^2}{100 \cdot 6,3} = 2,587 \text{ Ом},$$

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2, \quad (11)$$

$$X_{ТРНН} = 2,587 \cdot (10,5 / 37)^2 = 0,208 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{лэп} = x_o \cdot L \quad (12)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км.

$$X_{лэп} = 0,427 \cdot 1,5 = 0,641 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_0^2}{S_k}, \quad (13)$$

где S_k – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_c = 37^2 / 1022 = 1,34 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (6-9):

$$I_{к1}'' = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (1,34 + 0,641)} = 10,789 \text{ кА},$$

$$K_{v1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,61,$$

$$i_{v1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 10,789 = 24,562 \text{ кА},$$

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,789 = 9,343 \text{ кА}.$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 2» [17].

Таблица 2 – Токи КЗ

Участок КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
шины 35 кВ (К1)	10,789	24,562	9,343
шины 10 кВ (К2)	7,706	17,544	6,674

Далее выбирается новое современное ЭО.

2.4 Выбор оборудования электрической части

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.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА},$$

где $i_{пр.с}$ – 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, кА²·с:

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

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 35 кВ:

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

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,5 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВБН-35/630, проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
$I_{ном}, \text{А}$	630	145,5
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	31,5	10,789
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2977	349,2
$i_{дин}, \text{кА}$	80	24,562

Внешний вид ВБН-35/630 показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель 35 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВВ/TEL-10, проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{ном}, \text{А}$	630	509,2
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	20	7,706
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	178,2
$i_{дин}, \text{кА}$	40	17,544

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



Рисунок 4 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.анп.} \geq I_{раб.мах.},$$

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

$$i_{дин} \geq i_{у.}$$

Принимаются разъединители РВ-10/1000 на перемычке РУ и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 5» [20].

Таблица 5 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10	10
$I_{\text{НОМ}}$, А	1000	509,2
$W_{\text{к}}$, кА ² ·с	768	178,2
$i_{\text{дин}}$, кА	40	17,544

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 ограничители перенапряжений ОПНп-35/86/10/500 и ОПНп-10/11-10/400, проверка в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
	$U_{ном}, \text{кВ}$	35	10	35
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	349,2	178,2
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	24,562	17,544

Трансформаторы тока и напряжения.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.},$$

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

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (17)$$

$$i_{дин} = \kappa_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (18)$$

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

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

Принимаются элегазовые трансформаторы тока ТРГ-35-150/5, проверка:

$$U_{н.апт.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 150 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 145,5 \text{ А},$$

$$(250 \cdot 0,15)^2 \cdot 3 = 4218 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 349,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 65,751 \text{ кА} > 24,562 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}}, \quad (19)$$

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (20)$$

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

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{\text{пров.}}$ – сечение жил, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (21)$$

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 35 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 – Трансформатор тока ТРГ-35

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М, проверка:

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

$$I_{1н.} = 600 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 509,2 \text{ А},$$

$$(55 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 3267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 178,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 59,4 \text{ кА} > 17,544 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (19-21):

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10%» [7].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}},$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаются ТН марки НАМИ-35 и НАМИ-10, внешний вид показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН» [7]:

$$U_{н.ант.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ},$$

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

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

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

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 [19]. 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 75,8 кВА.

«Требуемая номинальная мощность ТСН, по (2):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 75,8 = 53,06 \text{ кВА.}$$

Принимается два энергосберегающих ТСН марки ТМГ12/63, внешний вид показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор ТМГ12

Проверка ТСН по перегрузке, по (5):

$$K_n = \frac{75,8}{63} = 1,2 < 1,4$$

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

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А}$$

Выбираются КРУ марки КРУ-СВЭЛ на ток до 630 А. Внешний вид КРУ – на рисунке 9» [18].



Рисунок 9 – Ячейка КРУ марки КРУ-СВЭЛ

Действующая электромеханическая РЗА будет заменена на микропроцессорную, что обеспечит повышение быстродействия, надежности и эксплуатационной безопасности.

2.5 Реконструкция релейной защиты

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:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (22)$$

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

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

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 103,93 < 150 < 2,5 \cdot 103,93 = 259,8 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 363,74 < 600 < 2,5 \cdot 363,74 = 909,4 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (23)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 7,5}{100} = 0,15 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{н.м.}}, \quad (24)$$

$$X_{\sigma} = \frac{37^2}{6,3} = 217,3 \text{ Ом}.$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (25)$$

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

$$X_{л} = 0,427 \cdot 1,5 = 0,641 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*л} = 0,641 / 217,3 = 0,0029 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (26)$$

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

$$X_* = 0,0029 + 1,1 \cdot 0,15 = 0,1674 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,1674 \cdot 217,3 = 36,376 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (27)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 36,376} = 1154,27 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (28)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1154,27}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,442 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (29)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

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

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (30)$$

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

S_{κ} – сечение жил, мм²» [3].

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

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

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

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

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (31)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (32)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 103,93 / 150 = 13,857 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (33)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 5,442 = 7,619 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (34)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,706 = 6,473 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения.

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

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (35)$$

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

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$1154,27 / 103,93 = 11,107 > 8$$

Используется традиционное торможение» [3].

«Определение минимального тока срабатывания:

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

где ε – 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:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (37)$$

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (38)$$

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

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (39)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки;

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

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 103,93 \cdot 5 = 571,594 \text{ А,}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{571,594^4} = 41,45.$$

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» [3]. 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:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (40)$$

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

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3} , \quad (41)$$

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{103,93}{7706} = 0,0135$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,16$ » [9].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 103,93 = 141,829 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (42)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 103,93 = 122,266 \text{ А}$$

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (43)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (44)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (45)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [3]:

$$k_{\chi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (46)$$

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

$$I_{C3} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (47)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (48)$$

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

L – длина КЛ, км» [1].

Для фидера 1, по (43-48):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,073 = 0,366 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 73,1 = 101,48 \text{ А,}$$

$$I_{CP} = 101,48 \cdot \frac{1}{75/5} = 6,77 \text{ А,}$$

$$k_u = \frac{6098}{101,48} = 60,1 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,52 \cdot 1,04 = 1,58 \text{ А,}$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,58 = 4,74 \text{ А.}$$

Расчет РЗ фидеров – в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет РЗ

Фидеры 10 кВ, №	I _{сз} ТО, кА	I _{ср} МТЗ, А	Кч(МТЗ)	I _{сз} ЗНЗ, А
1	0,366	101,48	6,77	4,74
2	0,412	114,39	5,72	4,09
4	0,656	182,14	9,11	3,96
3-1,3-2	0,473	262,38	4,37	8,60

Уставки защит задаются программно.

2.6 Расчет заземляющего устройства

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» [18].

Действующее заземляющее устройство (ЗУ) критически повреждено коррозией и будет заменено на новое. «В сети 35 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:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (49)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{p6} = 450 \cdot 1,1 = 495 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p2} = 450 \cdot 1,4 = 630 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{0вз} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (50)$$

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (51)$$

где b – ширина уголка, м» [5].

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{огэ}} = \frac{495}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 23,82 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огэ}} / R_{\text{н}}, \quad (52)$$

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

$$n' = 23,82 / 0,5 \approx 48 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (53)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (54)$$

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

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (27,5 + 35) = 125 \text{ м},$$

$$a = 125 / 48 = 2,6 \text{ м},$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,6 \cdot 48 = 131,04 \text{ м.}$$

Схема заложения электродов показана на рисунке 11.

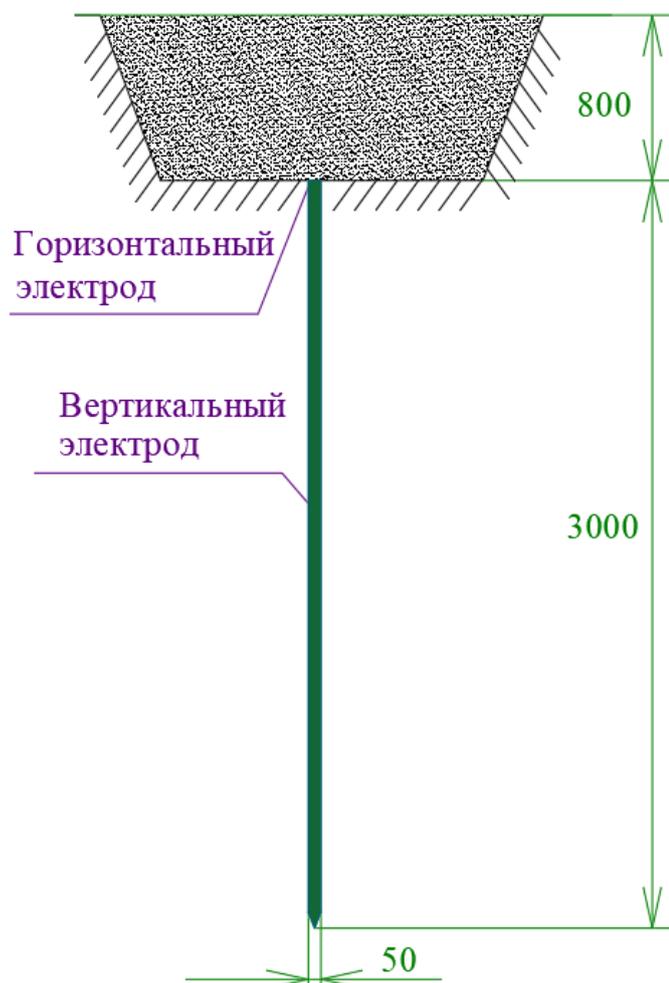


Рисунок 11 – Схема заложения электродов

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{эз}} = \frac{\rho_{\text{пз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (55)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (56)$$

где b – ширина полосы, м.

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

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

$$R_{23} = \frac{630}{2 \cdot 3,14 \cdot 131,04} \cdot \ln \left(\frac{131,04^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,302 \text{ Ом.}$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2}, \quad (57)$$

где η_6, η_2 – коэффициенты использования электродов» [5].

$$R_{zp} = \frac{23,82 \cdot 0,302}{23,82 \cdot 0,39 \cdot 48 + 0,302 \cdot 0,23} = 0,412 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

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, сбоев в работе автоматики и поражении персонала, а также недопустимо высокого сопротивления действующего заземляющего устройства. Спроектирован новый контур заземления, с учетом всех технических требований.

Заключение

Рассматриваемая подстанция 35/10 кВ «Подбужье» представляет собой важный элемент электрической сети, проведение реконструкции электрической части подстанции является обоснованным ввиду критического износа и устаревания оборудования, а также несоответствия его характеристик актуальным нагрузкам.

Согласно актуальным электрическим нагрузкам 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 ТМН-6300/35, что позволит эксплуатировать подстанцию далее в штатном режиме и обеспечить надежное электроснабжение потребителей. 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. 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.

Проведение реконструкции электрической части ПС согласно предлагаемым мероприятиям обеспечит ее надежную и безопасную работу.

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 27.05.2024).
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. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Щербаков Е.Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.