

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции напряжением 220 кВ
«Владимировка»

Обучающийся

С.А. Яровой

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 50 страниц, 16 рисунков, 6 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: реконструкция, электрическая часть, подстанция, электрооборудование, напряжение, нагрузка, потребитель, релейная защита.

Актуальность темы: в настоящее время электрическая часть рассматриваемой подстанции содержит технологически устаревшее и критически изношенное электрооборудование, ввиду чего регулярно нарушается его нормальная работа и отмечаются регулярные продолжительные недоотпуски электроэнергии потребителям, на время проведения ремонтно-восстановительных работ. Ввиду высокого износа электрооборудования существенно повышены эксплуатационные трудовые и экономические затраты на его внеплановый ремонт и обслуживание. Повышены профессиональные риски для эксплуатационного и ремонтного персонала подстанции и снижен общий уровень безопасности и охраны труда. Реконструкция электрической части позволит исключить указанные недостатки и проблемы.

Объект исследования: понизительная подстанция переменного тока.

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции, с применением нового современного электрооборудования и технических решений.

Разработаны мероприятия по реконструкции электрической части подстанции, выбрано новое современное электрооборудование отечественного производства.

Содержание

Введение	4
1 Обоснование проведения реконструкции	6
1.1 Анализ нагрузки подстанции и состояния электрооборудования	6
1.2 Обоснование проведения реконструкции	8
2 Мероприятия по реконструкции электрической части подстанции	10
2.1 Расчет электрических нагрузок подстанции	10
2.2 Выбор и расчет числа и мощности силовых трансформаторов	12
2.3 Расчет токов короткого замыкания	13
2.4 Расчет и выбор электрического оборудования	17
2.5 Выбор оперативного тока на подстанции, выбор трансформаторов собственных нужд	31
2.6 Расчет релейной защиты	32
2.7 Расчет системы заземления и молниезащиты подстанции	42
Заключение	47
Список используемых источников и используемой литературы	49

Введение

Реконструкция подстанции (ПС) – это процесс обновления и модернизации оборудования и систем подстанции с целью повышения ее эффективности, надежности и безопасности. Реконструкция может включать в себя замену устаревших или изношенных компонентов, таких как трансформаторы, выключатели, разъединители, системы защиты и управления, а также улучшение инфраструктуры и зданий подстанции. Электрическая часть подстанции включает в себя все оборудование и устройства, которые обеспечивают передачу, распределение и преобразование электроэнергии, в том числе, силовые и измерительные трансформаторы, выключатели, разъединители, заземляющие устройства, системы защиты, управления и измерения и т.д. Таким образом, электрическая часть ПС является ключевым элементом энергетической системы и обеспечивает надежность и безопасность электроснабжения потребителей, ввиду чего своевременная реконструкция электрической части ПС является важной и актуальной задачей.

Целью реконструкции является обеспечение соответствия подстанции современным требованиям и стандартам, а также повышение ее способности удовлетворять растущие потребности в электроэнергии. Реконструкция также может помочь снизить затраты на эксплуатацию и обслуживание подстанции, уменьшить выбросы вредных веществ и улучшить экологическую обстановку. Реконструкция ПС является важным процессом для поддержания и развития энергетической системы страны, обеспечения надежности и безопасности электроснабжения потребителей.

Актуальность темы: на данный момент электрическая часть подстанции «Владимировка» содержит технологически устаревшее и критически изношенное электрооборудование, ввиду чего регулярно нарушается его нормальная работа и отмечаются регулярные продолжительные недоотпуски электроэнергии потребителям, на время проведения ремонтно-

восстановительных работ. Также ввиду высокого износа электрооборудования существенно повышены эксплуатационные трудовые и экономические затраты на его внеплановый ремонт и обслуживание. Также повышены профессиональные риски для эксплуатационного и ремонтного персонала ПС и снижен общий уровень безопасности и охраны труда. Проведение реконструкции электрической части подстанции, с применением нового современного электрооборудования и технических решений позволит исключить указанные недостатки и проблемы и обеспечить качественную и безопасную работу электрической части ПС согласно актуальным требованиям.

Объект исследования: понизительная ПС переменного тока.

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части ПС, с применением нового современного электрооборудования и технических решений.

Задачи работы:

- выполнить анализ нагрузки подстанции и состояния электрооборудования;
- обосновать проведение реконструкции и предлагаемые технические решения;
- согласно параметрам рабочих и аварийных режимов выбрать новое оборудование электрической части ПС;
- выбрать оборудование микропроцессорной релейной защиты (РЗ), определить уставки РЗ;
- рассчитать систему заземления и молниезащиты.

При проведении реконструкции, согласно указаниям по импортозамещению, должно выбираться оборудование только отечественного производства.

1 Обоснование проведения реконструкции

1.1 Анализ нагрузки подстанции и состояния электрооборудования

Электрические нагрузки подстанции – это нагрузки, создаваемые включёнными в сеть электроприёмниками. Они выражаются в единицах тока или мощности и могут быть спокойными симметричными, несимметричными, резкими и нелинейными. Специфические нагрузки создаются работой электродуговых печей, полупроводниковых преобразовательных установок и сварочных установок. Эти нагрузки влияют на работу подстанции и могут вызывать различные проблемы, например, перегрев токоведущих частей, преждевременный износ изоляции и снижение качества электроэнергии. Поэтому при проектировании и эксплуатации ПС необходимо учитывать особенности электрических нагрузок и принимать меры для их снижения и оптимизации работы оборудования. Расчётные нагрузки делятся на концентрированные и распределённые. Концентрированные потребители включают крупные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тяговые подстанции, насосные и компрессорные станции. Распределённая нагрузка включает остальные промышленные предприятия, сельскохозяйственное производство и коммунально-бытовую нагрузку городов и сельских населённых пунктов [15].

В данном случае, основными нагрузками рассматриваемой ПС являются вторичные подстанции переменного тока и распределительные пункты (РП) распределительной сети энергосистемы, конечными потребителями электроэнергии которых являются промышленные и сельскохозяйственные предприятия, объекты жилой инфраструктуры (жилые микрорайоны, поселки, деревни и т.д.). Специфичные мощные резкопеременные нагрузки отсутствуют, средневзвешенный график нагрузки равномерный.

Схема электрических соединений подстанции до реконструкции приведена на листе 1 графической части.

Основная часть электрооборудования (ЭО) критически изношена ввиду долгого срока эксплуатации (более 32 лет при номинальном паспортном сроке 25 лет). Силовые трансформаторы и ОПН эксплуатируются 10,5 лет и на данный момент не нуждаются в замене на новые ввиду износа.

Изношенные масляные выключатели являются одной из основных проблем при эксплуатации ПС. Со временем эти устройства стали менее эффективными, что приводит к различным проблемам, таким как увеличение времени горения электрической дуги при коммутации, залипание контактов, утечки масла и т.д. В случае возникновения аварийной ситуации, такой как короткое замыкание, выключатель может взорваться или загореться, что создаёт угрозу безопасности персонала и окружающей среды. Уровень масла должен быть постоянным и соответствовать определённым нормам. Если уровень падает ниже нормы, это может привести к нарушению работы выключателя и даже его поломке. В действующих выключателях отмечаются регулярные утечки, что значительно повышает эксплуатационные риски и расходы. Данные аппараты являются устаревшим оборудованием, которое имеет ряд недостатков, таких как малый ресурс работы, взрыво- и пожароопасность, а также необходимость постоянного контроля за уровнем масла. Альтернативы, такие как вакуумные и элегазовые выключатели, предлагают более современные и безопасные решения для электроэнергетики.

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения имеют видимые повреждения корпуса, с помощью тепловизора отмечен повышенный нагрев отдельных элементов.

Разъединители также имеют высокую степень износа, заметны видимые окисления контактов и ножей, с помощью тепловизора отмечен повышенный нагрев контактов под нагрузкой.

Вентильные разрядники имеют видимые повреждения корпуса, окисления контактов.

Трансформаторы собственных нужд издают повышенный шум и вибрацию при работе, с помощью тепловизора отмечен повышенный нагрев отдельных элементов, заметны видимые окисления выводов обмоток.

Относительно новые силовые трансформаторы и ОПН – в хорошем состоянии, дефектов не установлено.

Электромеханическая релейная защита и автоматика (РЗА) – это комплекс устройств, предназначенный для быстрого автоматического выявления и отделения повреждённых элементов электроэнергетической системы в аварийных ситуациях. Она обеспечивает нормальную работу всей системы и построена на реле серии РТ. Основные виды защит включают защиту силовых трансформаторов, отходящих фидеров и автоматический ввод резерва (АВР). Свойства релейной защиты включают селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность. Для действующей РЗА, ввиду технологического устаревания, данные свойства уже не удовлетворяют современным требованиям. Также ввиду износа отмечаются залипания контактор реле, несрабатывание элементов РЗА.

1.2 Обоснование проведения реконструкции

Реконструкция электрической части подстанции – важный процесс, направленный на обновление устаревшего оборудования и повышение эффективности ее работы. Этот процесс решает задачи продления срока службы объекта, увеличения мощности и обеспечения бесперебойного электроснабжения. После реконструкции обновлённая ПС отвечает всем стандартам безопасности и обеспечивает возможность постоянного контроля процессов. Реконструкция ПС выгодна с точки зрения экономии средств, так как она требует меньших затрат, чем строительство новой подстанции. Кроме того, этот процесс осуществляется быстрее и позволяет полностью удовлетворить потребности пользователей. Применение современных технологий и энергоэффективного оборудования повышает эффективность

работы подстанции, снижает материальные расходы пользователей и предупреждает потери из-за перебоев в подаче электроэнергии. В результате обновлённая подстанция способна функционировать надёжно в течение многих лет [2].

Реконструкция электрической части рассматриваемой подстанции обязательна к проведению в ближайшее время, основными причинами являются критический износ ЭО и его технологическое устаревание. Данные факторы недопустимо повышают профессиональные риски для эксплуатационно-ремонтного персонала подстанции, а также значительно увеличивают трудовые и экономические расходы на внеплановые ремонты и обслуживание ЭО. Отмечаются регулярные вынужденные перерывы электроснабжения потребителей и нарастающий недоотпуск электроэнергии. Элементы систем заземления и молниезащиты ПС значительно повреждены коррозией, контактные соединения имеют высокую степень окисления. Эффективность работы данных систем сильно снижена. Марка действующих трансформаторов собственных нужд (ТСН) – ТМ-160/6, для нее характерны высокие внутренние потери мощности [14].

Очевидна необходимость и важность проведения реконструкции, что способно устранить указанные проблемы и недостатки действующей электрической части ПС.

Выводы по разделу 1. Проведены анализ нагрузки подстанции и состояния электрооборудования, по результатам которого определено, что основная часть ЭО электрической части нуждается в замене на новое и современное. Проведение реконструкции является обоснованным и позволит устранить все выявленные ее недостатки, сократить профессиональные риски для технического и эксплуатационного персонала подстанции, обеспечить надежное питания потребителей.

2 Мероприятия по реконструкции электрической части подстанции

2.1 Расчет электрических нагрузок подстанции

Расчёт электрических нагрузок подстанций – важный этап проектирования схем развития распределительных сетей энергосистем, а также разработки электрической части, либо мероприятий по ее реконструкции. При расчёте используются методы прямого счёта или статистический подход для концентрированных и распределённых потребителей соответственно. Максимальная электрическая нагрузка подстанции определяется для выбора мощности трансформаторов. Расчёт нагрузок основан на сочетании двух методов: прямого счёта для концентрированных потребителей и статистического подхода для распределённой нагрузки. Учитываются коэффициенты одновременности и роста для определения суммарной нагрузки всех подстанций. Полученные предварительные перспективные нагрузки перераспределяются с учётом появления новых ПС. В итоге выбираются параметры самой подстанции (мощность трансформаторов) и определяется максимальная электрическая нагрузка. Для действующих ПС в качестве расчетных нагрузок, как правило принимаются контрольные замеры зимних максимумов нагрузок [13].

«Контрольные замеры зимних максимумов нагрузок потребителей приведены в таблице 1» [9].

Таблица 1 – Электрические нагрузки

Время, ч	Нагрузки ПС		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0	34589,5	12813,9	36886,7
2	40813,8	15114,9	43522,7
4	41639,0	15420,4	44402,7

Продолжение таблицы 1

Время, ч	Нагрузки ПС		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
6	50716,6	18781,4	54082,5
8	57318,4	21225,7	61122,3
10	75732,4	28038,2	80756,1
12	81390,5	30124,2	86786,4
14	73397,1	27159,4	78260,9
16	78704,2	29151,0	83929,3
18	76487,5	28324,9	81563,7
20	67668,9	25054,5	72158,2
22	58591,4	21693,5	62478,4

«Графики нагрузок – на рисунке 1.

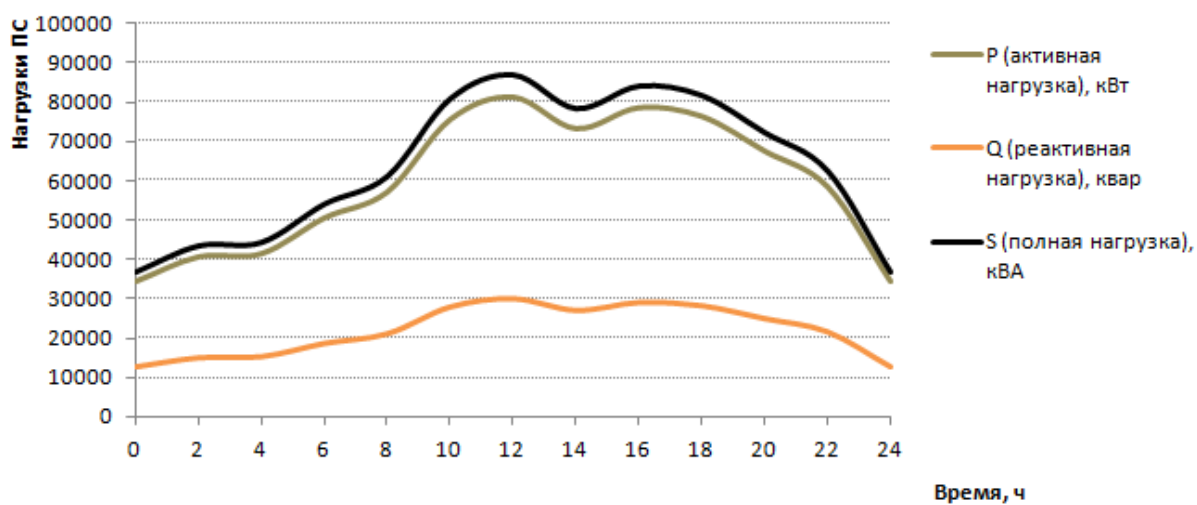


Рисунок 1 – Графики нагрузок

Максимальные нагрузки» [9]:

$$P_{\text{макс}} = 81390,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{макс}} = 30124,2 \text{ квар},$$

$$S_{\text{макс}} = 86786,4 \text{ кВА}.$$

Данные нагрузки отмечаются в 12.00 по времени.

2.2 Выбор и расчет числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов зависит от требований надёжности, режима работы приёмников и перспектив развития электрической сети. Обычно для надёжного питания потребителей используют два трансформатора, которые могут работать параллельно, при повреждении одного из них, питание нагрузки переключается на второй. Если мощность существующих двух трансформаторов недостаточна, рассматривают возможность установки более мощных трансформаторов или третьего трансформатора для покрытия возросшей мощности. Учитывается также перспектива роста электрических нагрузок и изменения режима работы электроприёмников. При выборе номинальной мощности трансформаторов учитываются расчётная нагрузка объекта электроснабжения, темпы роста нагрузок и допустимая перегрузка трансформаторов [3,11].

Действующие трансформаторы – в хорошем техническом состоянии, уровень износа мал. Проводится проверка достаточности мощности, согласно актуальным максимальным нагрузкам.

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

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

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки» [5,7].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 86786,4 = 60750,5 \text{ кВА.}$$

Действующие трансформаторы имеют достаточную мощность, замена на новые не требуется.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание (КЗ) – это не предусмотренное конструкцией электрической сети электрическое соединение двух точек электрической цепи, имеющих разные потенциалы. Оно возникает из-за нарушения работы электрооборудования, оголённых контактов, изношенного изоляционного материала, перегрузки электросети и других причин. Расчёт токов КЗ необходим для подбора аппаратуры, проверки электрической установки на термическую и электродинамическую устойчивость, а также проверки защитных устройств на чувствительность срабатывания. Методы расчёта токов короткого замыкания включают метод относительных единиц и метод именованных единиц. Расчёт токов КЗ проводится с учётом действительных режимов работы и характеристик элементов систем электроснабжения. Однако для упрощения расчётов принимаются некоторые допущения, не дающие значительных погрешностей: намагничивание трансформаторов не учитывается, трёхфазная сеть принимается симметричной, насыщение магнитных систем не учитывается, емкости не учитываются [10].

«Расчетная схема токов КЗ приведена на рисунке 2.

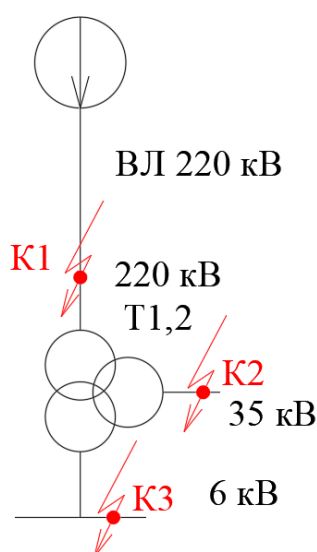


Рисунок 2 – Расчетная схема токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке 3» [10].

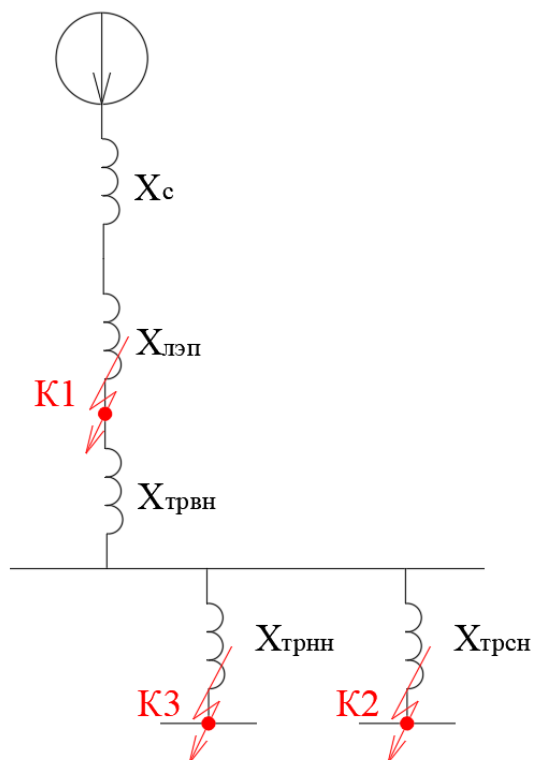


Рисунок 3 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2)$$

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_V = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3)$$

где T_a – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ и его действующее значение:

$$i_Y = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_K'' \quad (4)$$

$$I_Y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_Y - 1)^2} \quad (5)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (6)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (7)$$

где τ – время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB} \quad (8)$$

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

t_{CB} – время отключения выключателя, с.

Полный ток КЗ:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (9)$$

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» [12].

Пример расчета токов КЗ для точки К1 (шины 220 кВ).

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (11)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км» [12].

$$X_{ЛЭП} = 0,435 \cdot 45,2 = 19,662 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление энергосистемы:

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

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА» [19].

$$X_C = 230^2 / 9731 = 5,436 \text{ Ом.}$$

По (2-9):

$$I_{K1}'' = 230 / (\sqrt{3} \cdot (5,436 + 19,662)) = 5,29 \text{ кА,}$$

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

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,29 = 13,62 \text{ кА,}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,29 = 4,58 \text{ кА,}$$

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

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 5,29 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,06}} = 1,51 \text{ кА},$$

$$I_{n1} = 5,29 + 1,51 = 6,8 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов – в таблице 2.

Таблица 2 – Токи КЗ

Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА	I_p , кА
К1	5,29	13,62	4,58	6,80
К2	3,78	9,73	3,27	4,86
К3	2,91	7,48	2,52	3,74

Далее выбирается основное ЭО.

2.4 Расчет и выбор электрического оборудования

Замена масляных выключателей на элегазовые обеспечит:

- повышение надёжности электроснабжения;
- снижение затрат на техобслуживание;
- уменьшение техногенной нагрузки на окружающую среду;
- большую безопасность и эффективность работы.

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кА},$$

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

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

I_k – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{np.c} \geq i_y, \text{ кА},$$

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

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

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с:

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

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

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

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

$t_{откл.B}$ – время отключения выключателя, с» [18].

«Расчетный ток оборудования 220 кВ:

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

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [15].

$$I_{\text{макс}} = \frac{63000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,5 \text{ А}.$$

Будут установлены ВГТ-220/3150, проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	220	220
$I_{ном}, \text{А}$	3150	231,5
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	40	5,29
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5200	84,1
$i_{дин}, \text{кА}$	81	13,62

«Внешний вид выключателя – на рисунке 4.



Рисунок 4 – Выключатель ВГТ-220

Выключатели 35 кВ и 6 кВ выбираются и проверяются аналогично.

Максимальные токи РУ 35 кВ и 6 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (16)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка, кВА» [15].

$$I_{\text{макс}35} = \frac{66101,1}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1090,4 \text{ А,}$$

$$I_{\text{макс}6} = \frac{19673,3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1893,1 \text{ А.}$$

Замена масляных выключателей на вакуумные обеспечит:

- долговечность и безопасность оборудования;
- необслуживаемость;
- сокращение эксплуатационных издержек;
- высокую надёжность;
- большой коммутационный и механический ресурс;
- взрыво- и пожаробезопасность.

Будут установлены выключатели ВВ/TEL-35 и ВВ/TEL-10, проверка сведена в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$, кВ	6	6	35	35
$I_{\text{ном}}$, А	630	1893,1	1250	1090,4
$I_{\text{н.откл.}}$, кА	20	2,91	31,5	3,78
$W_{\text{к}}$, кА ² ·с	1200	25,4	3600	42,8
$i_{\text{дин}}$, кА	20	7,48	40	9,73

«Внешний вид выключателя ВВ/TEL-35 – на рисунке 5.

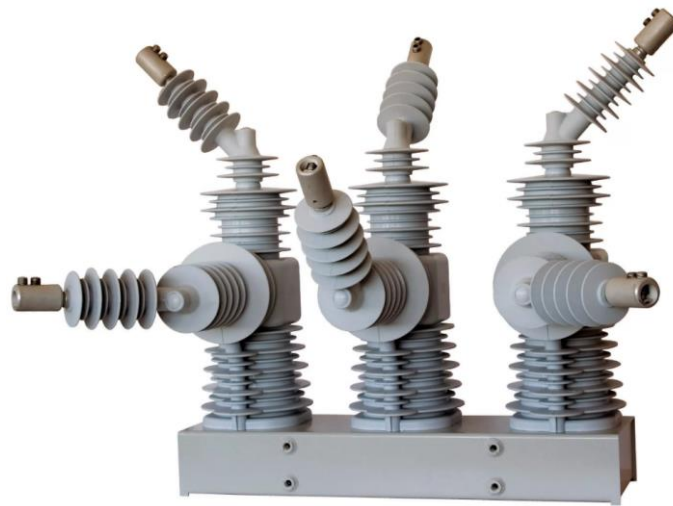


Рисунок 5 – Выключатель ВВ/TEL-35

Внешний вид выключателя ВВ/TEL-10 – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Выключатель ВВ/TEL-10

Выключатели подходят по всем условиям» [17].

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.мах.},$$

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

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаются разъединители РНДЗ-220/1000, РВ-35/1600 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	220	220	35	35
$I_{ном}, \text{А}$	1000	231,5	1600	1090,4
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	84,1	1000	42,8
$i_{дин}, \text{кА}$	40	13,62	40	9,73

Внешний вид разъединителей – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Разъединители

В современном мире проблема защиты оборудования подстанций от перенапряжений является актуальной. Одним из способов повышения надёжности защиты является замена разрядников на ограничители перенапряжений (ОПН). Разрядники, которые долгое время использовались для защиты подстанций, морально и конструктивно устарели. Они не способны эффективно справляться с современными вызовами, такими как грозовые и коммутационные перенапряжения. В связи с этим был выпущен приказ РАО «ЕЭС России» № 120 от 01.07.98 о замене разрядников на ОПН.

ОПН – это современные аппараты, предназначенные для защиты оборудования подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений. Они обладают рядом преимуществ по сравнению с разрядниками:

- более высокая надёжность и долговечность;
- способность выдерживать большие импульсные токи;
- меньшая зависимость от температуры окружающей среды.

Замена разрядников на ОПН обеспечит улучшенную защиту оборудования подстанции от грозовых и коммутационных перенапряжений, снизит вероятность повреждения оборудования и повысит надёжность работы подстанции в целом.

Принимаются ОПНп-220 и ОПНп-6, проверка в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
	$U_{ном}, \text{кВ}$	220	6	220
$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	84,1	25,4
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	13,62	7,48

Внешний вид ОПН показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид ОПН

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.},$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}.$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa}, \quad (17)$$

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

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [6].

Замена ферромагнитных измерительных трансформаторов на электронно-оптические обеспечит ряд преимуществ и улучшений в системе измерений. Вот некоторые из них:

- повышение точности измерений: электронно-оптические трансформаторы обеспечивают более высокую точность измерений благодаря отсутствию магнитных потерь и влияний вторичной нагрузки на процессы измерения;

- гибкость масштабирования систем: возможность интеграции с различными интерфейсами (аналоговыми, дискретными и цифровыми) позволяет легко масштабировать системы и адаптировать их к изменяющимся требованиям;
- малый вес и простота конструкции: электронно-оптические трансформаторы имеют меньший вес и более простую конструкцию по сравнению с ферромагнитными аналогами, что облегчает их установку и обслуживание;
- безопасность персонала: отсутствие вторичных цепей и возможность самодиагностики устройств сопряжения повышают безопасность работы персонала.

Принимаются ТТ марки ТТЭО-220/300, проверка:

$$\begin{aligned}
 U_{н.ант.} &= 220 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 220 \text{ кВ}, \\
 I_{1н.} &= 300 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 227,8 \text{ А}, \\
 (265 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 &= 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 84,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\
 200 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,3 &= 84,84 \text{ кА} > 13,64 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

«Сопротивление нагрузки:

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

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

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

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

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

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

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{приб.}}$ – нагрузка, ВА, и номинальный ток прибора, А» [6].

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

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

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

«Внешний вид ТТ – на рисунке 9.

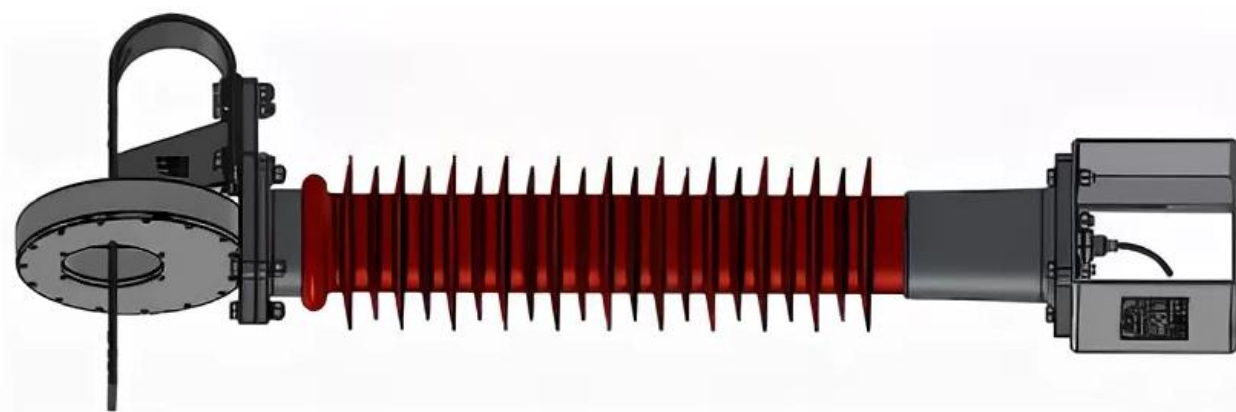


Рисунок 9 – Электронно-оптический трансформатор тока ТТЭО-220

Принимаются ТТЭО-10/2000, проверка» [9]:

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

$$I_{\text{1н.}} = 2000 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 1893,1 \text{ А},$$

$$(60 \cdot 2,0)^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 25,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,0 = 212,1 \text{ кА} > 7,48 \text{ кА.}$$

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

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

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

«Внешний вид ТТ – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Электронно-оптический трансформатор тока ТТЭО-10

Принимаются ТТЭО-35/1500, проверка:

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

$$I_{1н.} = 1500 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 1090,4 \text{ А,}$$

$$(60 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 42,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 159,1 \text{ кА} > 9,73 \text{ кА,}$$

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

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

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

Погрешность всех ТТ составит менее 10%» [18].

«Структурная схема оптических ТН показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Структурная схема оптических ТН

Условия выбора ТН:

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

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаются ТН марок ТНЭО-220, ТНЭО-35 и ТНЭО-6, проверки по условиям выбора:

$$U_{н.апт.} = 220 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 220 \text{ кВ},$$

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

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 21 \text{ ВА},$$

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

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

Выбираются комплексные распределительные устройства (КРУ):

- серии К-132/630 на ЗРУ 6 кВ;
- серии КРУ-СВЭЛ на ЗРУ 35 кВ.

Внешний вид КРУ К-132 – на рисунке 12.

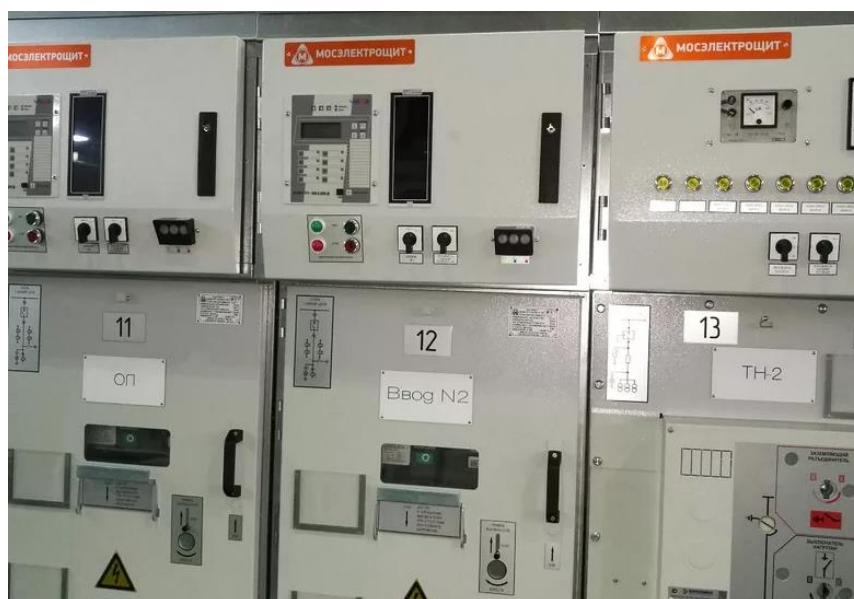


Рисунок 12 – Ячейки КРУ К-132

Внешний вид КРУ-СВЭЛ – на рисунке 13.



Рисунок 13 – Ячейки КРУ-СВЭЛ

Выбранные КРУ имеют встроенную мнемосхему состояния ЭО» [20].

Использование современных КРУ обеспечивает ряд преимуществ и повышает эффективность работы электрической части ПС, чему способствуют следующие особенности:

- универсальность конструкции: современные КРУ состоят из типовых отсеков, готовых к быстрой сборке и вводу в эксплуатацию. Элементы являются модульными, что обеспечивает удобство замены и обслуживания;
- применение воздушных изоляторов: в КРУ, работающих при напряжении от 6 до 35 кВ, используются шины с воздушной изоляцией, что сокращает затраты и обеспечивает эффективную работу устройств;

- для КРУ используются герметичные камеры с вакуумными дугогасителями, обеспечивающие простоту конструкции и высокую эффективность по сравнению с элегазовыми аналогами;
- унифицированные решения сокращают временные затраты на проектирование и ввод в эксплуатацию.
- интеграция в цифровые системы диспетчеризации, КРУ оснащаются цифровыми блоками релейной защиты и автоматики, что обеспечивает интеграцию в цифровые системы диспетчеризации и передачу данных.

Таким образом, использование современных КРУ способствует эффективному распределению электроэнергии, повышению надёжности и безопасности электрической части ПС, а также сокращению затрат на ее обслуживание и эксплуатацию.

2.5 Выбор оперативного тока на подстанции, выбор трансформаторов собственных нужд

Нагрузка СН составляет 112,2 кВА. «Принимается два ТСН марки ТМГ35-100/6, внешний вид показан на рисунке 14.



Рисунок 14 – Трансформатор ТМГ35

Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{112,2}{100} = 1,12 < 1,4.$$

Перегрузка будет менее допустимой 40 %» [7].

Выбор оперативного тока на подстанции зависит от множества факторов, включая наличие или отсутствие постоянного дежурного персонала, местоположение, традиции энергосистемы и укомплектованность энергопредприятий специалистами. На ПС с постоянным оперативным током обычно применяется переменный оперативный ток для панелей щитов собственных нужд, компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств. Напряжение оперативного тока составляет 220 В, в некоторых случаях допускается питание оперативных цепей напряжением 380 В. На ПС с электромагнитной блокировкой, независимо от наличия аккумуляторной батареи, предусматриваются выпрямительные установки для питания цепей этой блокировки. Для ПС с высшим напряжением 110–220 кВ с мостиковыми и блочными схемами рекомендуется использовать смешанную систему оперативного тока [16]. Действующая смешанная система оперативного тока на ПС отвечает всем актуальным эксплуатационным требованиям и остается неизменной.

2.6 Расчет релейной защиты

При эксплуатации релейной защиты (РЗ) устройства изнашиваются, морально устаревают и могут возникать различные отказы и ложные действия. Это приводит к необходимости ремонта и реконструкции РЗ. Ремонтные работы включают ремонт реле, замену отдельных деталей и узлов, а также выполнение электромонтажных, слесарно-механических и сборочных работ. В некоторых случаях ремонт морально устаревших устройств может быть

нецелесообразен с экономической и эксплуатационной точек зрения, и вместо этого проводится реконструкция. Наиболее востребованным и прогрессивным вариантом реконструкции является замена электромеханических реле на микропроцессорные устройства защиты (МП РЗА), которые обладают рядом преимуществ, таких как многофункциональность, точность, надёжность действия, гибкость настройки и возможность интеграции в системы автоматизации [1]. Для действующей РЗА на подстанции, ввиду технологического устаревания, эксплуатационные параметры уже не удовлетворяют современным требованиям. Также ввиду износа отмечаются залипания контактов реле, несрабатывание элементов РЗА. Ввиду этого, будет проводиться реконструкция РЗА с ее заменой на микропроцессорную, под управлением современных терминалов. «Трансформаторы ПС защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-ТЗ, внешний вид – на рисунке 15.



Рисунок 15 – Терминал Сириус-ТЗ

Дифференциальная защита.

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

Условие пригодности ТТ:

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

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

$I_{НОМ.ТТ}$ – номинальный первичный ток ТТ, А» [4].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 165,3 < 300 < 2,5 \cdot 165,3 = 413,3 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 1090,4 < 1500 < 2,5 \cdot 1090,4 = 2726 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 1893,1 < 2000 < 2,5 \cdot 1893,1 = 4732,8 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

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

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

Базисное сопротивление:

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

$$X_{\sigma} = \frac{242^2}{63} = 929,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (24)$$

где x_0 – удельное сопротивление, Ом/км» [4].

$$X_{л} = 0,435 \cdot 45,2 = 19,662 \text{ Ом.}$$

«Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*л} = 19,662 / 929,6 = 0,0212 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

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

где K_1 – коэффициент насыщения магнитопровода» [8].

$$X_* = 0,0212 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,21 \text{ о.е.,}$$

$$X = 0,21 \cdot 929,6 = 195,233 \text{ Ом.}$$

«Амплитуда тока намагничивания и кратность тока намагничивания:

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

где A – смещение синусоиды потокосцепления» [1].

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

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 242 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 195,233} = 1406,62 \text{ А,}$$

$$K_{ТТ} = \frac{1406,62}{\sqrt{2} \cdot 300} = 3,316 < 6,7.$$

«Сопротивление нагрузки ТТ:

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

где R_{κ} , $R_{пер}$, $R_{вх.терм}$ – сопротивления кабеля, контактов, терминала, Ом.

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

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

S_{κ} – сечение жил, мм²» [1].

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

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

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом: } K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [17].}$$

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

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

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

$$K_{10} = 20 \cdot 165,3 / 300 = 11,022 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{omc} \cdot K_{TT}, \quad (32)$$

где K_{omc} – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 3,316 = 4,642 \text{ А},$$

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

где K_{HB} – коэффициент небаланса» [1].

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,29 = 4,444 \text{ кА}.$$

«Выбор типа торможения.

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

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

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

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$1406,62 / 165,3 = 8,508 > 8.$$

Используется традиционное торможение» [1].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рез}}{1 - \Delta U_{рез}} + 0,02 \right), \quad (35)$$

где ε – погрешность ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рез}$ – 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:

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

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

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

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

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

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания» [1].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 165,3 \cdot 5 = 909,35 \text{ А},$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{909,35^4} = 57,89.$$

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

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ:

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

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

Кратность тока самозапуска:

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

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{165,3}{5290} = 0,0312.$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,16$ [4].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 165,3 = 225,64 \text{ А.}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

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

где K_H, K_B – коэффициенты надежности и возврата» [4].

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 165,3 = 194,51 \text{ А.}$$

«Фидеры 35 кВ и 6 кВ защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-2Л-02.

Токовая отсечка (ТО):

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

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

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

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

Ток срабатывания реле:

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

где k_{cx} , n_T – коэффициенты схемы подключения и трансформации для ТТ.

Коэффициент чувствительности» [4]:

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

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

$$I_{C.З.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (46)$$

где $k_{отс}$, k_B – коэффициенты отстройки и броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

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

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

L – длина КЛ, км.

Уставки РЗ задаются программно, с помощью штатного ПО для терминалов РЗА» [1].

Пример расчета для фидера 1 (35 кВ), по (42-45):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,3152 = 1,576 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 315,2 = 437,57 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 437,57 \cdot \frac{1}{400/5} = 5,47 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{3270}{437,57} = 7,47 \geq 1,5.$$

«Уставка АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (48)$$

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

Вторая уставка АВР:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ}, \quad (49)$$

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

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (50)$$

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

Δt – выдержка для селективности, с.

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

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (51)$$

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

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с» [8].

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

Реконструкция АВР обеспечит надежное бесперебойное питание ответственных потребителей.

2.7 Расчет системы заземления и молниезащиты подстанции

Элементы действующих систем заземления и молниезащиты ПС значительно повреждены коррозией, контактные соединения имеют высокую степень окисления. Эффективность работы данных систем сильно снижена, будет проводиться их реконструкция.

«Для сети 220 кВ, согласно ПУЭ, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используем контурное заземляющее устройство (ЗУ). Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм. Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (52)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности» [13].

$$\rho_{p6} = 1000 \cdot 1,1 = 1100 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p2} = 1000 \cdot 1,4 = 1400 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{огэ} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (53)$$

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (54)$$

где b – ширина уголка, м» [13].

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

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

$$R_{огэ} = \frac{1100}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,713 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{огэ} / R_n, \quad (55)$$

где R_n – максимальное сопротивление ЗУ, Ом» [13].

$$n' = 21,713 / 0,5 = 43,4 \approx 44 \text{ шт.}$$

«Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (56)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{nep} / n', \quad (57)$$

где l_{nep} – периметр территории, м» [13].

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

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м},$$

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

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{з3} = \frac{\rho_{pz}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (58)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (59)$$

где b – ширина полосы, м» [13].

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

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

$$R_{з3} = \frac{1400}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,198 \text{ Ом}.$$

«Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{зп} = \frac{R_{063} \cdot R_{з3}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{з3} \cdot \eta_2}, \quad (60)$$

где η_6 , η_2 – коэффициенты использования ВЭ и ГЭ» [13].

$$R_{cp} = \frac{21,713 \cdot 0,198}{21,713 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,198 \cdot 0,21} = 0,415 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

«Рассчитывается защита оборудования ПС с помощью двойного тросового молниетвода (МО), высота опорных МО 22 м, расстояние между тросами 25 м. Высота и радиус оснований конусов защиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (61)$$

$$r_0 = 0,95 \cdot h, \quad (62)$$

где h – минимальное расстояние от поверхности до троса (с учетом провеса), м.

Радиус зоны защиты:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0}. \quad (63)$$

Высота закрепления троса на опорах» [19]:

$$h' = h + 2. \quad (64)$$

В данном случае, по (61-64):

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

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

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

$$h' = 19,5 + 2 = 21,5 \text{ м.}$$

«Схема молниезащиты – на рисунке 16.

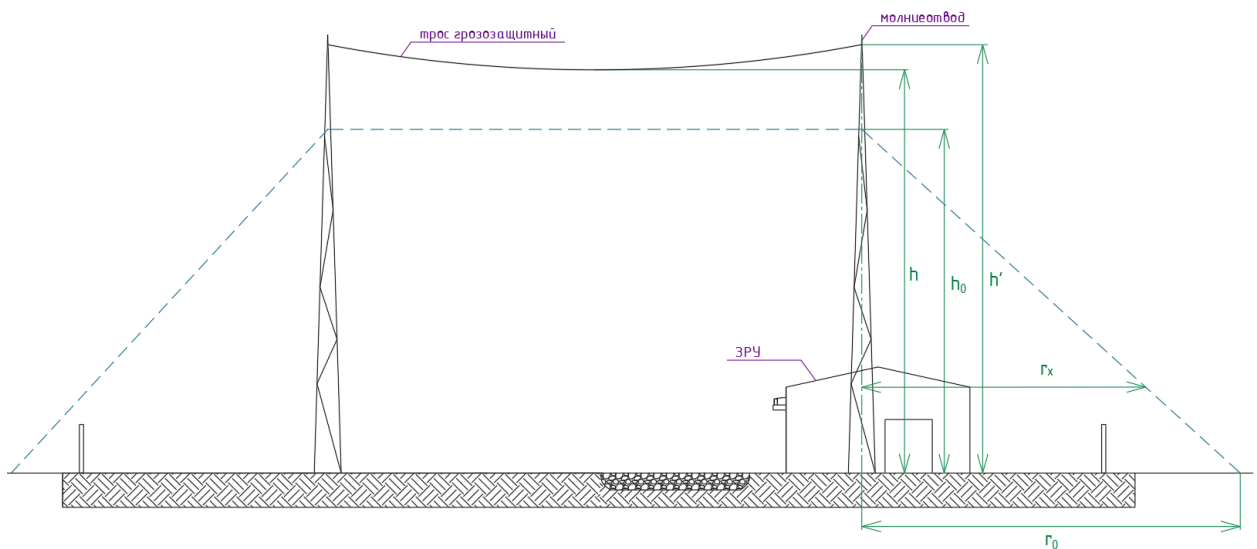


Рисунок 16 – Схема молниезащиты

Зона молниезащиты покрывает всю территорию ПС» [19].

Выводы по разделу 2. Рассчитаны рабочие и аварийные режимы электрической части ПС, согласно которым выбрано по своим техническим характеристикам новое ЭО. Замена устаревшего и изношенного оборудования на современные аналоги обеспечит надежное электроснабжение потребителей, безопасную и надежную эксплуатацию подстанции. Элементы действующих систем заземления и молниезащиты ПС значительно повреждены коррозией, контактные соединения имеют высокую степень окисления. Эффективность работы данных систем сильно снижена, будет проводиться их реконструкция. Будет проводиться реконструкция РЗА с ее заменой на микропроцессорную, под управлением современных терминалов. Реализация микропроцессорной РЗА обеспечит повышение надежности, быстродействия, селективности защит и их точную настройку, а также эффективную передачу данных в информационную сеть и удаленное управление.

Заключение

Выполнены анализ нагрузок подстанции и состояния оборудования действующей электрической части, по результатам которого определено, что основная часть ЭО электрической части нуждается в замене на новое и современное. Реконструкция электрической части рассматриваемой подстанции обязательна к проведению в ближайшее время, основными причинами являются критический износ ЭО и его технологическое устаревание. Данные факторы недопустимо повышают профессиональные риски для эксплуатационно-ремонтного персонала подстанции, а также значительно увеличивают трудовые и экономические расходы на внеплановые ремонты и обслуживание ЭО. Отмечаются регулярные вынужденные перерывы электроснабжения потребителей и нарастающий недоотпуск электроэнергии. Проведение реконструкции является обоснованным и позволит устранить все выявленные ее недостатки, сократить профессиональные риски для технического и эксплуатационного персонала подстанции, обеспечить надежное питания потребителей.

В ходе проведения реконструкции будут установлены элегазовые выключатели ВГТ-220/3150 и вакуумные выключатели ВВ/TEL-35/1250, ВВ/TEL-10/2500, ВВ/TEL-10/630. Замена масляных выключателей на элегазовые и вакуумные обеспечит повышение надёжности электроснабжения, снижение затрат на техобслуживание, уменьшение техногенной нагрузки на окружающую среду, повысит безопасность и эффективность работы. Замена разрядников на ограничители перенапряжений марок ОПНп-220/176/10/760 и ОПНп-6/7,6/10/200 обеспечит улучшенную защиту оборудования подстанции от грозových и коммутационных перенапряжений, снизит вероятность повреждения оборудования и повысит надёжность работы подстанции в целом. Замена ферромагнитных измерительных трансформаторов на электронно-оптические обеспечит повышение точности измерений (благодаря отсутствию магнитных потерь и

влияний вторичной нагрузки на процессы измерения), возможность интеграции системы измерений с различными интерфейсами (аналоговыми, дискретными и цифровыми); отсутствие вторичных цепей и возможность самодиагностики устройств сопряжения повысит безопасность работы персонала. Будут установлены современные ячейки КРУ марок КРУ-СВЭЛ на ЗРУ 35 кВ и К-132/630 на ЗРУ 6 кВ. Использование современных КРУ способствует эффективному распределению электроэнергии, повышению надёжности и безопасности электрической части ПС, а также сокращению затрат на ее обслуживание и эксплуатацию. Действующие трансформаторы – в хорошем техническом состоянии, уровень износа мал. Проведена проверка достаточности мощности, согласно актуальным максимальным нагрузкам, действующие трансформаторы имеют достаточную мощность, замена на новые не требуется. Действующая смешанная система оперативного тока на ПС отвечает всем актуальным эксплуатационным требованиям и остается неизменной. Будет проводиться реконструкция РЗА с ее заменой на микропроцессорную, под управлением современных терминалов серии Сириус. Реализация микропроцессорной РЗА обеспечит повышение надежности, быстродействия, селективности защит и их точную настройку, а также эффективную передачу данных в информационную сеть и удаленное управление. Реконструкция системы заземления и молниезащиты подстанции обеспечит надежную работу электрической части и всего оборудования ПС, а также обеспечит надлежащую безопасность персонала.

Рекомендованные мероприятия по реконструкции электрической части подстанции составлены с учетом выявленных ключевых недостатков, а также актуальных электрических нагрузок. Их реализация обеспечит долговременную дальнейшую эксплуатацию подстанции с соблюдением всех требований по надежности и безопасности.

Список используемых источников и используемой литературы

1. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
2. Вантеев А. И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 368 с.
3. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
4. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
5. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 14.03.2024).
6. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
7. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
8. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
9. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
10. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
11. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.

13. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
14. Сибикин, Ю. Д. Технология энергосбережения : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 336 с.
15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
16. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293740/4293740618.pdf> (дата обращения 15.03.2024).
17. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
18. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.
19. Школа для электрика. Сайт. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 17.03.2024).
20. Я энергетик. [Сайт]. – <https://yaenergetik.ru/> (дата обращения: 18.03.2024).