

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 главной понизительной подстанции
ремонтной базы ООО «ПапирЮг» г. Сочи

Обучающийся

А.С. Скляренко

(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 квалификационная работа 48 страниц, 12 рисунков, 5 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: реконструкция, электрическая часть, подстанция, главная понизительная подстанция, электрооборудование, потребитель, надежность, безопасность, релейная защита.

Актуальность темы: электрическую часть главной понизительной подстанции ремонтной базы необходимо реконструировать ввиду устаревания и износа и ожидаемого роста электрических нагрузок.

Объект исследования: главная понизительная подстанция ремонтной базы ООО «ПапирЮг» г. Сочи.

Предмет исследования: реконструкция электрической части подстанции.

Цель работы: обеспечение надежного электроснабжения ремонтной базы и возможности подключения дополнительного промышленного оборудования.

Проведен анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции, обосновано проведение реконструкции электрической части. С учетом актуальных и перспективных нагрузок выбрано новое оборудование электрической части, проведена его проверка по рабочим и аварийным режимам. Выбраны устройства микропроцессорной релейной защиты и автоматики. Рассчитаны новые заземляющее устройство и система молниезащиты подстанции.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции	6
2 Разработка предложений по реконструкции электрической части подстанции	9
2.1 Расчет электрических нагрузок подстанции	9
2.2 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов	10
2.3 Расчет токов короткого замыкания	12
2.4 Выбор и проверка электрооборудования	16
2.5 Выбор устройств релейной защиты и автоматики	28
2.6 Расчет заземления и молниезащиты подстанции	38
Заключение	45
Список используемых источников.....	47

Введение

Главные понизительные подстанции (ГПП) играют ключевую роль в системе электроснабжения промышленных предприятий. Они обеспечивают преобразование высоковольтного электрического тока в низковольтный, что позволяет безопасно и эффективно распределять электроэнергию для нужд производства. Основная функция ГПП заключается в понижении напряжения электрической энергии, поступающей от высоковольтных линий электропередачи. Это достигается с помощью силовых трансформаторов. Кроме того, ГПП выполняют следующие функции:

- распределение электроэнергии по различным участкам предприятия, что обеспечивает надежное электроснабжение всех производственных мощностей;
- управление нагрузкой, что особенно важно в условиях изменяющегося спроса на электроэнергию;
- ГПП оснащены защитными устройствами, которые предотвращают повреждение оборудования в случае короткого замыкания или других аварийных ситуаций;
- ГПП оборудованы системами автоматизации.

«Электрическая часть (ЭЧ) главных понизительных подстанций является их наиболее важной и ответственной частью. Установленное электрооборудование (ЭО) обеспечивает основные рабочие процессы, а именно, преобразование и распределение электроэнергии, защиту оборудования электрической сети предприятия» [10]. С течением времени, ЭО изнашивается и технологически устаревает, что, как правило, является основными причинами для проведения реконструкции электрической части. Также частым поводом является изменение (существенный рост) электрических нагрузок потребителей, когда действующее ЭО по своим техническим параметрам (допустимые максимальные мощности, предельные рабочие токи и т.д.) уже не соответствует ожидаемым нагрузкам

потребителей (например, ввиду планируемой установки дополнительного или более энергоемкого нового производственного оборудования). В процессе реконструкции, как правило, «заменяются силовые трансформаторы (на более мощные); высоковольтные выключатели на более современные типы (например, масляные на вакуумные); вентильные разрядники (на ОПН); электромеханическая релейная защита и автоматика (РЗА) на микропроцессорную» [17]. Важным аспектом является повышение уровня автоматизации и цифровизации процессов, что позволяет улучшить мониторинг и управление состоянием оборудования, а также повысить безопасность эксплуатации. Одной из ключевых тенденций является внедрение интеллектуальных систем управления, которые позволяют оптимизировать распределение электроэнергии и минимизировать потери. ГПП имеют огромное значение для обеспечения бесперебойной работы предприятий. Без надежного электроснабжения невозможно обеспечить стабильность производственных процессов, нарушение которых может привести к значительным экономическим потерям.

Актуальность темы: электрическую часть ГПП требуется реконструировать ввиду устаревания и износа и ожидаемого роста электрических нагрузок предприятия.

Объект исследования: ГПП ремонтной базы ООО «ПапирЮг» г. Сочи.

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: обеспечение надежного электроснабжения ремонтной базы и возможности подключения дополнительного промышленного оборудования.

Практическая значимость реконструкции заключается в обеспечении надежной и безопасной работы электрической части подстанции, дальнейшего развития и расширения производства.

1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции

Ремонтная база ООО «ПапирЮг» обеспечивает выполнение ремонтных работ оборудования предприятия, его различных элементов, деталей и узлов. Главная понизительная подстанция установлена с внешней стороны ограждения территории предприятия и обеспечивает прием высоковольтной электроэнергии по воздушной линии (ВЛ) 110 кВ, ее дальнейшее преобразование в класс напряжения 10 кВ и распределение по электрической сети до цеховых трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ. Также обеспечивается защита распределительной сети 10 кВ (комплекты релейной защиты (РЗ) установлены на фидерах 10 кВ ГПП и защищают линии 10 кВ и силовые трансформаторы цеховых ТП). Питание ГПП выполнено от подстанции (ПС) энергосистемы, питающая ВЛ – длиной 11,9 км, с проводами АС-70/11.

Действующая однолинейная схема ГПП приведена на листе 1 графической части. От шин 10 кВ отходит 9 питающих фидеров к цеховым ТП 10/0,4 кВ, установленным на производственных участках.

Потребители электроэнергии на ремонтной базе играют важную роль в обеспечении бесперебойного функционирования оборудования и проведении ремонтных работ. Они включают в себя различные типы электрических машин, станков, осветительных приборов и инструментов, которые используются для выполнения различных задач. Одним из основных типов потребителей являются электрические машины, такие как токарные, фрезерные и шлифовальные станки. Они обеспечивают механическую обработку деталей и заготовок, необходимых для ремонта и обслуживания оборудования. Осветительные приборы, такие как лампы накаливания, светодиодные светильники и прожекторы, необходимы для создания комфортных условий труда и обеспечения достаточной освещённости рабочих мест. Инструменты, такие как дрели, шуруповёрты, гайковёрты и

шлифовальные машины, используются для выполнения монтажных, демонтажных и ремонтных работ. Используются нагревательные приборы, такие как электропечи, термостаты и паяльники, для проведения термической обработки деталей и компонентов, а также для выполнения паяльных работ.

Производственные участки относятся к первой, второй и третьей категориям надежности электроснабжения [15]. К участкам первой и второй категории отходят двухцепные линии 10 кВ (фидеры 1-1 и 1-2, 2-1 и 2-2, 3-1 и 3-2). К участкам третьей категории отходят одноцепные линии 10 кВ (фидеры 4,5,6).

Проведение реконструкции электрической части ГПП обусловлено следующими причинами:

- в среднесрочной перспективе на ремонтной базе планируется установка нового энергоемкого производственного оборудования, что приведет к существенному росту суммарных нагрузок ГПП и несоответствию технических параметров действующего ЭО возросшим нагрузкам;
- действующее ЭО критически изношено, ввиду чего надежность питания потребителей существенно снижена и повышены трудовые и денежные затраты на дополнительные ремонты и обслуживание ЭО;
- «технологическое устаревание установленного на данный момент оборудования электрической части, что повышает эксплуатационные затраты, усложняет ремонты и обслуживание, а также снижает надежность и безопасность работы ЭО и ГПП в целом;
- системы заземления и молниезащиты подстанции сильно повреждены коррозией и не обеспечивают должный уровень защиты.

Реконструкция электрической части ГПП обеспечит решение данных актуальных проблем и ее дальнейшую эффективную эксплуатацию» [10].

На производственных участках (ПУ) предприятия будут установлены дополнительные современные автоматизированные производственные линии (АПЛ), это неотъемлемая часть современного производства. Они позволят повысить производительность труда, стабилизировать качество продукции и сократить затраты. Уровень автоматизации измеряется степенью внедрения автоматических систем в производственный процесс, начиная от частичного контроля операций до полного автономного управления. Ключевые компоненты автоматизации включают станки с числовым программным управлением (ЧПУ), промышленные роботы, роботизированные технологические комплексы и гибкие производственные системы. Также будут использоваться системы компьютерного контроля качества и автоматизированного проектирования. Требования к питанию электронной техники включают стабильность, высокое качество и соответствие номинальным значениям напряжения и тока для каждого устройства [10]. Планируемое широкое внедрение производственного оборудования со сложным электронным и компьютерным управлением потребует повышения надежности и качества электроснабжения, что также обуславливает проведение реконструкции электрической части с установкой современного ЭО.

Выводы по разделу 1.

Главная понизительная подстанция обеспечивает прием электроэнергии напряжением 110 кВ от энергосистемы, ее дальнейшее преобразование в класс напряжения 10 кВ и распределение по электрической сети до производственных участков, также обеспечивается защита распределительной сети 10 кВ. От шин 10 кВ отходит 9 питающих фидеров к цеховым ТП 10/0,4 кВ, установленным на производственных участках. Проведен анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции, обосновано проведение реконструкции электрической части ГПП с заменой ЭО на современные аналоги.

2 Разработка предложений по реконструкции электрической части подстанции

2.1 Расчет электрических нагрузок подстанции

Определение нагрузок подстанции – важный этап проектирования и эксплуатации их электрической части. Расчётные нагрузки подстанций зависят от типа потребителей, их количества и характера нагрузок. Полученные данные используются для выбора мощности трансформаторов подстанции и определения потокораспределения токов и мощностей в сетях. Это позволяет оптимизировать работу подстанции и обеспечить надёжное электроснабжение потребителей.

«Для действующих ПС, в рамках проведения реконструкции, в качестве расчетных электрических нагрузок можно использовать значения максимумов активных и реактивных нагрузок, согласно результатам суточных контрольных замеров» [13].

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

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

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

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

Полная нагрузка ПС:

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

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

Для рассматриваемой ПС:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{16611,3^2 + 5405,8^2} = 23473,8 \text{ кВА.}$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 16000 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 23473,8 = 16432 \text{ кВА.}$$

Действующие трансформаторы ТДН-16000/110 имеют недостаточную мощность, при отключении одного трансформатора приходится отключать часть нагрузки третьей категории надежности» [10].

2.2 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов при реконструкции подстанции является важным этапом, который влияет на эксплуатационные затраты и окупаемость проекта [1]. При выборе трансформаторов следует руководствоваться категорией электроснабжения, перегрузочной способностью и суточным графиком распределения нагрузок. Однотрансформаторные подстанции используются для объектов категории электроснабжения III и потребителей с возможностью резервирования электроснабжения. При питании потребителей I и II категории в аварийном режиме на двухтрансформаторной ПС целый трансформатор должен выдерживать нагрузку неисправного [3]. При выборе числа трансформаторов необходимо учитывать экономически целесообразный режим работы. Рациональная схема электроснабжения должна обеспечивать оптимальную загрузку трансформаторов без излишней недогрузки или перегрузки.

«С учетом требуемого резерва мощности, перспективная нагрузка ПС:

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

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

$$S'_{\text{макс}} = 23473,8 + 9500 = 32973,8 \text{ кВА},$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 32973,8 = 23082 \text{ кВА}.$$

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

В аварийном режиме перегрузка составит:

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

$$K_n = \frac{32973,8}{25000} = 1,32 = 132 \text{ \%}.$$

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

Трансформатор ТДТН-25000/110 – это трёхфазный двухобмоточный силовой трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и системой охлаждения вида Д» [7]. Он предназначен для работы в открытых электроустановках и соответствует требованиям ГОСТ 12965-93. Трансформатор используется для внутригосударственных поставок на энергообъекты России и на экспорт в районы умеренного и холодного климата. Трансформаторы такого типа имеют высокий уровень эффективности и надежности [19].

Внешний вид трансформатора показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Трансформатор ТДН-25000/110

Установка более мощных силовых трансформаторов (номинальной мощностью по 25 МВА) обеспечит надежное электроснабжение всех актуальных электрических нагрузок и возможность подключения нового энергоемкого производственного оборудования.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ при реконструкции подстанции играет важную роль в обеспечении надёжности и безопасности работы электрической системы. Основной причиной возникновения КЗ являются повреждения изоляции или неправильные действия обслуживающего персонала. Для определения токов короткого замыкания необходимо иметь данные о мощности источников питания, количестве источников, принципиальной схеме электрических соединений подстанции и параметрах элементов электрических сетей. Расчёт производится с учётом одновременной работы всех источников питания с номинальной нагрузкой, автоматических регуляторов напряжения

синхронных машин и совпадения электродвижущих сил источников по фазе. При расчёте учитываются различные факторы, такие как сопротивление элементов электрических сетей, время наступления короткого замыкания и расчётное напряжение каждой ступени. На основе полученных данных можно выбрать подходящее электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания [18].

«Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 2.

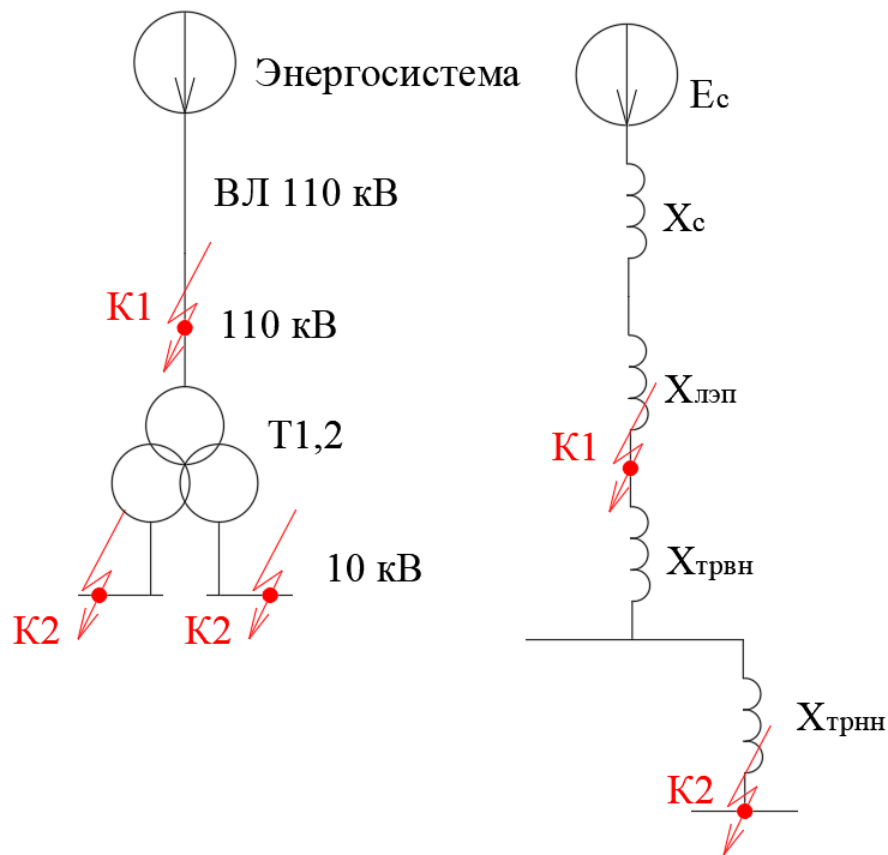


Рисунок 2 – Расчетные схемы токов КЗ

Периодическая составляющая тока КЗ:

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

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

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

где T_a – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (7)$$

Ток двухфазного КЗ:

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

Сопротивление силовых трансформаторов:

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

где U_K – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

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

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

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

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

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_o \cdot L \quad (11)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км.

$$X_{\text{ЛЭП}} = 0,444 \cdot 11,9 = 5,284 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

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

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_c = 115^2 / 3908 = 3,384 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (5-8):

$$I_{K1}'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,284 + 3,384)} = 7,66 \text{ кА},$$

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

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,66 = 19,71 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,66 = 6,63 \text{ кА}.$$

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

Таблица 1 – Токи КЗ

Участок КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
шины 110 кВ (K1)	7,66	19,71	6,63
шины 10 кВ (K2)	5,47	14,18	4,74

Новое оборудование электрической части ПС выбирается и проверяется с учетом данных значений токов КЗ.

2.4 Выбор и проверка электрооборудования

В современном мире развитие электротехнического оборудования предполагает замену устаревших масляных и маломасляных выключателей на вакуумные выключатели. Эта замена обусловлена рядом преимуществ последних: они обеспечивают надёжное отключение токов короткого замыкания, долговечность, большой коммутационный и механический ресурс, взрыво- и пожаробезопасность. Вакуумные выключатели используют технологию гашения дуги в вакууме, что делает их простыми, компактными, долговечными и надёжными устройствами. Их сердечником служит дугогасительная камера, которая обеспечивает погашение дуги в первый же нуль тока при условии достаточного расстояния между контактами. Таким образом, вакуумные выключатели являются актуальным вариантом для «замены масляных и маломасляных выключателей, обеспечивая более высокую эффективность, надёжность и безопасность работы электроустановок» [14].

«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_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА},$$

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

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

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с:

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

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

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

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

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

Наибольший рабочий ток оборудования 110 кВ:

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

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [6].

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

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

Таблица 2 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	2000	183,7
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	31,5	7,66
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3200	176
$i_{дин}, \text{кА}$	80	19,71

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



Рисунок 3 – Выключатель 110 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 10 кВ:

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

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

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{ном}, \text{А}$	1600 (630)	1010 (405,6)
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	20	5,47
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	89,8
$i_{дин.}, \text{кА}$	40	14,18

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



Рисунок 4 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.апт.} \geq I_{раб. max.},$$

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

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 4» [12].

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	1000	183,7
$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	176
$i_{дин}, \text{кА}$	40	19,71

Замена вентильных разрядников на ОПН является важным этапом модернизации электрооборудования. «Разрядники, хотя и обладают некоторыми преимуществами, такими как низкая нелинейность вольтамперной характеристики, имеют существенные недостатки, которые снижают безопасность и экономическую эффективность работы электросетей. ОПН, в свою очередь, представляют собой колонку высоконелинейных варисторов, заключённую в герметичный корпус. Они обладают большей стабильностью и эффективностью, а также меньшим количеством срабатываний по сравнению с разрядниками» [5]. Преимущества ОПН включают большую массу, меньшую хрупкость, малые габариты, абсолютную герметичность и высокое качество. Кроме того, они обладают постоянной величиной пробивного напряжения и стойкостью к механическим нагрузкам. Замена вентильных разрядников на ОПН позволяет повысить уровень безопасности, улучшить экономические показатели и оптимизировать работу подстанции в целом [5].

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

Таблица 5 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	10	110	10
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	176	89,8
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	19,71	14,18

Трансформаторы тока и напряжения.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.},$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}.$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

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

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

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

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [17].

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

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

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

$$(250 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 87,67 \text{ кА} > 19,71 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

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

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

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

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

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.

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10%» [6].

«Элегазовые измерительные трансформаторы тока представляют собой герметичные конструкции, в которых вместо традиционных синтетических смол и трансформаторного масла используется специальное газовое наполнение – элегаз» [17]. Эти трансформаторы обладают рядом

преимуществ: пожаробезопасность, длительный срок эксплуатации, низкий уровень шума и простота в эксплуатации.

«Внешний вид ТТ – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформаторы тока ТОГФ-110

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М, проверка:

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

$$I_{1н.} = 1500 \text{ (500) А} \geq I_{раб.мах.} = 1010 \text{ (405,6) А},$$

$$(55 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 56719 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 89,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 148 \text{ кА} > 14,18 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (18-20):

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10%» [6].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН:

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

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}.$$

Элегазовые трансформаторы напряжения (ТН) – это герметичные конструкции, в которых в качестве изоляции и охлаждения используется элегаз (шестифтористая сера). Они обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными трансформаторами, такими как высокий уровень герметичности, пожаробезопасность, длительный период эксплуатации, низкий уровень шума и простота в обслуживании. Элегазовые ТН серии ЗНОГ-110 предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам учёта, измерения, защиты и автоматики в сетях

трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц с заземлённой нейтралью класса напряжения 110 кВ. Они состоят из герметичного бака из высокопрочного алюминиевого сплава, активной части и изоляционного ввода (фарфорового или полимерного).

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



Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН» [6]:

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

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

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

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

«Трансформаторы собственных нужд (ТСН) – это устройства, предназначенные для обеспечения электроэнергией оборудования, необходимого для функционирования электрических подстанций, комплектных распределительных устройств и других энергетических

объектов. Они используются для стабилизации оборудования и снижения напряжения для организации работы оборудования на объекте. Нагрузки ТСН включают электродвигатели систем охлаждения, обогревающие устройства, устройства контроля состояния изоляции, приборы освещения, отопления и другие системы наружной и внутренней эксплуатации. Трансформаторы собственных нужд питают аппаратуру систем управления, релейную защиту, охранное оборудование, сигнализацию, телемеханику и автоматические приборы» [10].

Актуальное пиковое потребление СН составляет 117,6 кВА.

«Требуемая номинальная мощность ТСН, по (1):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 117,6 = 82,32 \text{ кВА.}$$

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



Рисунок 8 – Трансформатор ТМГ12

Проверка ТСН по перегрузке, по (4):

$$K_n = \frac{117,6}{100} = 1,18 < 1,4$$

Максимальная перегрузка будет менее допустимой в 140 %.

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

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

Выбираются КРУ марки КРУ-СВЭЛ на ток до 1600 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры). Внешний вид КРУ – на рисунке 9» [20].



Рисунок 9 – Ячейка КРУ марки КРУ-СВЭЛ

«Современные ячейки КРУ обладают рядом преимуществ по сравнению с обычными распределительными устройствами:

- компактность, ячейки КРУ занимают меньше места, что облегчает их установку и обслуживание;
- удобство управления, современные системы управления позволяют эффективно контролировать работу оборудования» [17];
- надежность и безотказность, применение многоуровневой защиты и блокировок снижает вероятность ошибок и аварийных ситуаций;
- безопасность, разделение ячеек на отсеки обеспечивает локализацию аварий и удобство обслуживания;
- универсальность, ячейки КРУ могут использоваться в различных отраслях промышленности и на разных объектах [9].

Защиту нового оборудования электрической части будет обеспечивать новая релейная защита на микропроцессорных терминалах.

2.5 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

Релейная защита и автоматика (РЗА) – это неотъемлемая часть современной электроэнергетической системы, обеспечивающая её надёжность и безопасность. РЗА представляет собой комплекс устройств и алгоритмов, предназначенных для оперативного выявления и устранения непредвиденных повреждений в электросети, оборудовании и поддержания бесперебойной работы остальной энергосистемы.

Основные функции РЗА включают:

- отслеживание состояния элементов энергосистемы;
- сигнализация при выявлении отклонений от установленных норм;
- оперативное отключение аварийных участков;
- деактивация выключателей неисправных систем.

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



Рисунок 10 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

РЗ силовых трансформаторов.

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

Условие пригодности ТТ:

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

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

$I_{НОМ.ТТ}$ – первичный ток ТТ, А» [2].

Для выбранных ТТ:

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

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

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

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

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

Базисное сопротивление:

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

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

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (24)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км» [2].

$$X_{л} = 0,444 \cdot 11,9 = 5,284 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*л} = 5,284 / 585,6 = 0,009 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

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

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

$$X_* = 0,009 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1979 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,1979 \cdot 585,6 = 115,89 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

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

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 115,89} = 1184,79 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

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

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{1184,79}{\sqrt{2} \cdot 200} = 4,19 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

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

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

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

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

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

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

S_{κ} – сечение жил, мм²» [8].

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

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

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

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

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

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

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

Условие выполняется.

Ток отсечки:

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

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,19 = 5,87 \text{ А},$$

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

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,66 = 6,43 \text{ кА}$$

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.

$$1184,79 / 131,2 = 9,03 > 8$$

Используется традиционное торможение» [8].

«Определение минимального тока срабатывания:

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

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:

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

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

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

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

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

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки;

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

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

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

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%» [2].

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Принцип действия МТЗ основан на использовании реле, которое устанавливается в начале линии со стороны генератора или трансформатора питающей подстанции. При возникновении короткого замыкания ток в сети увеличивается, и датчик тока срабатывает, затем с определённой задержкой срабатывает реле времени, переводя выключатель в положение «выключено». Важно, что отключение происходит не сразу, а с небольшой задержкой, чтобы предотвратить ложные срабатывания, и только зона с повреждённым участком отключается, а не вся сеть. После устранения причины, вызвавшей размыкание контактов, реле автоматически возвращается в исходное положение. МТЗ обладает такими преимуществами, как простота, эффективность и селективность, что позволяет избирательно реагировать на различные ситуации и отключать только повреждённый

участок сети. Кроме того, МТЗ обеспечивает защиту при пуске мощных электродвигателей, благодаря задержке по времени, которая учитывает увеличение пусковых токов.

«Ток срабатывания МТЗ:

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

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

Кратность тока самозапуска:

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

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{131,2}{7660} = 0,0171$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,18$ » [8].

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

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

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

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

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

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

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

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

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

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

Ток срабатывания реле:

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

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [2]:

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

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

$$I_{C.3.} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (46)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

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

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

L – длина КЛ, км» [2].

Для фидеров 1-1 и 1-2, по (42-47):

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

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

$$I_{CP} = 553,07 \cdot \frac{1}{400 / 5} = 6,91 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{4295}{553,07} = 7,8 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,47 \cdot 3,11 = 4,57 \text{ А},$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 4,57 = 13,72 \text{ А}.$$

«Уставки защит задаются программно.

Производителем и поставщиком терминалов РЗА также предоставляется специализированное программное обеспечение (ПО) для эффективной работы и настройки РЗА, удаленного мониторинга работы защищаемых цепей и оборудования» [2].

2.6 Расчет заземления и молниезащиты подстанции

«Заземляющее устройство (ЗУ) ПС играет важную роль в обеспечении безопасности и надёжности работы электрооборудования. Оно состоит из заземлителя, расположенного в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлители могут быть естественными (водопроводные трубы, металлические конструкции зданий) или искусственными (прутковая, угловая или трубная сталь). Заземляющее устройство выполняет три основные функции: рабочее заземление (нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов), защитное заземление (металлических частей установки) и заземление молниезащиты (отвод тока молнии и волн перенапряжений)» [4]. Расчёт ЗУ зависит от режима работы нейтрали электроустановок и характеристик грунта. Удельное сопротивление грунта определяется путём измерения или ориентировочно принимается по таблице. Для обеспечения наименьшего сопротивления ЗУ и минимизации затрат, все системы заземления объединяются в общую систему заземления подстанции.

Существующее ЗУ сильно повреждено коррозией, его сопротивление недопустимо повышено, существующее ЗУ будет заменяться на новое. «В сети 110 кВ максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) – полоса 50×5 мм.

Расчетное сопротивление грунта для электродов:

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

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

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

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

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

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

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

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

где b – ширина уголка, мм [4].

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

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

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_n, \quad (51)$$

где R_n – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

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

Длина ГЭ:

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

где a – расстояние между ВЭ, м.

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

где l_{nep} – периметр территории, м.

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

$$a = 160 / 48 = 3,33 \text{ м},$$

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

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{z3} = \frac{\rho_{pz}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (54)$$

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

где b – ширина полосы, м.

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

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

$$R_{z3} = \frac{420}{2 \cdot 3,14 \cdot 167,8} \cdot \ln \left(\frac{167,8^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,298 \text{ Ом}.$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{ог3} \cdot R_{z3}}{R_{ог3} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{z3} \cdot \eta_z}, \quad (56)$$

где η_6 , η_z – коэффициенты использования электродов» [4].

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

Молниезащита подстанции – это комплекс мероприятий, направленных на предотвращение негативных последствий от ударов молнии. Она

необходима в соответствии с действующими требованиями законодательства (ПУЭ). Молниезащита защищает подстанции от прямого удара молнии (ПУМ) и индуцированного перенапряжения, возникающего в результате удара молнии вблизи объекта. Для защиты от ПУМ используются стержневые молниеотводы, состоящие из молниеприёмника, токопровода и заземлителя. Молниеприёмник изготавливается из стали и должен выдерживать термические нагрузки и высокую температуру молнии. Токопровод соединяет молниеприёмник с заземлителем, который обеспечивает надёжный контакт с землёй. Защита от индуцированных волн обеспечивается специальными аппаратами, такими как разрядники или ОПН. Разрядники создают искровой промежуток между двумя электродами, который пробивается при перенапряжении, отключая электроустановку. ОПН работают на основе нелинейного резистора (варистора), который ограничивает перенапряжение до заданного уровня.

На данный момент существующая система молниезащиты сильно повреждена коррозией, в связи с чем, снижена надёжность работы ЭО и эксплуатационная безопасность для персонала. Существующая система молниезащиты будет заменяться на новую.

Расчет молниезащиты.

«Рассчитывается защитная зона двух двойных стержневых молниеотводов (МО) высотой $h=22$ м при расстоянии между молниеотводами $a=27,5$ м. ПС имеет максимальную высоту оборудования $h_x=10$ м и габариты 35×45 м. Зона защиты для одного МО:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot K_p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (57)$$

где h_a – активная высота МО, м;

K_p – коэффициент, учитывающий высоту МО;

h_x – высота защищаемой зоны, м;

h – высота МО, м.

Активная высота МО:

$$\begin{aligned}h_a &= h - h_x, \\h_a &= 22 - 10 = 12 \text{ м.}\end{aligned}\tag{58}$$

Коэффициент, учитывающий высоту МО:

$$\begin{aligned}K_p &= \frac{5,5}{\sqrt{h}}, \\K_p &= \frac{5,5}{\sqrt{22}} = 1,173.\end{aligned}\tag{59}$$

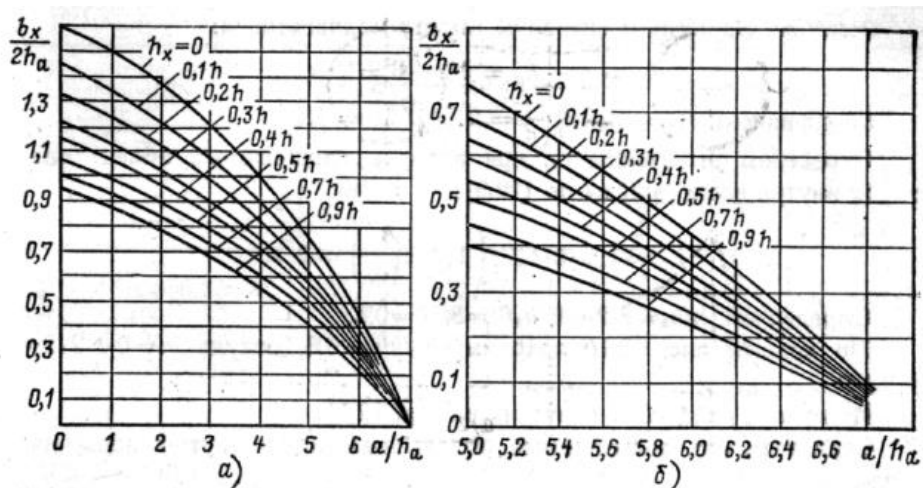
Зона защиты для одного МО:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12 \cdot 1,173}{1 + \frac{10}{22}} = 15,48 \text{ м.}$$

Соотношения для определения поправочного коэффициента для расчета наименьшей ширины защитной зоны для двух МО» [11]:

$$\begin{aligned}a / h_a &= 27,5 / 12 = 2,29, \\h_x / h &= 10 / 22 = 0,45.\end{aligned}$$

«Значения наименьшей ширины зоны защиты b_x двух стержневых молниеотводов показаны на рисунке 11.



а) для $a/h_a=0\dots7$; б) для $a/h_a=5\dots7$

Рисунок 11 – Значения наименьшей ширины зоны защиты двух МО

Соотношение $h_x/h=0,45$. Кривая $0,45h$ на рисунке пересекается с ординатой, восстановленной из точки 2,29 абсциссы, на уровне $b_x/2h_a=0,89$. Наименьшая ширина защитной зоны b_x на высоте h_x » [11]:

$$b_x = 0,89 \cdot 2 \cdot h_a, \quad (60)$$

$$b_x = 0,89 \cdot 2 \cdot 12 = 21,36 \text{ м.}$$

При монтаже системы заземления и молниезащиты необходимо учитывать климатические условия, рельеф местности и требования к оборудованию. «Технология монтажа включает следующие этапы:

- установка заземляющих проводников и заземлителей;
- монтаж молниеотводов, обеспечивающих защиту подстанции от прямых ударов молнии;
- соединение всех элементов системы с использованием зажимов и держателей для заземления и молниезащиты;
- монтаж шкафов управления и систем защиты от импульсных перенапряжений (СЗИП), обеспечивающих контроль и управление системой заземления и молниезащиты» [4].

Правильная установка и монтаж системы заземления и молниезащиты подстанции позволяют избежать ущерба от атмосферного электричества, сохранить здоровье людей и обеспечить стабильное снабжение потребителей электроэнергией. «План ЗУ и молниезащиты после реконструкции показан на рисунке 12.

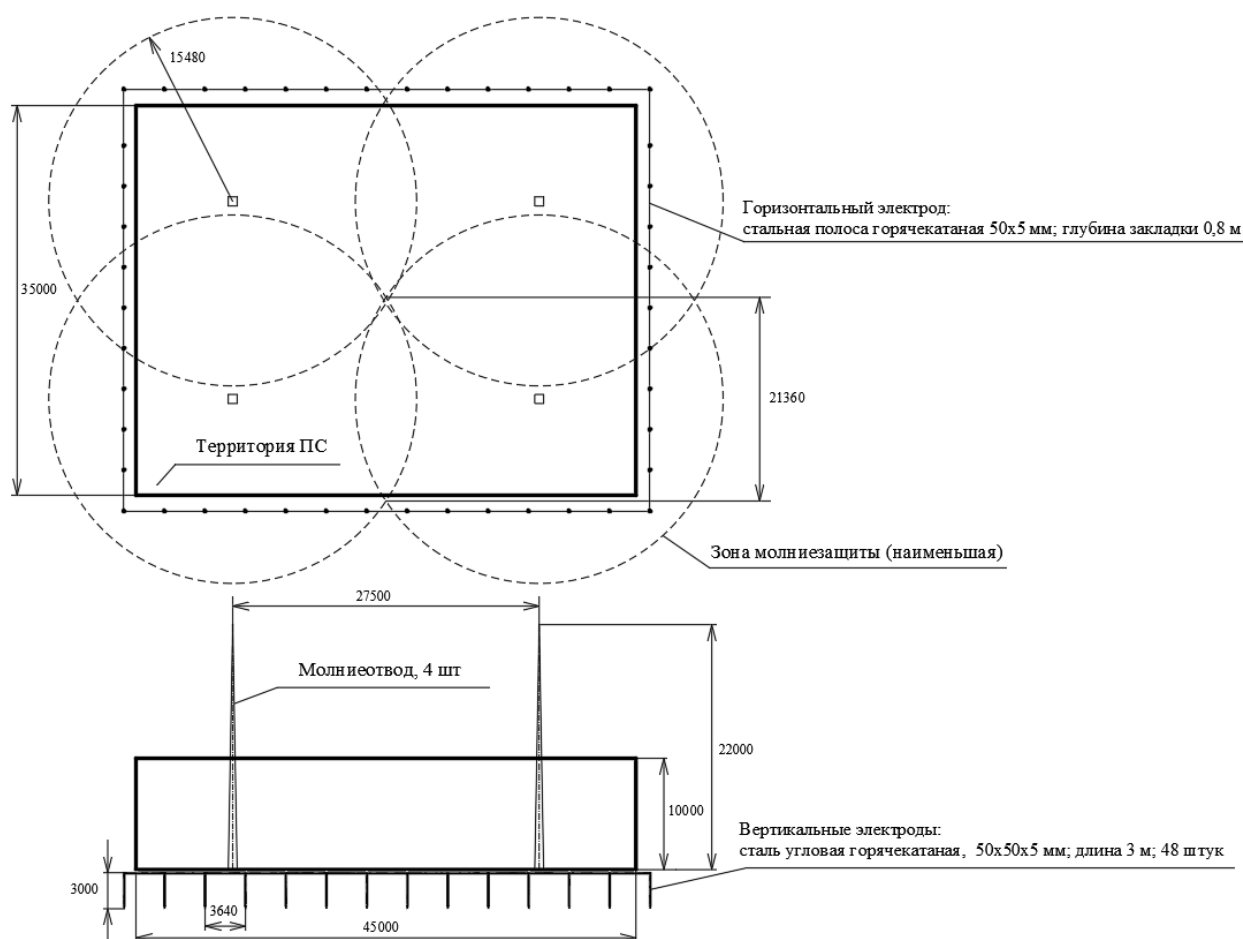


Рисунок 12 – План ЗУ и молниезащиты после реконструкции

Зона молниезащиты покрывает всю территорию ПС» [5].

Выводы по разделу 2.

С учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок ремонтной базы разработаны мероприятия по реконструкции электрической части ГПП. Выбрано и проверено по техническим параметрам новое электрооборудование, спроектированы новые ЗУ и система молниезащиты.

Заключение

ГПП ремонтной базы ООО «ПапирЮг» г. Сочи обеспечивает прием электроэнергии от энергосистемы, ее дальнейшее преобразование и распределение по электрической сети до производственных участков, также обеспечивается защита распределительной сети. От шин низкого напряжения ГПП отходит девять питающих фидеров к цеховым подстанциям 10/0,4 кВ, установленным на производственных участках. Производственные участки относятся к первой, второй и третьей категориям надежности электроснабжения. К участкам первой и второй категории отходят двухцепные линии, к участкам третьей категории отходят одноцепные линии 10 кВ. На производственных участках предприятия будут установлены дополнительные современные автоматизированные производственные линии, это неотъемлемая часть современного производства. Они позволят повысить производительность труда, стабилизировать качество продукции и сократить затраты. Уровень автоматизации измеряется степенью внедрения автоматических систем в производственный процесс, начиная от частичного контроля операций до полного автономного управления. Ключевые компоненты автоматизации включают станки с числовым программным управлением, промышленные роботы, роботизированные технологические комплексы и гибкие производственные системы. Также будут использоваться системы компьютерного контроля качества и автоматизированного проектирования. Требования к питанию электронной техники включают стабильность, высокое качество и соответствие номинальным значениям напряжения и тока для каждого устройства. Планируемое широкое внедрение производственного оборудования со сложным электронным и компьютерным управлением потребует повышения надежности и качества электроснабжения, а также электрооборудования ГПП, соответствующего перспективным электрическим нагрузкам, что обуславливает проведение реконструкции электрической части ГПП.

Проведен анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции, обосновано проведение реконструкции электрической части ГПП с заменой ЭО на современные аналоги. Установка более мощных силовых трансформаторов (номинальной мощностью по 25 МВА) обеспечит надежное электроснабжение всех актуальных электрических нагрузок и возможность подключения нового энергоемкого производственного оборудования. Установка вакуумных выключателей марок ВВП-110 и ВВ/TEL-10 вместо масляных ускорит процесс коммутации и гашения электрической дуги, повысит быстродействие РЗА и снизит эксплуатационные расходы. Замена разрядников на ОПНп-110/88/10/450 и ОПНп-10/11-10/400 значительно улучшит защиту от перенапряжений. Преимущества ОПН включают большую массу, меньшую хрупкость, малые габариты, абсолютную герметичность и высокое качество. Кроме того, они обладают постоянной величиной пробивного напряжения и стойкостью к механическим нагрузкам. Установка элегазовых трансформаторов тока и напряжения повысит надежность, безопасность и точность системы измерений, снизит эксплуатационные расходы. Элегазовые ТТ и ТН обладают рядом преимуществ: пожаробезопасность, длительный срок эксплуатации, низкий уровень шума и простота в эксплуатации. Защиту нового оборудования электрической части будет обеспечивать новая релейная защита на микропроцессорных терминалах. Реализация микропроцессорной РЗА повысит уровень защиты оборудования и безопасности персонала, обеспечит дистанционный мониторинг режимов работы оборудования. Определены требуемые уставки предусмотренных видов защит. Спроектированы новые ЗУ и система молниезащиты подстанции для замены действующих, поврежденных коррозией.

Проведение реконструкции электрической части ГПП обеспечит ее дальнейшую эффективную и надежную эксплуатацию с учетом перспективных нагрузок потребителей.

Список используемых источников

1. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
2. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 20.08.2024).
4. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
5. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
6. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 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. Лакомов И. В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 с.
10. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
11. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.

12. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
13. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
14. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
17. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
19. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Школа для электрика. [Сайт]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 20.08.2024).