

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
ООО «Русский Свет»

Обучающийся

Д.В. Шубин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа 50 страниц, 11 рисунков, 6 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: подстанция, реконструкция, оборудование, нагрузка, мощность, надежность, защита.

Актуальность темы: электрическая часть главной понизительной подстанции завода светотехнических изделий ООО «Русский Свет» сильно изношена, электрооборудование устарело и не обеспечивает необходимый уровень надежности и безопасности. Также нет достаточного резерва электрической мощности для подключения к электрической сети предприятия нового дополнительного промышленного оборудования.

Объект исследования: главная понизительная подстанция (ГПП) ООО «Русский Свет».

Предмет исследования: электрическая часть ГПП.

Цель работы: обеспечение надежной и безопасной работы ГПП.

Приведена характеристика подстанции и потребителей электроэнергии, обосновано проведение реконструкции. Выполнена разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции. Проведен расчет контура заземления. Выполнена экономическая оценка проведения реконструкции.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика подстанции и потребителей электроэнергии, обоснование реконструкции	7
2 Разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции	9
2.1 Проверка силовых трансформаторов по мощности	9
2.2 Выбор силовых трансформаторов.....	11
2.3 Расчет токов короткого замыкания	12
2.4 Выбор оборудования электрической части ГПП.....	16
2.5 Реконструкция релейной защиты и автоматики	29
3 Расчет контура заземления.....	38
4 Экономическая оценка проведения реконструкции.....	43
Заключение	47
Список используемой литературы и используемых источников.....	49

Введение

Электрические подстанции (ПС) играют ключевую роль в современной энергетической системе, являясь важными узлами, обеспечивающими передачу и распределение электроэнергии от генерирующих источников к потребителям.

Основные функции электрических подстанций:

- трансформация напряжения, ПС позволяют повышать или понижать напряжение электрического тока для оптимизации передачи электроэнергии на различные расстояния;
- «распределение электроэнергии, ПС распределяют электроэнергию по различным линиям электропередачи, направляя ее к конечным потребителям;
- управление и контроль, на ПС установлено оборудование для мониторинга, регулирования и защиты электрических сетей» [12].

По своей конструкции электроподстанции включают силовые трансформаторы, коммутационные устройства (выключатели, разъединители), системы релейной защиты и автоматику, дополнительное оборудование. Тип исполнения – закрытый либо открытый – определяется климатическими условиями эксплуатации и требованиями к надёжности. Сегодняшние подстанции оборудуются современными цифровыми средствами управления, повышающими их производительность, устойчивость работы и уровень безопасности. Постоянный технологический прогресс способствует улучшению конструктивных решений и расширению функциональных возможностей электроустановок. Таким образом, электрические подстанции играют важнейшую роль в энергетической инфраструктуре страны, гарантируя стабильную и качественную подачу электроэнергии потребителям.

«Электрическая часть подстанций представляет собой наиболее важную и ответственную часть их структуры, ее электрооборудование

должно всегда быть в исправном техническом состоянии и соответствовать актуальным техническим и эксплуатационным требованиям по своим характеристикам» [16]. Главные понизительные подстанции (ГПП) представляют собой основные и наиболее мощные ПС, установленные на крупных производственных объектах промышленных предприятий. Ключевые технологические процессы проводятся в производственных цехах, как правило, объединенных в группы по специализации выпускаемой продукции или особенностям ее сборки, комплектации, наладки и тестирования, упаковки. Вместе со вспомогательными производственными участками (ПУ), такими как склады, хранилища, административно-бытовыми корпуса (АБК), лаборатории, котельные, насосные, компрессорные, испытательные цеха, покрасочные, столовые и т.д., группы основных производственных цехов образуют цельное крупное специализированное предприятие – завод, фабрику или производственную базу. Данные объекты, как правило, представляют собой огороженную металлическим или железобетонным забором территорию, на которой расположены все производственные участки. Питание электроэнергией ПУ со значительными суммарными электрическими нагрузками (ввиду наличия большого числа энергоемких промышленных электроприемников) выполняется от собственных трансформаторных подстанций (ТП) класса напряжения 10 (6)/0,4 кВ. При наличии на участке только высоковольтной нагрузки (например, дуговых сталеплавильных печей или мощных высоковольтных электродвигателей), устанавливается отдельное распределительное устройство (РУ) класса напряжения 10 (6) кВ. Если общая нагрузка электроприемников относительно невелика, то участок целесообразно питать электрической энергией от наиболее близко расположенной ТП соседнего здания. Цеховые ТП и высоковольтные РУ участков питаются от главной понизительной подстанции, которая является основным центральным источником электроснабжения. Очевидна важность проведения своевременной реконструкции электрической части ГПП.

Своевременная замена устаревшего оборудования на ГПП является важной задачей для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения. Основные причины необходимости замены оборудования на ГПП:

- физический износ и выработка ресурса основного оборудования (трансформаторов, выключателей, разъединителей и др.);
- устаревание оборудования, не соответствующего современным требованиям по энергоэффективности, управляемости и безопасности;
- необходимость увеличения пропускной способности и трансформаторной мощности ГПП для покрытия растущих нагрузок;
- повышение надежности и отказоустойчивости энергосистемы путем замены устаревших элементов.

Актуальность темы: электрическая часть главной понизительной подстанции завода светотехнических изделий ООО «Русский Свет» сильно изношена, электрооборудование устарело и не обеспечивает необходимый уровень надежности и безопасности. Также нет достаточного резерва электрической мощности для подключения к электрической сети предприятия нового дополнительного промышленного оборудования.

Объект исследования: главная понизительная подстанция ООО «Русский Свет».

Предмет исследования: электрическая часть ГПП.

Цель работы: обеспечение надежной и безопасной работы ГПП.

Практическая значимость работы состоит, в том, что при реализации предлагаемых мероприятий по реконструкции электрической части ГПП будет обеспечена ее надежная и эффективная работа, предприятие получит возможность установить новое дополнительное промышленное оборудование, увеличить объемы производства и свою прибыльность.

1 Характеристика подстанции и потребителей электроэнергии, обоснование реконструкции

Главная понизительная подстанция завода светотехнических изделий ООО «Русский Свет» представляет собой основную и наиболее мощную ПС, установленную на данном промышленном предприятии. ГПП обеспечивает прием электроэнергии класса напряжения 110 кВ со стороны энергосистемы, ее преобразование в класс напряжения 6 кВ для питания цеховых трансформаторных подстанций на объекте. Основные элементы ГПП:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ, здесь установлены силовые трансформаторы, а также оборудование 110 кВ (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, разрядники) [17];
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 6 кВ, здесь установлены трансформаторы собственных нужд, а также ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ) с оборудованием 6 кВ (вводными и фидерными выключателями в выкатных ячейках, трансформаторами тока и т.д.).

Основные группы потребителей электроэнергии на заводе светотехнических изделий, который питает данная ГПП:

- станки и механизмы для производства корпусов, отражателей, рассеивателей;
- сборочные линии и конвейеры;
- испытательное оборудование для проверки характеристик изделий;
- системы освещения производственных, складских и офисных помещений;
- компрессоры, насосы, вентиляторы;
- системы отопления, вентиляции и кондиционирования;
- лабораторное и измерительное оборудование;
- освещение, электроснабжение бытовых помещений;

– электроприборы в столовой, медпункте и т.д.

Электропотребление данного предприятия характеризуется строгими требованиями к качеству электрической энергии. Поскольку производственные операции и испытательные установки сильно зависят от стабильности сетевых параметров (напряжение, частота), завод оснащается специализированными системами коррекции коэффициента мощности, подавления гармонических искажений и выравнивания напряжения. Не менее значимым фактором выступает надежность энергоснабжения – перерывы в подаче электричества способны вызвать серьезные финансовые убытки, вследствие чего предусмотрены дополнительные источники энергопитания и автоматическое переключение на резервные линии. Таким образом, электричество играет важнейшую роль в обеспечении стабильной работы фабрики осветительных приборов. Цеховые ТП и высоковольтные РУ участков питаются от главной понизительной подстанции, которая является основным центральным источником электроснабжения.

Действующая однолинейная схема подстанции приведена на листе 1 графической части. Электрическая часть ГПП сильно изношена, электрооборудование устарело и не обеспечивает необходимый уровень надежности и безопасности. Также нет достаточного резерва электрической мощности для подключения к электрической сети предприятия нового дополнительного промышленного оборудования.

Выводы.

Рассматриваемая главная понизительная подстанция обеспечивает централизованное электроснабжение завода светотехнических изделий ООО «Русский Свет». На данный момент ее электрооборудование сильно устарело и критически изношено, вследствие чего подлежит замене на современные аналоги в рамках планируемой реконструкции. Проведение реконструкции также позволит предприятию подключить к электрической сети новое дополнительное промышленное оборудование.

2 Разработка мероприятий по реконструкции электрической части подстанции

2.1 Проверка силовых трансформаторов по мощности

Силовые трансформаторы ГПП должны иметь достаточную электрическую мощность для обеспечения электроснабжения всех актуальных и перспективных нагрузок потребителей, с учетом послеаварийного режима (когда в работе остается только один трансформатор, который и питает всех потребителей, такой режим работы ГПП может возникнуть при вынужденном отключении второго трансформатора, например, для предупреждения аварии или для выполнения работ по текущему ремонту и обслуживанию) [1].

Основные цели проверки мощности трансформаторов ГПП:

- обеспечение надежного электроснабжения потребителей, трансформаторы должны иметь достаточный запас мощности для покрытия текущих и перспективных нагрузок без перегрузок;
- правильный выбор мощности трансформаторов позволяет минимизировать потери электроэнергии и эксплуатационные расходы;
- предотвращение аварийных ситуаций, перегрузка трансформаторов может привести к их выходу из строя и нарушению электроснабжения.

Процесс проверки мощности трансформаторов ГПП включает следующие основные этапы:

- сбор данных о фактической нагрузке подстанции, ее динамике и прогнозах развития;
- расчет необходимой трансформаторной мощности;
- сравнение расчетной мощности с установленной мощностью трансформаторов;

- анализ загрузки трансформаторов в различных режимах работы;
- оценка целесообразности замены или установки дополнительных трансформаторов [13].

Не менее значимым моментом выступает контроль над соответствием мощностных характеристик трансформаторов установленным нормативам и стандартам. Итогом такого контроля нередко становится вывод о потребности в замене либо усовершенствовании оборудования главной понижающей подстанции, чтобы обеспечить стабильное и эффективное энергоснабжение конечных пользователей. Следовательно, оценка номинальной мощности трансформаторов ГПП играет ключевую роль.

«Согласно требованиям ПУЭ по надежности 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:

$$S_{\max} = \sqrt{16994,3^2 + 6556,1^2} = 18215,0 \text{ кВА.}$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 10000 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 18215,0 = 12750,5 \text{ кВА}.$$

Действующие трансформаторы ТДН-10000/110 имеют недостаточную мощность, при отключении одного трансформатора приходится отключать часть нагрузки третьей категории надежности» [9].

2.2 Выбор силовых трансформаторов

«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.

$$S'_{\text{макс}} = 18215,0 + 3500 = 21715,0 \text{ кВА},$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 21715,0 = 15201 \text{ кВА}.$$

Выбираются трансформаторы ТДН-16000/110, номинальная мощность будет достаточна для надежного беспереывного питания всех потребителей во всех режимах работы, силовые трансформаторы не будут перегреваться.

В аварийном режиме перегрузка составит:

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

$$K_n = \frac{21715,0}{16000} = 1,357 = 136 \text{ \%}.$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %» [6].

Внешний вид трансформатора показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Трансформатор ТДН-16000/110

С учетом новых силовых трансформаторов требуется определить токи короткого замыкания (КЗ) в электрической части ГПП.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов КЗ (ТКЗ) является важной задачей при проектировании, эксплуатации и модернизации электрических подстанций, знание их величин позволяет правильно выбирать коммутационное и защитное оборудование, обеспечивая надежную работу энергосистемы.

Основные цели расчета токов КЗ на подстанции:

- выбор параметров и проверка оборудования на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ;
- определение уставок релейной защиты и автоматики для быстрого отключения поврежденных участков» [12];
- оценка влияния модернизации или реконструкции подстанции на токи КЗ.

Расчёт токов короткого замыкания на подстанциях выполняется последовательно через несколько ключевых этапов:

- сбор необходимой информации;
- выбор расчётных мест КЗ – тех участков сети, где ожидаются наибольшие значения токов и возможные максимальные нагрузки на оборудование;
- вычисление полных сопротивлений цепи от источника питания до каждой выбранной точки КЗ с учётом влияния генераторов, трансформаторов и линий электропередач;
- выполнение расчётов мгновенных и длительно действующих величин тока КЗ согласно утверждённым методикам;
- оценка итоговых показателей, сопоставление рассчитанных значений с предельно допустимыми нормами.

«Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 2.

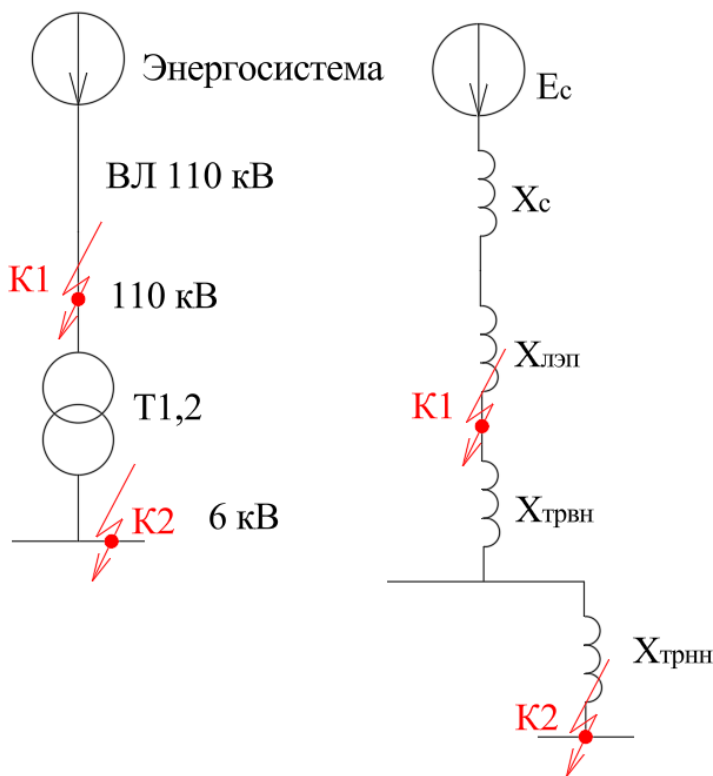


Рисунок 2 – Расчетные схемы токов КЗ

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:

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

где U_κ – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность, МВА» [15].

$$X_{TPBH} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 138,863 \text{ Ом},$$

$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{ном. HH} / U_{ном. BH})^2, \quad (10)$$

$$X_{TPHH} = 138,863 \cdot (6,3 / 115)^2 = 0,417 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (11)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 11,4 = 5,062 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

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

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_C = 115^2 / 3807 = 3,474 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (5-8):

$$I_{K1}'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,062 + 3,474)} = 7,78 \text{ кА},$$

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

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,78 = 20,02 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,78 = 6,74 \text{ кА.}$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 1» [15].

Таблица 1 – Токи КЗ

Точки КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
К1	7,78	20,02	6,74
К2	5,56	14,40	4,81

Новое ЭО выбирается с учетом данных значений ТКЗ.

2.4 Выбор оборудования электрической части ГПП

Масляные высоковольтные выключатели долгое время широко применялись в электроэнергетике, однако по мере развития технологий они стали уступать место более современным типам выключателей, в частности, вакуумным.

Основные причины замены масляных выключателей на вакуумные:

- повышение надежности и безопасности, вакуумные выключатели (ВВ) исключают риск возникновения пожаров, взрывов и утечек масла, присущих масляным выключателям;
- уменьшение габаритов и веса, ВВ имеют более компактную конструкцию, что упрощает их установку и обслуживание;
- снижение эксплуатационных расходов, ВВ не требуют регулярной замены масла и других трудоемких операций по техническому обслуживанию [8];
- повышается ресурс переключений благодаря использованию вакуумных дугогасящих камер, которые выдерживают больше

циклов включения/отключения по сравнению с традиционными маслонаполненными аппаратами;

- улучшаются экологические показатели – отказ от масла устраняет необходимость его утилизации и решает проблему возможного загрязнения окружающей среды;
- увеличивается быстрота срабатывания: вакуумные выключатели быстрее отключают цепь, обеспечивая надежную защиту оборудования от повреждений в случае аварийных ситуаций.

Переход с маслосодержащих аппаратов на вакуумные способствует повышению надежности, безопасности эксплуатации и общей эффективности функционирования электроустановок и распределительных устройств.

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (13)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}, \quad (14)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}. \quad (15)$$

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

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (16)$$

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

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (17)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (18)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{p.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (19)$$

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

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

Наибольший рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (20)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [16].

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВРС-110/2500, проверка в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	110
$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	2500	117,6
$I_{\text{н.откл.}}, \text{ кА}$	31,5	7,78
$B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	3200	181,5
$i_{\text{дин}}, \text{ кА}$	80	20,02

Внешний вид ВРС-110/2500 показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель 110 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 6 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1078 \text{ А}$$

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

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1600 (630)	1078 (317,5)
$I_{\text{н.откл.}}, \text{кА}$	20	5,56
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	92,6
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	40	14,4

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

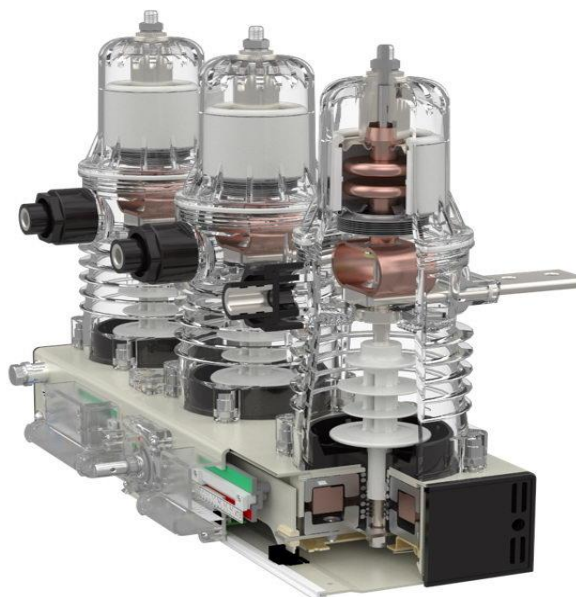


Рисунок 4 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.}, \quad (21)$$

$$I_{н.апт.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (22)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (23)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (24)$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 4» [11].

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{ кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{ А}$	600	117,6
$B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	181,5
$i_{дин}, \text{ кА}$	40	20,02

«Одним из важных направлений модернизации электрических подстанций является замена устаревших вентильных разрядников на более современные ограничители перенапряжений (ОПН), данная замена позволяет повысить надежность и эффективность работы подстанционного оборудования» [4].

Ключевые достоинства ограничителей перенапряжения (ОПН):

- повышенная эффективность защиты: ОПН лучше справляются с подавлением перенапряжений, снижая вероятность повреждений электрооборудования [10];
- компактность и легкость конструкции;
- отсутствие регулярного обслуживания: в отличие от вентильных разрядников, ОПН не нуждаются в частых проверках и замене элементов;
- увеличенный эксплуатационный ресурс: срок службы ОПН существенно превосходит аналогичный показатель вентильных разрядников;
- экологичность: отсутствие токсичных компонентов облегчает процесс утилизации изделий после окончания срока эксплуатации;
- возможность контроля технического состояния.

В целом, замена вентильных разрядников на ОПН является важным мероприятием по повышению надежности и эффективности работы электрических подстанций. Будут установлены ОПНп-110/88/10/450 и ОПНп-6/7,2/10/550. Проверка в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	6	110	6
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	181,5	92,6
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	20,02	14,4

Трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (25)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (26)$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}. \quad (27)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (28)$$

$$i_{дин} = \kappa_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (29)$$

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

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [12].

Принимаются электронно-оптические трансформаторы тока ТТЭО-110-200/5, проверка:

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

$$I_{1н.} = 200 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 117,6 \text{ А},$$

$$(250 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 181,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 87,67 \text{ кА} > 20,02 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (30)$$

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (31)$$

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

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

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

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (32)$$

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

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{17 \cdot 0,0175}{4} = 0,074 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,074 + 0,1 = 0,214 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [5].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформатор тока ТТЭО-110

Принимаются ТТ марки ТТЭО-10, проверка:

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

$$I_{1н.} = 1500 \text{ (400) А} \geq I_{раб.макс.} = 1078 \text{ (317,5) А},$$

$$(55 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 56719 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 92,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 148 \text{ кА} > 14,4 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (18-20):

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10%» [5].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – ТТ марки ТТЭО-10

Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (33)$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}. \quad (34)$$

Принимаются электронно-оптические ТН марок ДНЕЭ-110 и ДНЕЭ-6, внешний вид показан на рисунке 7.

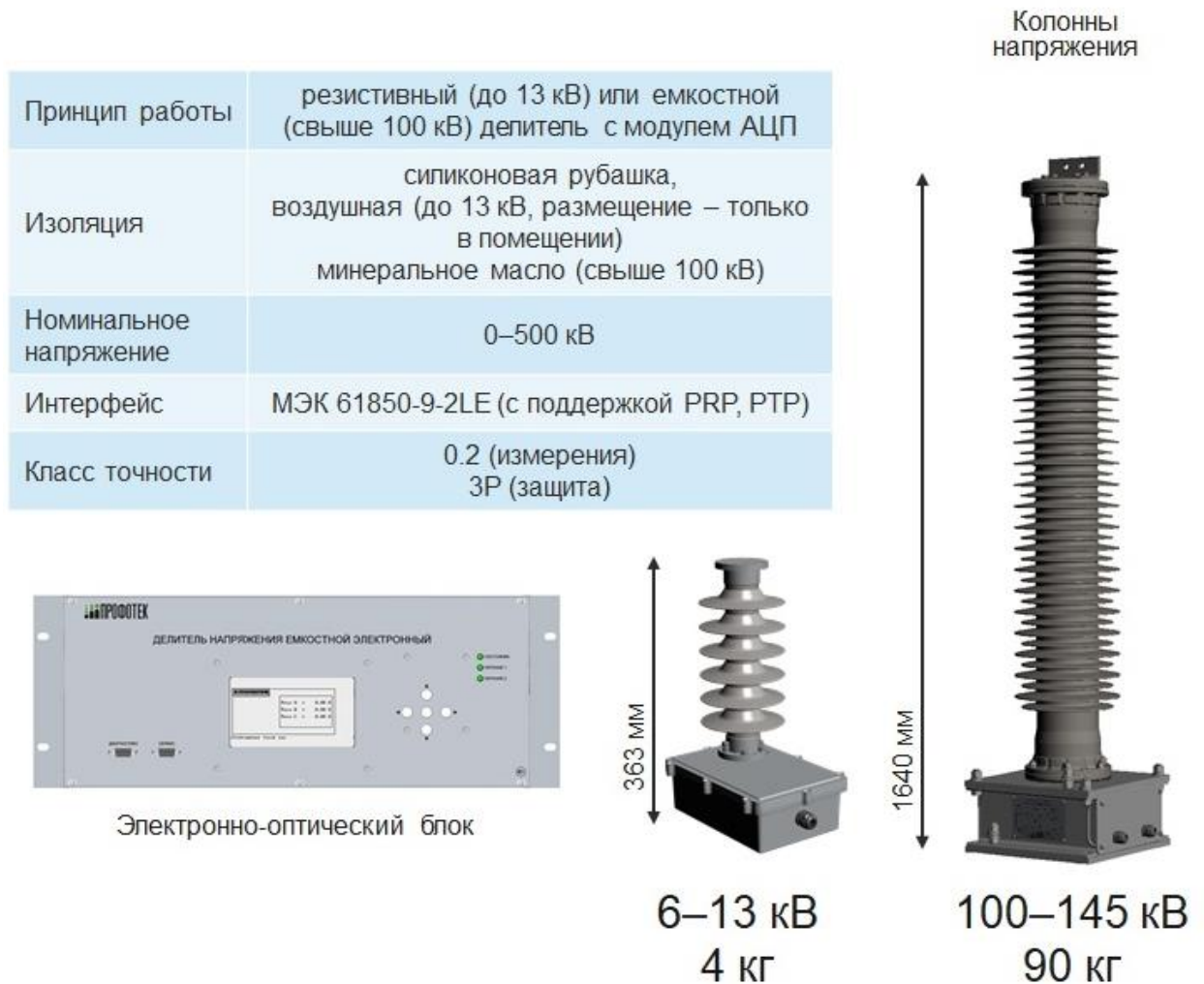


Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН» [9]:

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 78 \text{ ВА},$$

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 34 \text{ ВА}.$$

Выбранные электронно-оптические измерительные трансформаторы (ЭОИТ) представляют собой современную альтернативу традиционным электромагнитным трансформаторам тока и напряжения, используемым на электрических подстанциях. Применение ЭОИТ обеспечивает ряд существенных преимуществ по сравнению с электромагнитными аналогами.:

- повышенная точность измерений. ЭОИТ обладают более высокой точностью и стабильностью коэффициентов трансформации, что важно для точного учета электроэнергии и диагностики режимов работы;
- ЭОИТ позволяют фиксировать значения тока и напряжения даже в экстремальных ситуациях, охватывая широкий рабочий диапазон, включающий аварийные состояния сети;
- устройства лишены традиционного магнитопровода, благодаря чему исключается проблема насыщения материала и связанных с ним нелинейных искажений сигнала;
- компактная конструкция и малый вес;
- безопасное обслуживание, работа ЭОИТ осуществляется при низком напряжении, сводя практически к нулю вероятность получения электротравмы персоналом во время проведения работ.
- высокая устойчивость к внешним воздействиям, такие устройства демонстрируют отличную защищенность от внешних электромагнитных полей, механических вибраций и кратковременных перегрузок;
- возможность дистанционного контроля.

Применение электронно-оптических измерительных трансформаторов позволяет повысить точность, надежность и безопасность работы ПС [20].

Актуальное пиковое потребление СН составляет 107,9 кВА.

«Требуемая номинальная мощность ТСН, по (1):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 107,9 = 75,53 \text{ кВА.}$$

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



Рисунок 8 – Трансформатор ТМГ12

Проверка ТСН по перегрузке, по (4):

$$K_n = \frac{107,9}{100} = 1,08 < 1,4$$

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

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1078 \text{ А}$$

Выбираются КРУ марки КРУ СЭЩ-63 на ток до 1600 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры). Внешний вид КРУ – на рисунке 9» [9].



Рисунок 9 – Ячейка КРУ марки КРУ СЭЩ-63

«Устаревшая и изношенная электромеханическая релейная защита и автоматика заменяется на современную микропроцессорную» [16].

2.5 Реконструкция релейной защиты и автоматики

«Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БМРЗ-ТД-02, защита фидеров 6 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:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (35)$$

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

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

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 84,0 < 200 < 84,0 = 210 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 769,8 < 1500 < 2,5 \cdot 769,8 = 1925 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (36)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.т.}}, \quad (37)$$

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

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (38)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км» [7].

$$X_{л} = 0,444 \cdot 11,4 = 5,062 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*,л} = 5,062 / 915,1 = 0,0055 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (39)$$

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

$$X_* = 0,0055 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1944 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,1944 \cdot 915,1 = 177,89 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (40)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 177,89} = 771,88 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (41)$$

$$K_{ТТ} = \frac{771,88}{\sqrt{2} \cdot 200} = 2,73 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (42)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

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

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (43)$$

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

S_{κ} – сечение жил, мм²» [2].

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

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

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [19]}.$$

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

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (44)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (45)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 84 / 200 = 8,4 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (46)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 2,73 = 3,82 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (47)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,78 = 6,53 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения.

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

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (48)$$

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

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$771,88 / 84,0 = 9,19 > 8$$

Используется традиционное торможение» [2].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (49)$$

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:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (50)$$

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (51)$$

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

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (52)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

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

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

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

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%» [7].

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Максимальная токовая защита – ключевой компонент системы релейной защиты силового трансформатора, обеспечивающий быстрое автоматическое отключение устройства при появлении коротких замыканий либо значительных перегрузок, что помогает избежать серьёзных повреждений дорогостоящего электрооборудования.

Основные функции максимальной токовой защиты трансформатора:

- отключение трансформатора при внутренних КЗ и витковых замыканиях обмоток, МТЗ срабатывает при превышении током уставки, защищая трансформатор от разрушения;
- защита от перегрузок, МТЗ отключает трансформатор при длительных перегрузках, предотвращая перегрев и выход из строя изоляции;
- резервирование защит других элементов, МТЗ трансформатора служит резервной защитой для линий, отходящих от подстанции.

Функционирование МТЗ основано на постоянном контроле величины протекающего через трансформатор тока и сопоставлении её с заранее установленным пороговым значением. Если величина рабочего тока превышает заданную уставку, защитный механизм мгновенно генерирует команду на размыкание высоковольтного выключателя, который подключён к защищаемому трансформатору.

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (53)$$

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

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

Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (54)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

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

РЗ фидеров 6 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (55)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (56)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (57)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [7]:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (58)$$

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

$$I_{C.3.} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (59)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (60)$$

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

L – длина КЛ, км.

Для фидеров 1 и 4, по (42-47):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,205 = 1,026 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 410,2 = 569,45 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 569,45 \cdot \frac{1}{500 / 5} = 5,69 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{4810}{569,45} \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,47 \cdot 2,42 = 3,56 \text{ А},$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 3,56 = 10,67 \text{ А}.$$

Уставки защит задаются программно» [2].

Выводы.

С учетом актуальных и перспективных нагрузок выбрано новое оборудование электрической части ГПП. Замена устаревшего и изношенного ЭО на современные аналоги обеспечит надежную работу подстанции и возможность присоединения дополнительных нагрузок.

3 Расчет контура заземления

Заземление является одним из ключевых элементов обеспечения безопасности и надежности работы электрических подстанций, правильно спроектированная и выполненная система заземления играет важную роль в защите персонала, оборудования и окружающей среды от опасных токов и напряжений.

Ключевые задачи заземления на подстанциях заключаются в следующем:

- направляет токи короткого замыкания в грунт, предотвращая появление опасных напряжений при касании или шаговом напряжении;
- помогает нейтрализовать избыточные импульсы напряжения (например, вызванные молнией), оберегая оборудование от повреждений;
- минимизирует воздействие электромагнитных помех на устройства защитной автоматики и релейную защиту;
- уменьшает вероятность возникновения сбоев и отказов оборудования вследствие пробоя изоляции.

Проектирование системы заземления включает учёт следующих факторов:

- свойства почвы и уровень её сопротивления;
- размещение и конструкция заземлителей;
- соблюдение требований действующих стандартов и норм электробезопасности.

Регулярный контроль состояния и сопротивления заземляющего устройства являются важными мерами для поддержания надежности и безопасности работы подстанции.

«Действующее заземляющее устройство (ЗУ) критически повреждено коррозией и будет заменено на новое. В сети 110 кВ максимально

допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используется контурное ЗУ. Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) – полоса 50×5 мм.

Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (61)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{p6} = 600 \cdot 1,1 = 660 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p2} = 600 \cdot 1,4 = 840 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{0вэ} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (62)$$

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (63)$$

где b – ширина уголка, мм [3].

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{0вэ} = \frac{660}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 23,75 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{063} / R_n, \quad (64)$$

где R_n – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

$$n' = 23,75 / 0,5 \approx 48 \text{ шт}$$

План ЗУ после реконструкции показан на рисунке 11.

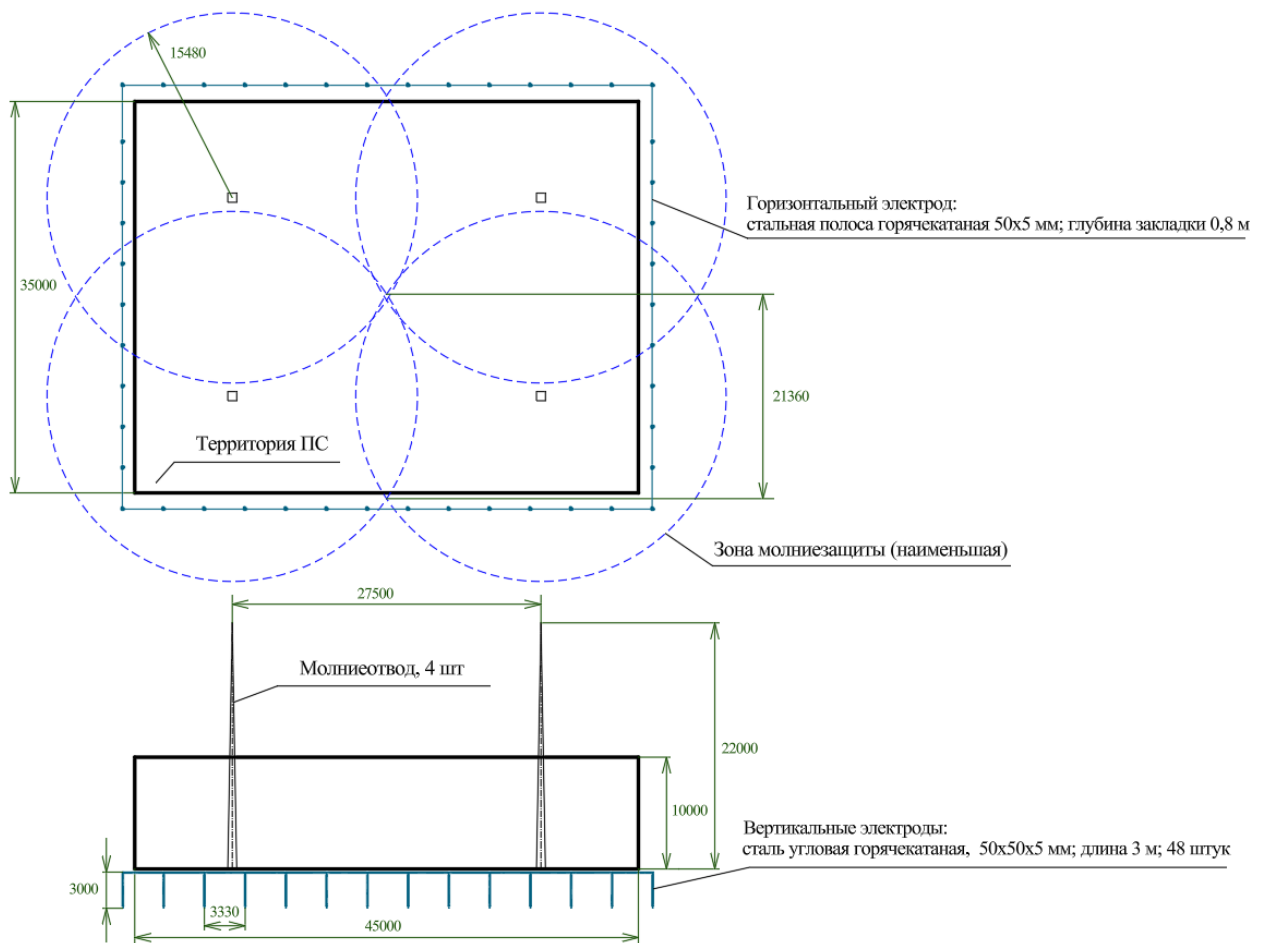


Рисунок 11 – План заземляющего устройства после реконструкции

Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (65)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{nep} / n', \quad (66)$$

где l_{nep} – периметр территории, м.

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

$$a = 160 / 48 = 3,33 \text{ м},$$

$$l_z = 1,05 \cdot 3,33 \cdot 48 = 168 \text{ м}.$$

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{z3} = \frac{\rho_{pz}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (67)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (68)$$

где b – ширина полосы, м.

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

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

$$R_{z3} = \frac{840}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,307 \text{ Ом}.$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{ог3} \cdot R_{z3}}{R_{ог3} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{z3} \cdot \eta_z}, \quad (69)$$

где η_6 , η_z – коэффициенты использования электродов» [3].

$$R_{zp} = \frac{23,75 \cdot 0,307}{23,75 \cdot 0,4 \cdot 48 + 0,307 \cdot 0,22} = 0,421 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Надёжная система заземления – важнейший фактор, обеспечивающий безопасность и стабильную работу электроустановок. Грамотный монтаж заземляющих устройств защищает персонал, оборудование и окружающую среду от разрушительного воздействия опасных токов и напряжений.

Основные этапы монтажа:

- разметка мест установки заземляющих электродов;
- рытье траншей и котлованов для заземлителей;
- доставка и складирование материалов;
- установка вертикальных электродов в грунт;
- сварка горизонтальных электродов между собой;
- соединение вертикальных и горизонтальных элементов;
- подключение оборудования к заземляющим шинам и электродам;
- сварка или механическое соединение проводников;
- проверка сопротивления заземляющего устройства;
- контроль качества сварных и механических соединений;
- составление схем, актов, протоколов измерений;
- передача документации в эксплуатацию.

Особое внимание стоит уделить строгому соблюдению норм проектирования и монтажа заземлений, использованию высококачественных материалов и комплектующих. Только правильно установленное заземляющее устройство гарантирует надёжность защиты работников и техники, обеспечивая непрерывную и безопасную эксплуатацию СЭС.

Выводы.

Ввиду критического износа действующего ЗУ и его недопустимо высокого сопротивления (по результатам контрольных замеров), оно будет демонтировано и заменено новым. Разработанное заземляющее устройство имеет характеристики, соответствующие требованиям Правил устройства электроустановок и обеспечит безопасную эксплуатацию электрической части ГПП и надёжную защиту оборудования [14].

4 Экономическая оценка проведения реконструкции

Оценка проведения реконструкции является важным этапом планирования инвестиций, поскольку позволяет определить соотношение затрат и ожидаемой выгоды, а также выявить риски, связанные с реализацией проекта.

«Определяется стоимость ЭО по всем типам:

$$C = C_{eo} \cdot n, \quad (70)$$

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

n – число единиц, шт (м).

Для силовых трансформаторов:

$$C = 14500 \cdot 2 = 29000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость ЭО:

$$\sum C = C_1 + C_2 + \dots C_i, \quad (71)$$

$$\sum C = 29000 + 264,8 + \dots 59,25 = 77153,82 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$C_{mp} = 0,05 \cdot \sum C, \quad (72)$$

$$C_{mp} = 0,05 \cdot 77153,82 = 3857,69 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет сметной стоимости проекта сведен в таблицу 6» [18].

Таблица 6 – Расчет сметной стоимости проекта

Оборудование	Кол-во, шт (м)	Цена ед., тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
ТДН-16000/110	2	14500	29000,0
ТМГ12-100/10	2	132,4	264,8
ОПННп-110/56/10/400	2	61,5	123,0
ОПНп-110/88/10/450	6	73,4	440,4
ОПНп-6/7,2/10/550	30	6,1	183,0
ВРС-110/2500	3	3500	10500,0
РНДЗ-110/600	10	230	2300,0
ЗОН-110	2	95,7	191,4
ТТЭО-110/200	31	580	17980,0
ТТЭО/1500	9	91	819,0
ТТЭО/200...400	54	73,4	3963,6
ТЗЛМ-10	8	25	200,0
ДНЕЭ-110	2	1100	2200,0
ДНЕЭ-6	2	124,5	249,0
ВВ/TEL-10/1600	3	340	1020,0
ВВ/TEL-10/630	8	290	2320,0
РВ-10/400	2	34,7	69,4
КРУ-СЭЩ-63	13	315	4095,0
БМРЗ-ТД-02	2	170	340,0
БМРЗ-101-Д-КЛ-01	8	84	672,0
КВВГнг-LS 5х4	107	0,62	66,3
Сталь угловая 50х50 мм	154	0,634	97,64
Сталь полосовая 50х5 мм	184	0,322	59,25
Стоимость оборудования (СО)			77153,82
Транспортные расходы (5% от СО)			3857,69
Складские расходы (0,5% от СО)			385,77
Стоимость монтажных работ (20 % от СО)			15430,76
Итого			96828,05

Комплексный подход к формированию сметной стоимости реконструкции подстанции позволяет учесть все необходимые работы и материалы. Общая стоимость проекта в данном случае составляет 96828,05 рублей, включая НДС. Такой подход обеспечивает высокое качество

выполняемых работ и надежность функционирования реконструируемой подстанции в будущем. «Грамотное планирование сметной стоимости является залогом успешной реализации проекта реконструкции, что в конечном итоге обеспечивает надежное электроснабжение потребителей и повышает эффективность работы энергетической инфраструктуры» [18].

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

$$O_{ам} = n_{ам} \cdot C_{о.ф.}, \quad (73)$$

где $n_{ам}$ – норма АО, %;

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

Для силового ЭО, кабелей и элементов ЗУ:

$$O_{ам.сил.ЭО} = 0,07 \cdot 96547,9 = 6758,35 \text{ тыс. руб./год},$$

$$O_{ам.каб.} = 0,024 \cdot 83,26 = 2,0 \text{ тыс. руб./год},$$

$$O_{ам.сил.ЭО} = 0,056 \cdot 196,89 = 11,03 \text{ тыс. руб./год}.$$

Итого АО составят:

$$O_{ам} = 6758,35 + 2,0 + 11,03 = 6771,38 \text{ тыс. руб./год}.$$

Экономия АО после реконструкции:

$$\Delta O_{ам} = O_{ам1} - O_{ам}, \quad (74)$$

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

$$\Delta O_{ам} = 18211,42 - 6771,38 = 11440,04 \text{ тыс. руб./год}$$

Экономический эффект:

$$\mathcal{E} = P_{доп} + \Delta O_{ам}, \quad (75)$$

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

$$\mathcal{E} = 28544,41 + 11440,04 = 39984,45 \text{ тыс. руб./год}$$

Прогнозируемый срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{\sum C_{см}}{\mathcal{E}}, \quad (76)$$

где $\sum C_{см}$ – сметная стоимость проекта, тыс. руб.» [18].

$$T_{ок} = \frac{96828,05}{39984,45} \approx 2,42 \text{ года}$$

Выводы.

Определена сметная стоимость проекта реконструкции электрической части главной понизительной подстанции ООО «Русский Свет», с учетом стоимости всего оборудования, а также всех дополнительных расходов. С учетом ожидаемой экономии денежных средств в размере 39984,45 тыс. руб. в год, прогнозируемый срок окупаемости мал и составляет 2,42 года, что говорит о высокой экономической эффективности и проекта и перспективности его реализации. С точки зрения экономической целесообразности проект является высокоэффективным, предложенные мероприятия по реконструкции рекомендованы к реализации.

Заключение

Главная понизительная подстанция завода светотехнических изделий ООО «Русский Свет» представляет собой основную и наиболее мощную ПС, установленную на данном промышленном предприятии. ГПП обеспечивает прием электроэнергии класса напряжения 110 кВ со стороны энергосистемы, ее преобразование в класс напряжения 6 кВ для питания цеховых трансформаторных подстанций на объекте. Цеховые ТП и высоковольтные РУ участков питаются от главной понизительной подстанции, которая является основным центральным источником электроснабжения. Особенностью электропотребления завода является необходимость обеспечения высокого качества электроэнергии, многие технологические процессы и испытательное оборудование чувствительны к колебаниям напряжения, частоты, наличию гармоник, поэтому на предприятии устанавливаются системы компенсации реактивной мощности, фильтрации гармоник, стабилизации напряжения. Кроме того, важным требованием является бесперебойность электроснабжения, так как остановка производства даже на короткое время может привести к значительным экономическим потерям, для повышения надежности применяются резервные источники питания, системы автоматического ввода резерва. В целом, электроэнергия является ключевым ресурсом для функционирования завода светотехнических изделий.

Электрическая часть ГПП сильно изношена, электрооборудование устарело и не обеспечивает необходимый уровень надежности и безопасности, вследствие чего ЭО подлежит замене на современные аналоги в рамках планируемой реконструкции. Также нет достаточного резерва электрической мощности для подключения к электрической сети предприятия нового дополнительного промышленного оборудования. Проведение реконструкции также позволит предприятию подключить к электрической сети новое дополнительное промышленное оборудование.

С учетом актуальных и перспективных нагрузок выбрано новое оборудование электрической части ГПП. «Замена устаревшего и изношенного ЭО на современные аналоги обеспечит надежную работу подстанции и возможность присоединения дополнительных нагрузок» [16]. Будут установлены новые силовые трансформаторы марки ТДН-16000/110. «Замена масляных выключателей на вакуумные улучшит условия коммутации, повысит быстродействие РЗА. Замена разрядников на ОПН повысит уровень защиты от перенапряжений. Устаревшая и изношенная электромеханическая релейная защита и автоматика заменяется на современную микропроцессорную, на терминалах» [16]. Переход от электромеханической к микропроцессорной релейной защите и автоматике является важным шагом в модернизации энергетической инфраструктуры. Это позволит повысить надежность, эффективность и экономичность работы ПС. Внедрение современных микропроцессорных технологий в РЗА является необходимым условием для дальнейшего развития и совершенствования электроэнергетики. Микропроцессорные устройства РЗА отличаются высокой надежностью и быстротой реагирования на аварийные ситуации, они способны мгновенно обрабатывать большие объемы данных и принимать решения о необходимых действиях. Ввиду критического износа действующего ЗУ и его недопустимо высокого сопротивления, оно будет демонтировано и заменено новым. Разработанное заземляющее устройство обеспечит безопасную эксплуатацию электрической части ГПП и надежную защиту оборудования.

Определена сметная стоимость проекта реконструкции электрической части главной понизительной подстанции, прогнозируемый срок окупаемости мал и составляет 2,42 года, что говорит о высокой экономической эффективности и проекта и перспективности его реализации. Проект является высокоэффективным, предложенные мероприятия по реконструкции рекомендованы к реализации.

Список используемой литературы и 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. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
4. Гуревич В.И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
5. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
6. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
7. Куксин А.В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
8. Лакомов И.В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 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. Монаков В.К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
11. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
12. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.

13. Полищук В.И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
14. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
15. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
16. Сибикин Ю.Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
17. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293740/4293740618.pdf> (дата обращения 10.05.2025).
18. Ушакова Е.О. Экономика : учебное пособие. Новосибирск : СГУГиТ, 2022. 64 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. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 10.05.2025).