

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ

«Заводская»

Обучающийся

Е.В. Сигова

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., П.А. Николаев

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

Тольятти 2024

Аннотация

В рамках бакалаврской работы на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Заводская»» описываются различные аспекты реконструкции важнейших объектов энергетической инфраструктуры. Работа актуальна в контексте необходимости обеспечения надежности и эффективности энергетических систем, а также из-за физического старения и морального устаревания существующих электроустановок.

Цель данной ВКР заключается в повышении надежности и эффективности работы понизительной подстанции 35/6 кВ «Заводская» через ее комплексную реконструкцию. Для достижения этой цели были поставлены задачи анализа текущего состояния оборудования, изучения современных технологий и оборудования, а также разработка проекта реконструкции подстанции.

В рамках исследования проведен тщательный анализ текущего состояния электрической части подстанции, выявлены основные недостатки и потенциальные риски. Были предложены меры по замене устаревшего оборудования и улучшению систем автоматизации подстанции, а также внедрению современных средств диагностики и мониторинга.

Представленная бакалаврская работа суммарно состоит из пояснительной записки объемом 53 страницы, в которой содержится 13 таблиц с результатами расчетов, 12 изображений в форме рисунков. Кроме того, к работе также прилагается 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткие сведения об объекте реконструкции	5
1.1 Характеристика проектируемой подстанции	5
1.2 Анализ действующего электрооборудования ОРУ	6
1.3 Обоснование реконструкции	8
2 Разработка главной электрической схемы	10
2.1 Существующие электрические нагрузки.....	12
2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов	14
2.3 Расчет токов короткого замыкания	16
3 Выбор основного оборудования	23
3.1 Расчет и выбор выключателей.....	23
3.2 Измерительные трансформаторы	28
3.3 Трансформаторы собственных нужд	34
3.4 Ячейки КРУ	36
4 Реконструкция релейной защиты и автоматики	40
4.1 Защита трансформаторов 35/6 кВ	40
4.2 Релейная защита линий 6 кВ.....	45
4.3 АВР на шинах 6 кВ	48
Заключение	51
Список используемых источников.....	52

Введение

На современном этапе развития энергетической индустрии Российской Федерации особое внимание уделяется обновлению и реконструкции электрических подстанций. Понижительная подстанция 35/6 кВ «Заводская», расположенная в Республике Коми и эксплуатируемая предприятием «Комиэнерго», является одним из таких объектов. Сданная в эксплуатацию в 1969 году, эта подстанция на протяжении десятилетий обеспечивала электроэнергией промышленные предприятия и жилые массивы региона, но с течением времени её техническое состояние ухудшилось, что ставит под угрозу её функциональную надёжность и эффективность.

В контексте государственной программы по развитию электроэнергетических систем России на 2020-2035 годы [21], которая включает комплекс мер по обновлению и повышению эффективности энергетической инфраструктуры, «Комиэнерго» активно занимается планированием и реализацией проектов по реконструкции устаревших энергообъектов. Реконструкция подстанции «Заводская» выступает важным элементом этой программы, цель которого — не только повысить уровень безопасности и надёжности поставок электроэнергии, но и адаптировать существующую систему к возрастающим требованиям современного потребления и интеграции новых технологий.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы обусловлена необходимостью комплексной оценки состояния подстанции «Заводская», выявления ключевых проблем и разработки оптимальных технических решений, направленных на её реконструкцию. Работа способствует реализации стратегических целей энергетической политики России и играет важную роль в повышении качества жизни населения и поддержке экономического развития Республики Коми через обеспечение надёжного и эффективного энергоснабжения.

1 Краткие сведения об объекте реконструкции

1.1 Характеристика проектируемой подстанции

Понижительная подстанция 35/6 кВ «Заводская», расположенная в городе Емва, Республика Коми, Россия, была введена в эксплуатацию в 1969 году. На рисунке 1 приведен план размещения подстанции в городе Емва.



Рисунок 1 – План размещения подстанции в городе Емва

С момента запуска большая часть её оборудования продолжает функционировать, что подчеркивает необходимость проведения масштабной реконструкции для удовлетворения современных стандартов надежности и эффективности.

На подстанции установлены два трансформатора ТМН 4000/35/6, что обеспечивает её ключевую роль в трансформации и распределении электроэнергии. Установленная мощность подстанции составляет 8 МВА, при этом текущий резерв мощности для технологического присоединения — 5 МВА. Это обеспечивает достаточный запас для подключения новых потребителей и реализации инфраструктурных проектов в регионе. Однако стоит отметить, что в течение последних четырех лет в регионе наблюдается

снижение общего потребления электрической энергии, что может влиять на экономические аспекты эксплуатации и планирования ресурсов подстанции.

Подстанция оснащена двумя воздушными линиями электропередач на напряжение 35 кВ с проводами марки АС-120/19. Длина линий составляет 1,3 км. Эти линии являются основным источником электроснабжения подстанции и играют ключевую роль в обеспечении стабильности энергосистемы города Емва.

«Заводская» обеспечивает электроэнергией шесть трансформаторных подстанций классом напряжения 6/0,4 кВ: КТП-125, КТП-108, КТП-178, КТП-123, КТП-111, и КТП-145. Эти подстанции распределены по всему городу и обеспечивают электроэнергией жилые дома, коммерческие и промышленные объекты, включая потребителей как второй, так и третьей категории надежности. Эти категории определяют важность обеспечения непрерывного питания для социально значимых и особо важных объектов инфраструктуры.

Учитывая долгий период эксплуатации и существующее техническое состояние подстанции, а также изменения в потреблении электроэнергии в регионе, необходима тщательная диагностика существующего оборудования и оценка потенциала его модернизации. Это позволит обеспечить высокий уровень надежности электроснабжения и адаптировать подстанцию к современным требованиям энергетической безопасности.

1.2 Анализ действующего электрооборудования ОРУ

На открытом распределительном устройстве (ОРУ) подстанции «Заводская» используется ряд электрооборудования, которое по современным стандартам считается технологически устаревшим и требует замены. В текущем составе ОРУ присутствуют отделители ОДЗ-1-35/630, короткозамыкатели КЗ-35, и вентильные разрядники РВС-35М. Эти устройства уже не применяются в новых проектах подстанций, так как не отвечают требованиям современной технической литературы.

На вводе трансформаторов 1Т и 2Т установлены воздушные силовые выключатели ВВУ-35А-40/2000У1, которые, несмотря на их функциональность, также подлежат пересмотру на предмет модернизации с целью повышения эффективности и надежности системы.

В таблице 1 ниже приведен список устаревшего оборудования и предлагаемые к установке современные устройства.

Таблица 1 - Список устаревшего оборудования и предлагаемые к установке современные устройства

Старое оборудование	Модель	Предлагаемое оборудование	Модель предложения
Отделители и короткозамыкатели	ОДЗ-1-35/630 и КЗ-35	Разъединители	РНДЗ-35
Вентильные разрядники	РВС-35М	Ограничители напряжения	ОПНп-35/86/10/500
Выключатели	ВВУ-35А-40/2000У1	Выключатели	ВВН-СЭЩ-35-25/1250
Трансформаторы тока	ТПОЛ-35	Трансформаторы тока	ТОГФ-35
Трансформатор напряжения	ЗОМ-1/24-69У1	Трансформатор напряжения	НАМИ-35
Трансформатор собственных нужд	ТМ 100 кВ	Трансформатор собственных нужд	ТСЛ-СЭЩ

Мощность новых трансформаторов будет устанавливаться расчетным путем на основе суточных графиков нагрузки.

Будет также заменено оборудование на закрытом распределительном устройстве (ЗРУ).

1.3 Обоснование реконструкции

Реконструкция понизительной подстанции 35/6 кВ «Заводская» является важной задачей, направленной на обеспечение устойчивости и надежности энергосистемы города Емва, Республика Коми. Несколько ключевых аспектов подчеркивают необходимость данного проекта:

- устаревание оборудования (большая часть электрооборудования подстанции была установлена в момент ввода объекта в эксплуатацию в 1969 году [17] и с тех пор изнашивается и морально устарела);
- изменение потребления электроэнергии (за последние годы в регионе наблюдается изменение общего потребления электроэнергии, что требует пересмотра и адаптации существующей инфраструктуры под новые условия потребления и возможное внедрение более гибких технологий управления нагрузками);
- интеграция современных технологий (реконструкция предоставит возможность интеграции современных технологий управления и мониторинга, что повысит эффективность работы подстанции, улучшит качество электроэнергии и позволит оперативно реагировать на изменения в энергосистеме);
- необходимость замены релейной защиты (существующая система релейной защиты, выполненная на основе электромеханических реле, уже не отвечает современным требованиям по точности и скорости реакции, замена её на микропроцессорные системы позволит значительно улучшить качество защиты подстанции, минимизировать время отключения в случае аварий и обеспечить более высокую степень автоматизации процессов управления энергосистемой);
- развитие региональной инфраструктуры (подстанция «заводская» обеспечивает электроэнергией важные промышленные и жилые

зоны города Емва, повышение её эффективности и надежности будет способствовать развитию экономики региона и улучшению условий жизни его населения.

Выводы по разделу 1.

Понизительная подстанция 35/6 кВ «Заводская», расположенная в городе Емва, Республика Коми, была введена в эксплуатацию в 1969 году. Основное оборудование подстанции эксплуатируется с момента её запуска в эксплуатацию, что привело к его физическому и моральному износу. Это обстоятельство указывает на острую необходимость ее реконструкции для обеспечения надежности и безопасности энергоснабжения.

На подстанции установлена устаревшая аппаратура: разъединители ОДЗ-1-35/630, короткозамыкатели КЗ-35, вентильные разрядники РВС-35М и т.д., которые необходимо заменить на современные аналоги в соответствии с действующими техническими нормами и правилами.

Электромеханические реле релейной защиты на подстанции должны быть заменены на микропроцессорные устройства, что повысит точность и скорость реакции системы в аварийных ситуациях, улучшая тем самым общую безопасность и надежность подстанции.

2 Разработка главной электрической схемы

При реконструкции подстанции «Заводская» важно тщательно подойти к выбору электрической схемы. Ключевыми критериями выбора схемы являются обеспечение надежности, удобство эксплуатации, возможности для расширения и совместимость с существующей инфраструктурой.

Подстанция «Заводская» является тупиковой, что означает, что линии электропередач подходят к ней, с одной стороны. Это ставит определенные ограничения на выбор схемы, так как необходимо минимизировать потери надежности при одностороннем питании.

Подстанция в настоящее время функционирует по схеме №35-4Н, которая включает два блока и неавтоматическую перемычку со стороны линий. Эта схема предполагает, что каждый блок способен функционировать независимо, а перемычка позволяет перераспределить нагрузку в случае необходимости, обеспечивая гибкость управления нагрузками и повышенную надежность.

Преимущества существующей схемы:

- надежность (наличие двух блоков обеспечивает резервирование, позволяя подстанции продолжать работу даже при выходе из строя одного из блоков);
- гибкость в управлении нагрузкой (неавтоматическая перемычка дает возможность ручного управления потоками мощности, что может быть ценно в условиях, когда автоматика не справляется или требуется особый контроль за распределением энергии);
- простота и экономичность (существующая схема относительно проста в управлении и обслуживании, что снижает эксплуатационные затраты).

Типовая схема №35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [3] показана на рисунке 2.

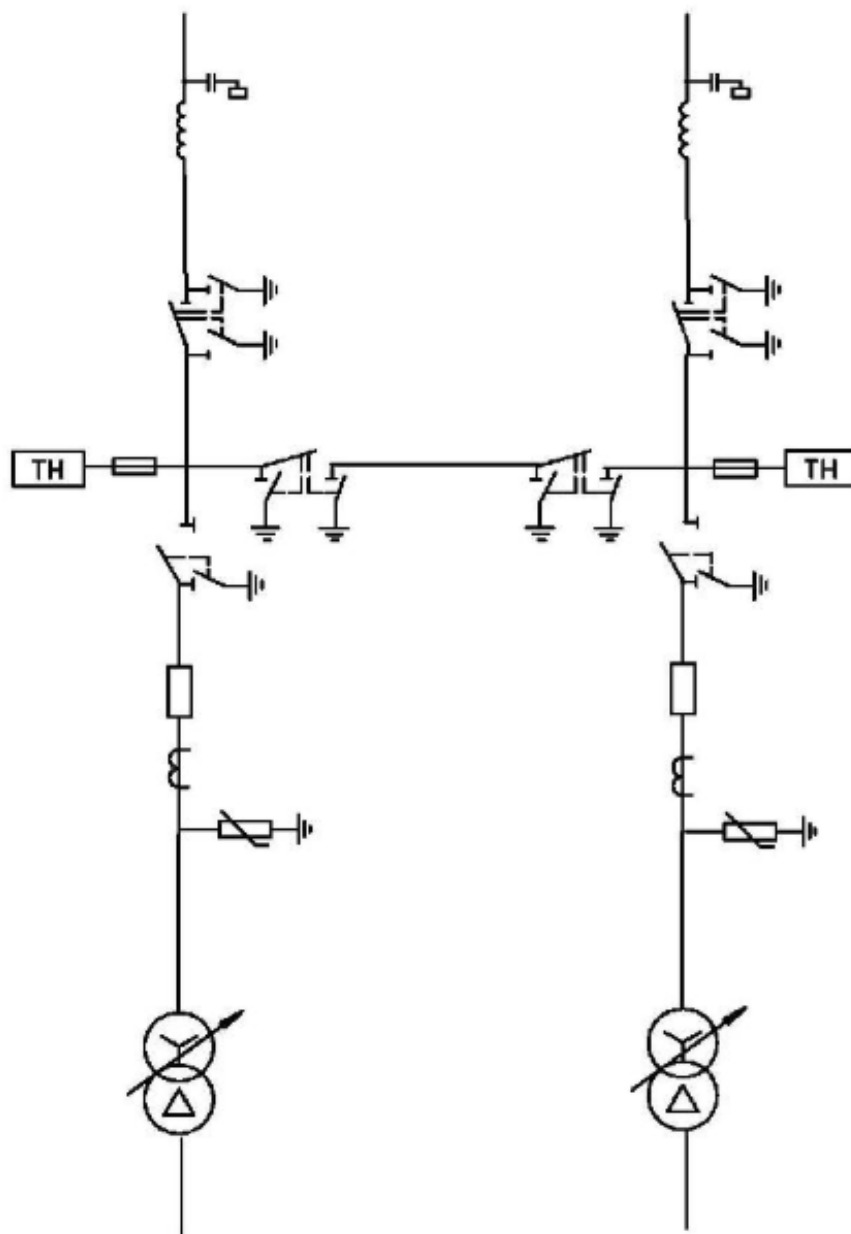


Рисунок 2 - Типовая схема №35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

На основании анализа текущей работы подстанции и учитывая её тупиковый характер, предлагается сохранить действующую схему при реконструкции. Это позволит избежать значительных затрат на полное перепроектирование электрической архитектуры подстанции, при этом сохраняя достигнутый уровень надежности и управляемости.

Однако, несмотря на решение сохранить базовую структуру схемы, далее в работе будет рассмотрена возможность интеграции современного

оборудования и автоматики для повышения эффективности управления и диагностики системы. Такие улучшения могут включать в себя установку новых микропроцессорных реле защиты и автоматизации, которые повысят точность и скорость реагирования системы на аварийные режимы, а также улучшат общую безопасность подстанции.

2.1 Существующие электрические нагрузки

В данном разделе производится анализ существующих электрических нагрузок понизительной подстанции 35/6 кВ «Заводская». Анализ нагрузок необходим для оценки текущего состояния энергетической системы подстанции и планирования мер по её реконструкции и модернизации. Особое внимание в данном анализе уделяется определению максимальной мощности, которая достигается в зимний период, когда потребление электрической энергии традиционно возрастает.

Зимний суточный график потребления важен, поскольку он показывает пиковые значения нагрузок и их динамику в течение суток. Это позволяет не только оценить максимальную нагрузку, с которой должна справляться подстанция, но и предоставляет данные для расчёта необходимой резервной мощности и определения эффективности распределения ресурсов. Исходя из этих данных, можно сделать обоснованные выводы относительно текущих и будущих потребностей в электроэнергии, а также спланировать соответствующие улучшения и обновления инфраструктуры подстанции.

Таким образом, изучение и анализ зимнего суточного графика являются ключевыми для обеспечения надежности и эффективности работы подстанции «Заводская», а также для адаптации её к изменяющимся условиям потребления и обеспечения стабильности электроснабжения всех подключённых потребителей.

Результаты измерений зимнего пикового значения нагрузки на подстанции приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты измерений зимнего пикового значения нагрузки

Час T , ч	Суммарная нагрузка			Нагрузка Т-1			Нагрузка Т-2		
	P , кВт	Q , квар	S , кВА	P , кВт	Q , квар	S , кВА	P , кВт	Q , квар	S , кВА
0	776,838	481,638	914,03	355,695	220,53	418,51	421,143	261,108	495,52
1	517,892	321,092	609,35	237,13	147,02	279,01	280,762	174,072	330,35
2	517,892	321,092	609,35	237,13	147,02	279,01	280,762	174,072	330,35
3	388,419	240,819	457,02	177,8475	110,265	209,26	210,5715	130,554	247,76
4	388,419	240,819	457,02	177,8475	110,265	209,26	210,5715	130,554	247,76
5	1165,257	722,457	1371,05	533,5425	330,795	627,77	631,7145	391,662	743,28
6	2071,568	1284,368	2437,42	948,52	588,08	1116,03	1123,048	696,288	1321,38
7	2589,46	1605,46	3046,77	1185,65	735,1	1395,04	1403,81	870,36	1651,73
8	2071,568	1284,368	2437,42	948,52	588,08	1116,03	1123,048	696,288	1321,38
9	2071,568	1284,368	2437,42	948,52	588,08	1116,03	1123,048	696,288	1321,38
10	2071,568	1284,368	2437,42	948,52	588,08	1116,03	1123,048	696,288	1321,38
11	1942,095	1204,095	2285,08	889,2375	551,325	1046,28	1052,858	652,77	1238,8
12	1942,095	1204,095	2285,08	889,2375	551,325	1046,28	1052,858	652,77	1238,8
13	1424,203	883,003	1675,72	652,1075	404,305	767,27	772,0955	478,698	908,45
14	1424,203	883,003	1675,72	652,1075	404,305	767,27	772,0955	478,698	908,45
15	1424,203	883,003	1675,72	652,1075	404,305	767,27	772,0955	478,698	908,45
16	1553,676	963,276	1828,06	711,39	441,06	837,02	842,286	522,216	991,04
17	2071,568	1284,368	2437,42	948,52	588,08	1116,03	1123,048	696,288	1321,38
18	2071,568	1284,368	2437,42	948,52	588,08	1116,03	1123,048	696,288	1321,38
19	1553,676	963,276	1828,06	711,39	441,06	837,02	842,286	522,216	991,04
20	1424,203	883,003	1675,72	652,1075	404,305	767,27	772,0955	478,698	908,45
21	1424,203	883,003	1675,72	652,1075	404,305	767,27	772,0955	478,698	908,45
22	1035,784	642,184	1218,71	474,26	294,04	558,02	561,524	348,144	660,69
23	1035,784	642,184	1218,71	474,26	294,04	558,02	561,524	348,144	660,69
24	776,838	481,638	914,03	355,695	220,53	418,51	421,143	261,108	495,52

На рисунке 3 приводится суточный график нагрузки для реконструируемой ПС.

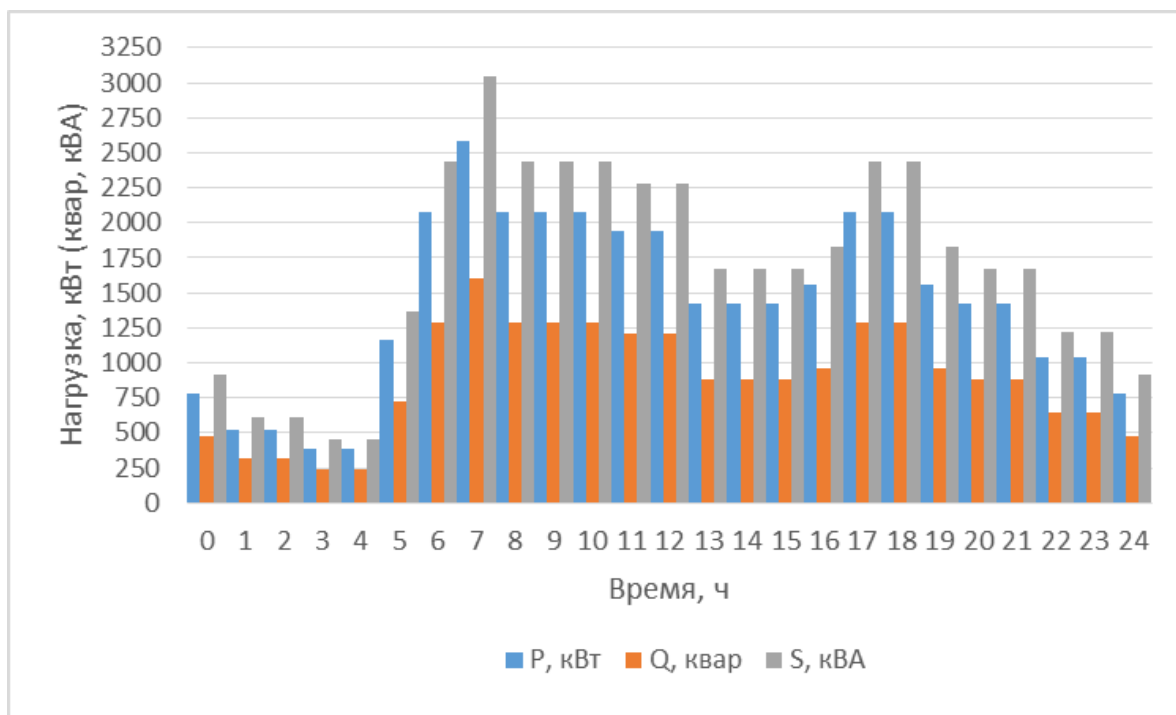


Рисунок 3 – Суточный график нагрузки

Пиковая активная, реактивная и полная мощность нагрузки на основе приведенного выше графика:

$$P_{max} = 2589,46 \text{ кВт},$$

$$Q_{max} = 1605,46 \text{ квар},$$

$$S_{max} = 3046,77 \text{ кВА}.$$

2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов

Выбор мощности силовых трансформаторов является важнейшим аспектом проектирования и реконструкции энергетических объектов, таких как подстанция 35/6 кВ «Заводская». Этот выбор напрямую влияет на способность подстанции справляться с текущими и будущими нагрузками, а

также определяет её эффективность, надёжность и экономическую целесообразность в долгосрочной перспективе.

Правильно подобранная мощность трансформаторов позволяет не только обеспечивать необходимое качество электроэнергии для конечных потребителей, но и минимизировать потери в сети, улучшать показатели энергоэффективности и снижать эксплуатационные расходы. Оптимальная конфигурация и мощность трансформаторов должны учитывать, как текущие, так и прогнозируемые нагрузки, возможные изменения в инфраструктуре и технологические обновления в системе электроснабжения.

В данном разделе будут рассмотрены ключевые параметры для выбора мощности силовых трансформаторов, включая анализ текущих нагрузок, прогнозируемое увеличение потребления, а также технические и экономические факторы, влияющие на выбор оборудования. Также будет уделено внимание совместимости новых трансформаторов с существующим оборудованием подстанции и потребностями инфраструктуры. Этот анализ поможет обеспечить, чтобы выбранная конфигурация трансформаторов соответствовала всем требованиям надёжности и эффективности, стоящим перед подстанцией «Заводская».

В случае монтажа двух трансформаторов мощность каждого из них рассчитывается исходя из условия [1]:

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

$$S_T \geq 0,7 \cdot 3046,77 = 2132,74 \text{ кВА},$$

где $K_{з.н.}$ – «нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов, для двухтрансформаторных ПС» [1].

Как видно из условия, на данный момент можно принять к установке трансформатор ТМН 2500/35/6, тем самым сократив материальные затраты на приобретение нового оборудования, а также уменьшив эксплуатационные расходы в будущем.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания является неотъемлемой частью проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем, так как короткие замыкания представляют собой одни из наиболее серьезных аварийных режимов в сети. Точные расчеты токов короткого замыкания важны для правильного подбора защитного оборудования, которое должно эффективно срабатывать для минимизации ущерба от аварий, обеспечивая безопасность оборудования и персонала, а также надежность электроснабжения потребителей.

В данном разделе будет проведен анализ возможных сценариев коротких замыканий на подстанции 35/6 кВ «Заводская». Этот анализ включает в себя оценку максимально возможных и наиболее вероятных токов короткого замыкания, исходя из текущей конфигурации сети, параметров оборудования и способов его соединения. Расчеты будут выполнены с учетом стандартных методик и нормативных требований, что позволит определить необходимые параметры для выбора аппаратуры защиты, такой как выключатели, предохранители и релейная защита.

Особое внимание будет уделено обеспечению адекватности системы защиты подстанции, чтобы в случае коротких замыканий минимизировать время отключения и предотвратить повреждение другого оборудования. Результаты данного анализа помогут улучшить понимание текущих рисков и оптимизировать проект реконструкции подстанции «Заводская» с целью повышения её безопасности и эффективности.

Рисунок 4 иллюстрирует исходную схему для вычисления токов короткого замыкания.

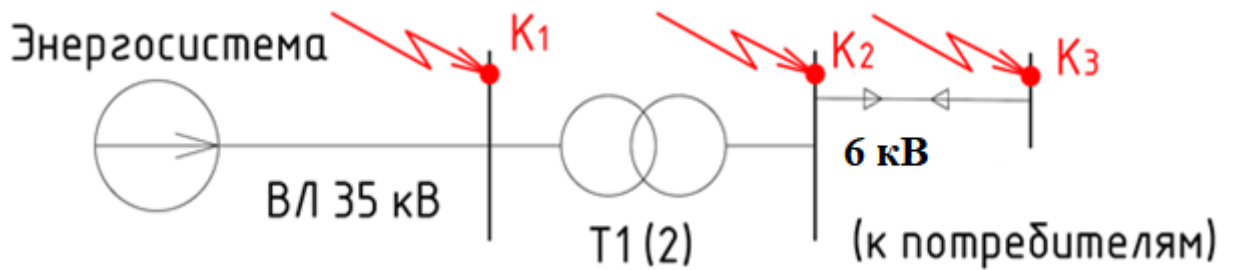


Рисунок 4 – Исходная схема для вычисления величины тока короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания необходимо построить схему замещения. Схема замещения играет ключевую роль в расчете токов короткого замыкания в электрических системах. Она используется для упрощения и моделирования сложных электрических сетей, позволяя точно анализировать токи и напряжения в различных точках системы при нарушениях нормального режима работы, таких как короткие замыкания.

Схема замещения показана на рисунке 5.

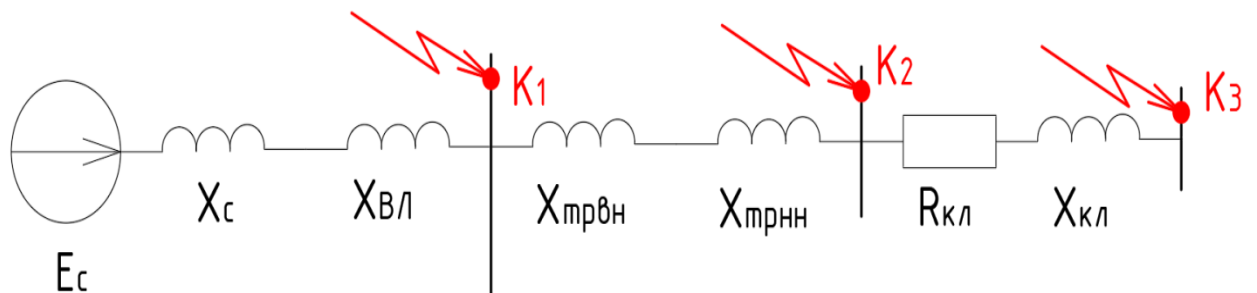


Рисунок 5 – Схема замещения

«Значение периодической составляющей тока короткого замыкания рассчитывается исходя из следующей формулы:

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

где E_c – напряжение короткого замыкания, кВ [12];

$X_{\Sigma K}$ – эквивалентное сопротивление элементов до точки КЗ, Ом [12].

Значение ударного коэффициента тока короткого замыкания рассчитывается согласно приведенной ниже формуле:

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

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 35 кВ $T_a = 0,06$ с; для сети 6 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с) [12].

Значение ударного тока короткого замыкания выражается с помощью следующего уравнения:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'' \quad (4)$$

Действующее значение ударного тока короткого замыкания будет рассчитано с использованием следующего выражения [12]:

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

Двухфазный ток короткого замыкания определяется с помощью формулы:

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

Однофазный ток короткого замыкания рассчитан с помощью следующей формулы:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (7)$$

Наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (8)$$

где τ – наименьшее время КЗ, с.

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (9)$$

где $t_{3\min}$ – наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с [4];

t_{CB} – собственное время отключения выключателя 35 кВ, с [4].

Общий ток короткого замыкания находится в соответствии со следующей формулой:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K''. \quad (10)$$

Значение сопротивления силовых трансформаторов со стороны ВН определяется согласно следующей формуле:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2}, \quad (11)$$

$$X_{ТРВН} = \frac{6,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 2,5^2} = 12,74 \text{ Ом.}$$

где U_K – напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), % [6];

U_H – «напряжение обмотки ВН, кВ [6];

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА [6].

Значение сопротивления силовых трансформаторов со стороны НН определяется согласно следующей формуле [7]:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{\text{ном.НН}}/U_{\text{ном.ВН}})^2, \quad (12)$$

$$X_{ТРНН} = 12,74 \cdot \left(\frac{6}{35}\right)^2 = 0,374 \text{ Ом.}$$

Значение сопротивления проводника воздушной линии 35 кВ на участке подстанции рассчитывается с использованием следующей формулы:

$$X_{\text{лЭП}} = x_o \cdot L, \quad (13)$$

$$X_{\text{лЭП}} = 0,4 \cdot 1,3 = 0,52 \text{ Ом.}$$

где x_o – удельное сопротивление линии, Ом/км [7];

L – длина ВЛ, км [7].

Сопротивление энергосистемы электроснабжения определяется согласно выражению:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_K}, \quad (14)$$

$$X_c = 35^2 / 1250 = 0,98.$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ 35 кВ, согласно ПАО «Россети Северо-Запад» 1250 МВА [17].

Далее следует пример расчета по формулам (1) - (14) до точки К1:

$$I''_{\text{К1}} = \frac{35}{\left(\sqrt{3} \cdot (0,52 + 0,98)\right)} = 13,47 \text{ кА,}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,85,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 13,47 = 35,24 \text{ кА,}$$

$$I_{y1} = 13,47 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,85 - 1)^2} = 22,13 \text{ кА,}$$

$$I''_{\text{К1}}^{(2)} = \left(\sqrt{3}/2\right) \cdot 13,47 = 11,67 \text{ кА,}$$

$$I''_{\text{К1}}^{(1)} = 0,55 \cdot 13,47 = 7,408 \text{ кА,}$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,22 \text{ с,}$$

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 13,47 \cdot e^{\frac{-0,22}{0,06}} = 0,487 \text{ кА,}$$

$$I_{n1} = 0,487 + 13,47 = 13,96 \text{ кА} \gg [17].$$

Результаты расчетов ТКЗ отражены в таблице 3.

Таблица 3 - Значения токов короткого замыкания в точках К1 и К2

Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{от}$, кА	$I_{п}$, кА
К1	13,47	35,24	22,13	11,67	7,41	0,487	13,96
К2	8,29	21,69	13,62	7,18	4,56	0,3	8,59

При настройке релейной защиты необходимо знать токи короткого замыкания на концах отходящих линий.

В таблице 4 указаны основные параметры линий, ведущих к конечным потребителям.

Таблица 4 – Основные параметры линий, ведущих к конечным потребителям

Участок	L , км	КЛЭП	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	I_{\max} , А
КТП-125	0,89	ААБл-3×185	0,169	0,078	169,98
КТП-108	0,723	ААБл-3×185	0,169	0,078	189,1
КТП-178	0,98	ЦААШВ-3×150	0,208	0,079	142,3
КТП-123	0,777	ЦААШВ-3×150	0,208	0,079	152,3
КТП - 111	0,763	АПВВнг(А)-LS-3×240	0,13	0,077	234,6
КТП - 145	0,999	АПВВнг(А)-LS-3×240	0,13	0,077	225,3

Значения токов короткого замыкания на концах кабельных линий 6 кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Значения токов КЗ на концах кабельных линий 6 кВ

Участок	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
КТП-125	9,89	8,56	5,44
КТП-108	10,45	9,05	5,75
КТП-178	9,08	7,86	4,99
КТП-123	9,77	8,46	5,37
КТП - 111	10,83	9,38	5,96
КТП - 145	10,15	8,79	5,58

Выводы по разделу 2.

На основе проведенного анализа текущего состояния и работы подстанции «Заводская», функционирующей по схеме №35-4Н было принято решение сохранить существующую схему подстанции при реконструкции.

Анализ зимнего суточного графика потребления позволил определить максимальные нагрузки, которые должна выдерживать подстанция, с соответственно спланировать необходимые мощности для выбора оборудования.

В контексте оптимизации расходов и улучшения эксплуатационной эффективности предлагается установка трансформатора ТМН 2500/35/6. Такой выбор позволит сократить материальные и операционные затраты, обеспечив при этом достаточную мощность для текущих и прогнозируемых нагрузок.

В этом разделе также рассчитывались токи короткого замыкания. Результаты расчетов будут использоваться для правильного выбора защитного оборудования, такого как выключатели, реле защиты и предохранители. Они помогают определить их номинал, чтобы они могли эффективно работать в случае короткого замыкания, прерывая цепь и предотвращая повреждение другого оборудования.

3 Выбор основного оборудования

Выбор основного оборудования для подстанции «Заводская» представляет собой одну из самых значимых фаз проекта реконструкции. Этот процесс требует тщательного анализа технических характеристик и совместимости нового оборудования с существующей инфраструктурой. Основное оборудование подстанции, включая трансформаторы, выключатели, реле защиты и системы управления, является ключевым для обеспечения надёжности, безопасности и эффективности всей энергосистемы.

Задача выбора основного оборудования требует комплексного подхода, учитывающего множество факторов, что позволит максимально эффективно решить задачи реконструкции и обеспечить долгосрочную стабильность работы подстанции. Этот процесс будет подробно освещен в данном разделе, где каждый аспект выбора будет разобран с учетом специфических требований и условий работы подстанции «Заводская».

3.1 Расчет и выбор выключателей

При техническом перевооружении подстанций высоковольтные выключатели, исходя из их целевого назначения, должны выбираться в соответствии с «следующими основными тремя параметрами [13]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (15)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} \text{ А}, \quad (16)$$

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}, \quad (17)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА [14];

$I_{\text{к}}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (18)$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – предельный сквозной ток, кА [13].

$$I_T^2 t_T \geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (19)$$

где I_T – предельный ток термической стойкости, кА [13];

t_T – время протекания тока термической стойкости, с [14];

B_K – тепловой импульс по расчёту, вычисляемый по формуле [13]:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (20)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время КЗ, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}}, \text{ с}, \quad (21)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания РЗ, с [19];

$t_{\text{откл.В}}$ – время отключения выключателя, с [19];

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05 \text{ с.}$ [19].

Выключатели 35 кВ.

«Принимая во внимание перегрузочную способность силового трансформатора, наибольший показатель рабочего тока аппаратуры 35 кВ следующий [18]:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (22)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,74 \text{ А},$$

где $S_{\text{н.т.}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Планируется осуществить установку вакуумного силового выключателя модели ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1250 УХЛ1 [10], подробные характеристики которого указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Подробные характеристики вакуумного силового выключателя модели ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1250 УХЛ1

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	25
Ток включения, наибольший пик, кА	63
Тип привода	пружинно-моторный

Внешний вид выключателя ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1250 УХЛ1 представлен на рисунке 6.

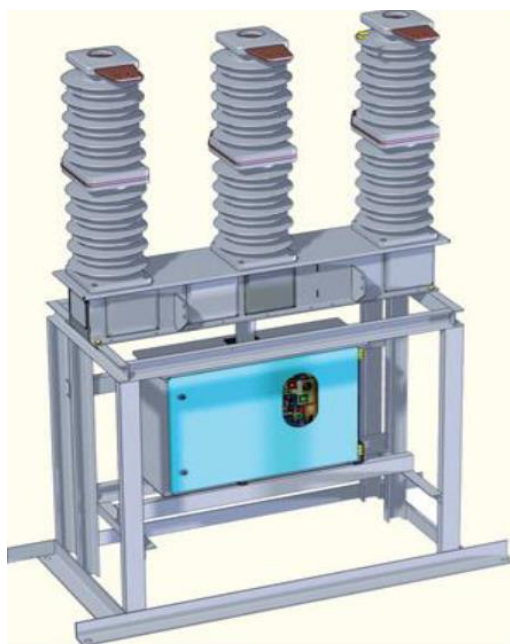


Рисунок 6 – Внешний вид выключателя ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1250

Вакуумные выключатели серии ВВН-СЭЦ-35, предназначенные для общего применения, используются в электросетях, где часто происходят переключения. Эти устройства предназначены для коммутации цепей

переменного тока с напряжением 35 кВ и частотой 50 Гц, применяются как на открытых, так и на закрытых распределительных узлах» [18].

Вакуумные выключатели этой серии отличаются простой конструкцией и обеспечивают высокую надежность. Благодаря компактным размерам, они легко вписываются в существующие конфигурации оборудования. Они также обладают высокой степенью коммутационной способности, являются полностью пожара- и взрывобезопасными, экологически безопасными, работают бесшумно и не требуют значительных затрат на обслуживание.

Результаты проверки силового выключателя ВВН-СЭЩ-П2-35-25/1250 УХЛ1 отражены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты проверки силового выключателя ВВН-СЭЩ-П2-35-25/1250

Место установки	Номинальные параметры					Модель устройства	Результаты вычислений				
	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	$i_{пр.с}$	$I_T^2 t_T$		$U_{сети}$	$I_{макс}$	I_k	i_y	B_k
	кВ	А	кА	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА	кА ² ·с
ОРУ	35	1250	25	64	1875	ВВУ-СЭЩ-П2-35-25/1250 УЗ	35	57,54	13,47	35,2	25,4

В соответствии с полученными в ходе расчета показателями на замену действующих воздушных силовых выключателей марки ВВУ-35А-40/2000У1 будут выбраны силовые выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П2-35-25/1250 УЗ.

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

По формуле (22) рассчитывается максимальный ток на низкой стороне трансформатора:

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,1 \text{ А.}$$

В качестве силовых выключателей на низкой стороне трансформатора предлагаются выключатели из серии ВВМ-СЭЩ 6 кВ.

«Вакуумные выключатели ВВМ-СЭЩ оснащены электромагнитным приводом с магнитной защелкой. Выключатель предназначен для работы в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ с любыми видами существующих КРУ и КСО, в любом пространственном положении, без необходимости изменения существующих схем вторичной коммутации. Безопасность персонала обеспечена механической блокировкой и кнопкой ручного отключения» [2].

Подробные характеристики выключатели ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Подробные характеристики вакуумного силового выключателя модели ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 [2]

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	1000
Номинальный ток, А	20
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток включения, наибольший пик, кА	51
Тип привода	с постоянными магнитами

Результаты проверки силового выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1 отражены в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты проверки силового выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1

Место установки	Номинальные параметры					Модель устройства	Результаты вычислений				
	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	$i_{пр.с}$	$I_T^2 t_T$		$U_{сети}$	$I_{макс}$	I_k	i_y	B_k
	кВ	А	кА	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА	кА ² ·с
КРУ (вводной и секционный)	10	1000	20	51	1200	ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1	6	57,54	13,47	35,2	25,4

По результатам расчетов указанный выключатель серии ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1 прошел все испытания и окончательно принят к установке на КРУ 6 кВ. Внешний вид выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1 представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000

3.2 Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы играют ключевую роль в системах управления, защиты и мониторинга подстанций, обеспечивая точные данные о параметрах электрической энергии, таких как напряжение и ток. Эти устройства не только позволяют контролировать эффективность и безопасность электроэнергетической системы, но и необходимы для правильной работы приборов учета и защитного оборудования. В данном разделе подробно рассматриваются аспекты выбора и применения этих важных компонентов в контексте реконструкции подстанции «Заводская».

Выбор трансформатора ток на стороне 35 кВ подстанции «Заводская».

К установке планируется трансформатор образца ТОГФ-35.

Технические характеристики трансформатора ТОГФ-35 [5] приводятся в таблице 10.

Таблица 10 – «Технические характеристики трансформатора ТОГФ-35

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный первичный ток, А	От 25 до 2000
Номинальный вторичный ток, А	1 или 5
Число вторичных обмоток, шт.	От 1 до 6
Ток термической стойкости, кА	20
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$ ВА	Обмотки для измерений и учета: 5; 10; 20; 30 Обмотки для защиты: 20; 30; 40; 50; 75
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P;10P
Номинальный коэффициент безопасности вторичных обмоток для измерений и учета, не более	5; 10
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, не менее	20; 30
Номинальная частота напряжения сети, Гц	50
Габаритные размеры, мм, (высота × длина × ширина)	1545×1220×730
Масса, кг	400
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1 и УХЛ1* в диапазоне рабочих температур от минус 55 до плюс 40 °С

Далее выполняется расчет и проверка трансформаторов на основании выше приведенных технических характеристик» [1].

Проверка трансформатор тока, что его номинальное напряжение соответствует напряжению сети [9]:

$$U_{н.ТТ} \geq U_{н.сети}, \quad (23)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}.$$

Соответствие максимального рабочего тока сети номинальному току выбранного трансформатора [9]:

$$I_{1н.} \geq I_{\text{раб.мах}}, \quad (24)$$
$$75 \text{ А} \geq 57,74 \text{ А}.$$

Проверка трансформатора по нагрузке во вторичной цепи:

$$Z_{н} \geq Z_{2\Sigma}, \quad (25)$$

где $Z_{2\Sigma}$ – сопротивление вторичной нагрузки, Ом:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (26)$$

где $Z_{\text{приб.}}$ – сопротивление вторичной нагрузки приборов, Ом [1];

$Z_{\text{пров.}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом [1];

$Z_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактных соединений, Ом [1].

Сопротивление соединительных проводов рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (27)$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{60 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,42 \text{ Ом},$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина проводника, м [20];

ρ – удельное сопротивление проводника, Ом·мм²/м [16];

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

Сопротивление устройств, подключенных к вторичной нагрузке трансформатора тока, рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н.приб.}}^2}, \quad (28)$$

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб.}}$ – суммарная мощность приборов подключенных к трансформатору тока, ВА [15].

$I_{\text{н.приб.}}$ – номинальный ток прибора, А.

Тогда сопротивление вторичной нагрузке по формуле (26) равно:

$$Z_{2\Sigma} = 0,02 + 0,42 + 0,1 = 0,54 \text{ Ом}.$$

Окончательная проверка по условию (25):

$$1,2 \text{ Ом} \geq 0,54 \text{ Ом}.$$

Далее выполняется проверка трансформатора ТОГФ-35 на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \quad (29)$$

$$25,4 \text{ кА}^2 \text{ с} < 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{\text{тер.}}$ – ток термической стойкости выбранного ТТ, кА.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{тер.}}^2 \cdot I_{\text{1ном.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \quad (30)$$

$$35,2 \text{ кА} \leq 20^2 \cdot 75^2 \cdot 1 = 2250 \text{ кА}.$$

По итогам всех вышеперечисленных проверок все условия соблюдены, и трансформатор тока ТОГФ-35 окончательно принят к установке на подстанции.

Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ подстанции «Заводская».

В качестве измерительного трансформатора тока на стороне 10 кВ применяется трансформатор модели ТОЛ-СЭЩ.

Внешний вид трансформатора ТОЛ-СЭЩ представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид трансформатора ТОЛ-СЭЩ

Проверка проводится так же, как и для трансформатора на стороне 35 кВ, результаты проверки представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка трансформатора ТОЛ-СЭЩ

Данные сети	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{н.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{н.ТТ.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.сети} \leq U_{н.ТТ.}$
$I_{раб.мах} = 336,8 \text{ А}$	$I_{1н.} = 400 \text{ А}$	$I_{1н.} \geq I_{раб.мах}$
$i_{уд} = 13,62 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 25,97 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.}$
$Z_{пров.} = 1,852 \text{ Ом}; Z_k = 0,1 \text{ Ом}; Z_{приб} = 0,048 \text{ Ом}; \text{проводник с медными жилами } S = 2,5 \text{ мм}^2$		

Все условия соблюдены, следовательно, трансформатор ТОЛ-СЭЩ окончательно принят к установке.

Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ подстанции «Заводская».

Выбор трансформатора напряжения для сетей с номинальным напряжением 35 кВ включает ряд технических соображений. Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования высокого напряжения в значения, удобные для измерения, контроля и защиты.

В качестве измерительного трансформатора напряжения выбран трансформатор модели НАМИ-35.

Далее проверяются следующие условия.

Проверка по соответствию напряжению сети:

$$\begin{aligned} U_{\text{н.ТН}} &\geq U_{\text{н.сети}}, & (31) \\ 35 \text{ кВ} &\geq 35 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Проверка по вторичной нагрузке:

$$\begin{aligned} S_{2\Sigma} &\geq S_{\text{ном}}, & (32) \\ 52,35 \text{ ВА} &\geq 200 \text{ ВА}, \end{aligned}$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех устройств присоединённых к ТН, ВА;

$S_{\text{ном}}$, - номинальная мощность трансформатора НАМИ-35, ВА.

Выбор трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ подстанции «Заводская».

Трансформатор напряжения на стороне 6 кВ монтируется на каждой секции шин. К нему подключаются средства контроля всех фидеров секции.

В качестве измерительного трансформатора напряжения на стороне 6 кВ выбран трансформатор модели ЗНОЛП-6.

Далее выполняется проверка по условиям (31) - (32):

$$6 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ},$$
$$27,43 \text{ ВА} \geq 225 \text{ ВА}.$$

Внешний вид трансформаторов ЗНОЛП-6 представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид трансформаторов напряжения ЗНОЛП-6

3.3 Трансформаторы собственных нужд

Номинальная мощность ТСН определяется в зависимости от величины нагрузки при различных эксплуатационных режимах работы подстанции, и не должна превышать 630 кВА. Предполагаемая нагрузка с.н. 28,25 кВА [1]. Паспортные значения мощности потребителей с.н. являются небольшими, в связи с чем они присоединяются к сети 380/220 В, электроснабжение которой реализуется посредством понижающих трансформаторов. В зависимости от характеристик и потребностей потребителей на низком напряжении выбираются тип подстанции, мощность трансформаторов и вид электрооборудования. Для подстанций с ограниченным количеством

потребителей используется упрощенная конфигурация. Такие подстанции обычно обслуживают следующие нужды: подогрев приводов и баков для выключателей, моторы для обдувки и системы освещения подстанции.

На объекте размещаются два ТСН модели ТСЛ-СЭЩ-25/10.

«Трехфазные сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией ТЛС(З)-СЭЩ на напряжение классом 6 кВ. Трансформаторы спроектированы для эксплуатации внутри помещений с умеренным климатом. ТЛС(З)-СЭЩ 10 кВ выпускаются как в открытом варианте со степенью защиты IP00, так и в защитном варианте (с защитным кожухом) по степени защиты IP21, 31» [2].

Коэффициент загрузки в аварийных ситуациях трансформатора ТСЛ-СЭЩ-25/10 [11]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{с.н.}}}{S_{\text{т.с.н.}}} < 1,4 \quad (33)$$

$$K_3 = \frac{28,25}{25} = 1,13 < 1,4,$$

где $S_{\text{с.н.}}$ – нагрузка собственных нужд подстанции, кВА [1];

$S_{\text{т.с.н.}}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА.

Внешний вид ТСЛ-СЭЩ-25/10 приведен на рисунке 9.

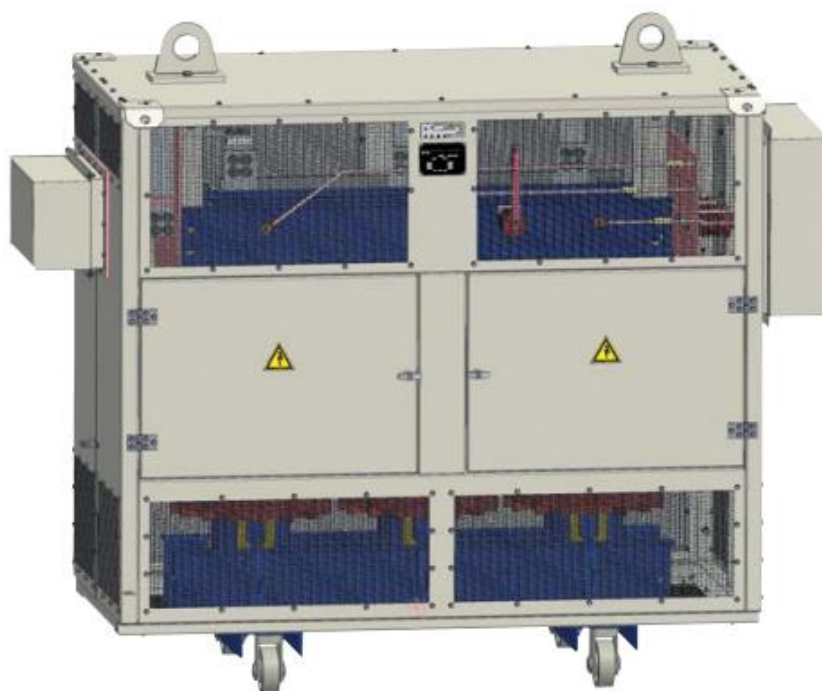


Рисунок 9 – Внешний вид ТСЛ-СЭЦ-25/10

3.4 Ячейки КРУ

Комплектные распределительные устройства (КРУ) играют важную роль в распределительных сетях, обеспечивая надежное и безопасное управление, коммутацию и защиту электрических цепей. Они являются ключевым элементом инфраструктуры любой подстанции, оптимизируя процессы управления потоками электроэнергии и повышая общую эффективность системы.

Для подстанции «Заводская» было решено выбрать комплектное распределительное устройство модели КРУ СЭЦ-80. Этот выбор обусловлен следующими техническими и эксплуатационными характеристиками устройства:

- технические характеристики (устройство обладает высокими показателями надежности и долговечности, способно выдерживать высокие электрические нагрузки и обеспечивать стабильную работу всей системы);

- функциональность (КРУ СЭЩ-80 оснащено всеми необходимыми функциями для защиты, контроля и управления электрическими цепями);
- адаптивность и модульность (модель КРУ СЭЩ-80 отличается высокой степенью модульности, что позволяет легко адаптировать устройство под конкретные технические требования и условия эксплуатации подстанции);
- удобство эксплуатации и обслуживание (КРУ СЭЩ-80 разработано с учетом требований к удобству эксплуатации и минимизации затрат на обслуживание);
- безопасность использования (высокий уровень безопасности КРУ СЭЩ-80 обеспечивается за счет применения надежных материалов, соответствующих всех требований безопасности и эксплуатации в электрических установках высокого напряжения).

Выбираются КРУ-СЭЩ-80 на ток до 630 А на ввод и отходящие линии.

«В таблице 12 представлен перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-80.

Таблица 12 - Перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-80

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6,10
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 25; 31,5; 40
Тип трансформатора тока	ТОЛ, ТШЛ
Тип трансформатора напряжения	НОЛ, ЗНОЛ, 3×ЗНОЛ, НАЛИ
Тип выключателя	ВВУ, ВВМ
Трансформатор тока собственных нужд	ТЛС-СЭЩ

На рисунке 10 изображен внешний вид КРУ-СЭЩ-80» [2].



Рисунок 10 – Внешний вид КРУ-СЭЦ-80

Выводы по разделу 3.

В процессе реконструкции подстанции «Заводская» был проведен тщательный отбор оборудования для обновления её ключевых компонентов. Рассмотрены и окончательно выбраны следующие элементы:

- высоковольтная сторона (35 кВ) – будет установлен вакуумный силовой выключатель модели ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1250 УХЛ1, который заменит существующие воздушные силовые выключатели ВВУ-35А-40/2000У1;

- низковольтная сторона (6 кВ) – для низковольтной стороны трансформатора выбраны выключатели серии ВВМ-СЭЩ-3-10-20/1000 УХЛ1 для КРУ 6 кВ, прошедшие все необходимые испытания и соответствующие техническим требованиям безопасности и эффективности;
- трансформатор тока на стороне 35 кВ – выбран трансформатор типа ТОГФ-35, который успешно прошёл все проверки и подтвердил своё соответствие требованиям по точности и надёжности;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения на стороне 6 кВ – приняты к установке трансформатор тока модели ТОЛ-СЭЩ и трансформатор напряжения модели ЗНОЛП-6 на стороне 6 кВ, каждый из которых устанавливается на соответствующих секциях шин и обеспечивает необходимые измерения для контроля фидеров;
- комплектное распределительное устройство – КРУ СЭЩ-80 было выбрано для подстанции из-за его высокой функциональности, надёжности и гибкости в эксплуатации, обеспечивая централизованное управление и защиту всех критически важных компонентов подстанции.

4 Реконструкция релейной защиты и автоматики

4.1 Защита трансформаторов 35/6 кВ

Реконструкция системы релейной защиты и автоматики является ключевым аспектом модернизации подстанции «Заводская», направленным на повышение надежности, безопасности и оперативности электрической сети. С учетом современных требований к электроэнергетическим системам и необходимости обеспечения высокого уровня автоматизации и контроля, выбор эффективных и технологически продвинутых решений становится приоритетом.

В рамках данного проекта реконструкции выбран микропроцессорный блок «Сириус-Т» для обновления и усовершенствования системы релейной защиты и автоматики. Это решение основано на нескольких критических соображениях:

- технологическое превосходство (микропроцессорные блоки «Сириус-Т» представляют собой передовое решение, которое обеспечивает высокую точность, скорость реакции и надежность защиты электрических сетей);
- интеграция и гибкость (блоки «Сириус-Т» легко интегрируются с существующими системами управления и мониторинга, обеспечивая гибкую и масштабируемую платформу для будущего расширения и модернизации системы);
- улучшение функциональности (внедрение микропроцессорных блоков позволяет расширить функциональные возможности системы защиты, включая улучшенный мониторинг, диагностику и управление аспектами релейной защиты в реальном времени);
- экономическая эффективность (несмотря на относительно высокую стоимость начальной инвестиции в микропроцессорные технологии, долгосрочные экономические выгоды от их использования, такие как

снижение затрат на обслуживание и уменьшение вероятности дорогостоящих отказов, делают этот выбор экономически оправданным);

- соответствие стандартам безопасности («Сириус-Т» соответствует всем современным стандартам безопасности и надежности, что критически важно для систем, работающих в условиях высоких напряжений и больших мощностей).

На рисунке 11 показана панель управления этого устройства.

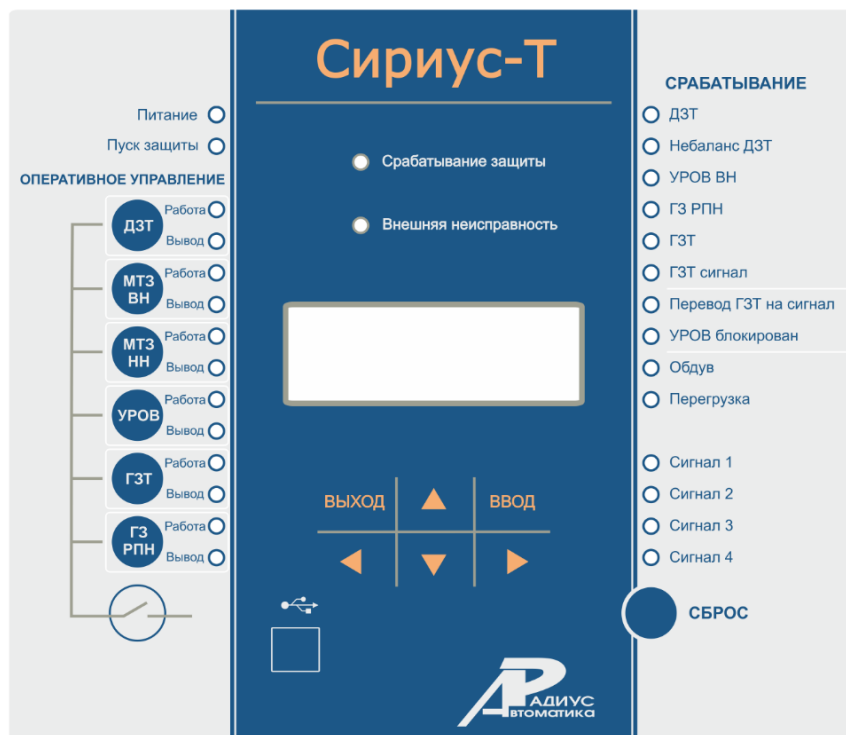


Рисунок 11 – Панель управления микропроцессорного блока «Сириус-Т»

Дифференциальная защита трансформаторов 35/6 кВ.

Проверка предварительно выбранных трансформаторов:

$$0,1 \cdot I_{\text{НОМ.Т}} < I_{\text{НОМ.ТТ}} < 2,5 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (34)$$

где $I_{\text{НОМ.Т}}$ – «номинальный ток ВН силового трансформатора, А» [8];

$I_{\text{НОМ.ТТ}}$ – «номинальный ток первичной обмотки ТТ, А» [8].

Проверка трансформаторов тока на высокой и низкой стороне в соответствии с условием (34):

$$\begin{aligned}0,1 \cdot 41,24 < 75 < 2,5 \cdot 41,24 = 103,1\text{А}, \\0,1 \cdot 240,6 < 400 < 2,5 \cdot 240,6 = 601,5 \text{ А}.\end{aligned}$$

Ранее выбранные трансформаторы тока прошли проверку 2 «по току намагничивания».

Удельное сопротивление трансформатора при насыщенном магнитопроводе:

$$\begin{aligned}X_{*B}^{(1)} &= 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \\X_{*B}^{(1)} &= 0,094 + \frac{0,74 \cdot 6,5}{100} = 0,142 \text{ о. е.}\end{aligned}\tag{35}$$

Базисное сопротивление:

$$\begin{aligned}X_6 &= \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{н.т.}}}, \\X_6 &= \frac{35^2}{6,3} = 194,4 \text{ Ом}.\end{aligned}\tag{36}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$\begin{aligned}X_{\text{л}} &= x_0 \cdot L, \\X_{\text{л}} &= 0,4 \cdot 1,3 = 0,52 \text{ Ом},\end{aligned}\tag{37}$$

где x_0 – удельное сопротивление питающей ВЛ, Ом/км.

Значения сопротивления ЛЭП приведены в соответствии с базисными условиями:

$$X_{*л} = \frac{0,52}{490} = 0,0011 \text{ о. е.}$$

«Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (38)$$

$$X_* = 0,0011 + 1,1 \cdot 0,15 = 0,166 \text{ о. е.,}$$

$$X = 0,166 \cdot 490 = 81,34 \text{ Ом,}$$

где K_1 – коэффициент неполного насыщения стали магнитопровода.

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{лин}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (39)$$

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 35 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 81,34} = 488,35 \text{ А,}$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

Кратность тока намагничивания:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.ТТ}}}, \quad (40)$$

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{488,35}{\sqrt{2} \cdot 75} = 4,6 < 6,7.$$

Нагрузочное сопротивление ТТ определяется с помощью уравнения:

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}, \quad (41)$$

где $R_{\text{к}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом [1];

$R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление контактов, 0,05 Ом [1];

$R_{\text{вх.терм}}$ – входное сопротивление терминала, 0,01 Ом [1].

Сопротивление контрольного кабеля:

$$R_{\text{к}} = \rho \cdot \frac{L}{S_{\text{к}}} \quad (42)$$

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

где ρ – удельное сопротивление жил, Ом мм²/м [1];

$S_{\text{к}}$ – сечение жил, мм² [1].

Тогда по формуле (41) нагрузочное сопротивление трансформатора тока равно:

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

По отстройке от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_6 \cdot \frac{I_{\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{НОМ.Т}}} > 20, \quad (43)$$

$$K_6 = K' \cdot \frac{I_{\text{НОМ.Т}}}{I_{\text{НОМ.ТТ}}} < 24, \quad (44)$$

$$K_6 = 15 \cdot \frac{41,24}{75} = 8,25 < 24.$$

Все условия для трансформатора ТОГФ-35 выполнены» [1].

Выбор типа торможения.

«Самоадаптирующееся торможение возможно использовать, если отношение амплитуды броска тока намагничивания к первичному номинальному току ВН силового трансформатора не превышает 8 [1]:

$$I_{\text{амп}}/I_{\text{ном}} = 488,35/41,25 = 11,84 > 8.$$

Выбирается традиционное торможение.

Ток отсечки:

$$I_{d\text{max}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{тт}}, \quad (45)$$

$$I_{d\text{max}} \geq 1,4 \cdot 4,6 = 6,44 \text{ А.}$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки [1].

$$I_{d\text{max}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.макс}}, \quad (46)$$

$$I_{d\text{max}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,29 = 6,964 \text{ кА.}$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки [1];

$K_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса» [1].

4.2 Релейная защита линий 6 кВ

Эффективная релейная защита является неотъемлемой частью обеспечения надёжной и безопасной работы электроэнергетических систем. Особенно это актуально для линий среднего напряжения, таких как 6 кВ, которые являются важными звеньями в обеспечении стабильного электроснабжения промышленных предприятий и жилых массивов. На подстанции «Заводская» особое внимание уделяется повышению уровня надежности и эффективности защиты линий 6 кВ.

В рамках реконструкции системы защиты линий 6 кВ было принято решение использовать современные защитные терминалы «ЭКРА 217». Этот выбор обусловлен несколькими ключевыми преимуществами данных устройств:

- высокая точность и надежность;
- широкий спектр защитных функций (терминалы обеспечивают комплексную защиту, включая защиту от коротких замыканий,

перегрузок, замыканий на землю и других потенциально опасных условий работы сети);

- интеграция и совместимость;
- удобство настройки и эксплуатации;
- долговечность и экономичность.

Внешний вид «ЭКРА 217» представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Терминал «ЭКРА 217»

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (47)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки» [4].

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (48)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А [1].

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (49)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ [4];

n_T – коэффициент трансформации ТТ [4].

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)}}{I_{\text{C3}}}, \quad (50)$$

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

$$I_{\text{C.З}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{Б}} \cdot I_{\text{C}}, \quad (51)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{Б}}$ – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_{C} – ёмкостный ток присоединения, А:

$$I_{\text{C}} = I_{\text{C0}} \cdot L, \quad (52)$$

где I_{C0} – удельный ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина линии, км» [4].

«Выполняется расчет на примере линии питающей КТП-125. Отстройки для релейной защиты по (47)-(61):

$$I_{\text{C3}} \geq 5 \cdot 0,241 = 1,205 \text{ кА},$$
$$I_{\text{C3}} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 241 = 334,565 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 334,565 \cdot \frac{1}{200/5} = 8,364 \text{ A},$$

$$k_{ч} = \frac{9890}{334,565} = 29,56 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,76 \cdot 0,89 = 1,566 \text{ A},$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,566 = 4,698 \text{ A} \gg [4].$$

Результаты расчетов всех отходящих линий 6 кВ от реконструируемой подстанции представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета для отходящих линий 6 кВ

Линии 6 кВ	I_{C3} ТО, кА	I_{C3} МТЗ, А	$K_{ч}$	I_{C3} ЗНЗ, А
КТП-125	1,205	334,565	29,56	4,698
КТП-108	0,963	125,3	52,3	6,324
КТП-178	1,023	356,9	45,2	7,365
КТП-123	1,32	222,3	15,3	4,268
КТП - 111	0,895	225,6	56,0	3,245
КТП - 145	1,222	333,658	57,32	7,569

4.3 АВР на шинах 6 кВ

Автоматическое включение резерва (АВР) является фундаментальной частью стратегии повышения надежности электроснабжения на подстанции «Заводская». Эта система важна для минимизации времени простоя и обеспечения непрерывности подачи электроэнергии потребителям в случаях аварийных отключений на основных линиях или оборудовании. Особенно это актуально для шин 6 кВ, которые обслуживают важные производственные и жилые объекты.

В качестве ключевого элемента системы АВР на шинах 6 кВ выбрано микропроцессорное устройство «Сириус-АВР».

«Рассчитывается уставка по величине напряжения:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (53)$$

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

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (54)$$

где $t_{C3.макс}$ – максимальное время АВР, 9 с [4];

Δt – выдержка для селективности, с [4].

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

Вторая уставка по напряжению:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ}, \quad (55)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 10,5 = 4,41 \text{ кВ.}$$

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зап}, \quad (56)$$

где t_{CB} – время включения выключателя, с [1];

$t_{зап}$ – запас времени, 0,4» [1].

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

Выводы по разделу 4.

В процессе реконструкции системы релейной защиты и автоматики подстанции «Заводская» были приняты ключевые решения по обновлению и усовершенствованию ключевых компонентов системы. Эти решения направлены на улучшение надежности, точности и оперативности реагирования системы в условиях различных эксплуатационных сценариев.

Защита трансформатора ТМН 2500/35/10. Для защиты подстанции был выбран микропроцессорный терминал «Сириус-Т». Этот выбор обусловлен высокой функциональностью устройства, которое обеспечивает комплексную защиту трансформатора от всех возможных режимов повреждения, включая перегрузки, короткие замыкания и другие аварийные ситуации. «Сириус-Т» также способен интегрироваться с центральной системой управления и мониторинга, что позволяет оперативно анализировать состояние трансформатора и принимать необходимые меры по его защите.

Защита линий 6 кВ. Для линий 6 кВ был выбран защитный терминал «ЭКРА 217», который представляет собой современное решение, обеспечивающее высокоэффективную защиту.

Система АВР на шинах 6 кВ. В качестве ключевого элемента системы автоматического включения резерва на шинах 6 кВ было выбрано микропроцессорное устройство «Сириус-АВР».

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы была проведена комплексная реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Заводская». Основной целью работы являлось повышение эффективности, надежности и безопасности работы подстанции в соответствии с современными техническими стандартами и требованиями.

Ниже приведены основные направления этой работы.

Обновление основного оборудования, включая установку современных силовых и измерительных трансформаторов, что позволило улучшить качество и надежность электроснабжения.

Модернизация системы релейной защиты и автоматики, где в качестве ключевых элементов были выбраны микропроцессорные устройства «Сириус-Т» и «ЭКРА 217», обеспечивающие высокий уровень защиты и автоматизации процессов управления подстанцией.

Внедрение системы АВР на шинах 6 кВ с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-АВР», что значительно повысило надежность энергоснабжения и минимизировало время простоя в случае аварий.

Результаты работы подтвердили, что реконструкция подстанции позволила не только значительно повысить уровень технической надежности и безопасности, но и обеспечила более эффективное использование энергетических ресурсов. Улучшение инфраструктуры подстанции «Заводская» также способствует долгосрочному развитию энергетической системы региона, укрепляя ее стабильность и устойчивость к потенциальным нагрузкам.

Проект реконструкции демонстрирует значительные преимущества интеграции современных технологий в существующую энергетическую инфраструктуру.

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-6 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". 2021. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredeletelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения: 27.04.2024).
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 27.04.2024).
4. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В: Учебное пособие. М.: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
6. Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. Москва: МЭИ, 2018. 412 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение: учебное пособие. Москва: Academia, 2019. 352 с.
8. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 27.04.2024 г.).
9. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного

проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.

11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2022. 648 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания - М.: Энергия, 2018. 69 с.

13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

15. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС) [Текст] : официальное издание. – М. : Энергоатомиздат, 2021. – 135 с.

16. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.

17. Техническая документация: Электрическая часть ПС 35/6 кВ «Заводская». – 2022. – 98 с.

18. Фролов Ю. М., Шелякин В. П. Основы электроснабжения: Учебное пособие. Москва: Лань, 2018. 480 с.

19. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения: Учебное пособие. Москва: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.

20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2020. 216 с.

21. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.