

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ  
ПОДСТАНЦИИ «ЛЕМЕЗ-ТАМАК»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ– 13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности  
доцент

\_\_\_\_\_ С.Н. Трофимова  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель работы  
доцент

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

Экономическая часть

доцент

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор работы

студент группы ФТТ-533

\_\_\_\_\_ В. В. Соболев  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтролер

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_ О.В. Терентьев  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

Златоуст 2017

## АННОТАЦИЯ

Соболев В.В. Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез-Тамак» – г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте, кафедра ЭАПП; 2017 г., 69 с., 6 ил., библиогр. список – 23 наим., 8 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы модернизации релейной защиты и автоматики подстанции с целью повышения надежности ее работы.

В процессе работы проведен: анализ комплексных микропроцессорных защит и автоматики, применяемых на подстанциях 110/35/10 кВ; выбор устройства защиты; обзор микропроцессорных терминалов защит «Сириус» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»; расчет и выбор уставок защит; обзор безопасности и экологичности работы подстанции; расчет технико-экономической эффективности работы.

Выбранное оборудование обеспечивает повышение эффективности функционирования релейной защиты, возможность создания АСУ ТП подстанции, сокращение обслуживающего персонала, окупаемость капиталовложений за короткий срок.

Применение данных работы позволит в будущем использовать выбранную систему защит и автоматики на аналогичных подстанциях.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Соболев В.В.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Сергеев Ю.С.				Д	4	69
Т. Контр.	Вигриянов П.Г.				Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоуст Кафедра ЭАПП		
Н. Контр.	Терентьев О.В.						
Утверд.	Сергеев Ю.С.						
Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез-Тамак» Пояснительная записка							

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	9
1.1 Общая характеристика МПУ РЗА, их особенности, преимущества и недостатки.....	9
1.2 Обзор различных МПУ РЗА, применяемых для защиты трансформаторов и автотрансформаторов.....	10
1.3 Анализ различных МПУ РЗА, применяемых для защиты линий и присоединений .....	17
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ «ЛЕМЕЗ-ТАМАК» .....	21
3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	23
3.1 Исходные данные.....	23
3.2 Расчет нагрузок на шинах подстанции .....	23
3.3 Проверка трансформаторов .....	24
3.4 Расчет токов короткого замыкания.....	24
3.5 Проверка ТТ на электродинамическую и термическую стойкость.....	28
4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ .....	30
4.1 Краткая характеристика и преимущества МПУ РЗА «Сириус» .....	30
4.2 Выбор основного оборудования РЗА.....	32
4.3 Выбор оборудования для АСУТП ПС .....	34
5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ЛЕМЕЗ- ТАМАК». РАСЧЕТ УСТАВОК.....	36
5.1 Общие сведения и требования к релейной защите.....	36
5.2 Описание релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез- Тамак».....	37
5.3 Расчет уставок диф.защиты трехобмоточного трансформатора ТДТН – 25МВА 110/35/10кВ с РПН.....	38
5.4 Максимальная токовая защита трансформатора .....	42
5.5 Защита от перегрузки трансформатора .....	49
5.6 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора.....	49
5.7 Газовая защита .....	50
6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА .....	51
6.1 Смета затрат на приобретение и монтаж электрооборудования .....	51
6.2 Расчёт экономической эффективности.....	53
6.3 Расчет надежности РЗА.....	55
7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	57
7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта (производственного участка) .....	57
7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	57

7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса .....	58
7.4 Охрана труда.....	59
7.5 Производственная санитария.....	62
7.6 Эргономика и производственная эстетика .....	62
7.7 Противопожарная и взрывобезопасность.....	63
7.8 Экологическая безопасность .....	64
7.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций .....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	67
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	68

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## ВВЕДЕНИЕ

Масштабы и темпы развития электроэнергетики нашей страны в рыночных условиях в период 2020-2030 гг. будут определяться программами «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р) и «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р.)

Несмотря на все внешнеполитические изменения, развитие электроэнергетики России проходит, в основном, в соответствии с этими документами, что предполагает форсированное проведение социально-экономических реформ с темпами роста производства валового внутреннего продукта 4-6 % в год и соответствующим устойчивым ростом электропотребления порядка 3 % в год [1].

Намеченные уровни электропотребления учитывают проведение активного энергосбережения, как за счет структурной перестройки экономики, так и за счет проведения организационных и технических мероприятий в промышленности. Наиболее эффективными мерами, для достижения намеченных целей, являются, как глубокая модернизация существующего, так и ввод нового технически прогрессивного оборудования.

Общее состояние отрасли определяет также состояние её подсистем, в которые входят релейная защита и автоматика (РЗА), центральное диспетчерское управление (ЦДУ), управление контроля и учёта электроэнергии и другие. Так, релейная защита в России характеризуется значительным износом парка комплектных устройств РЗА, значительная часть которого состоит из электромеханических устройств. Примерно 40 % устройств РЗА находятся в эксплуатации 25 лет и более.

Уменьшение масштабов капитального строительства и реконструкции электрических сетей серьезно сдерживает замену физически и морально устаревших устройств РЗА, которые составляют до 70 % от всех эксплуатируемых устройств [2].

Значительная доля изживших себя устройств РЗА, срок службы которых уже исчерпан или приближается к предельному, увеличивает нагрузку на персонал служб РЗА.

Кроме того, эксплуатация морально устаревших комплексов релейной защиты может привести к ложным срабатываниям защит или даже их отказу, что в свою очередь приведёт к развитию опасных аварийных ситуаций и снижению надёжности функционирования электроэнергетической системы в целом.

Всё это предопределяет актуальность темы на сегодняшний день по замене, реконструкции и модернизации комплексов релейной защиты с целью повышения надёжности функционирования и возможности передачи информации с низкого на более высокий уровень иерархии автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), а также возможность автоматического и дистанционного управления отдельными подстанциями.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Несмотря на всю сложность вопроса, ПО СВЭС БАШКИРЭНЕРГО последние годы уделяет большое внимание реконструкции и модернизации существующих подстанций, в том числе и устройств РЗА. Проводится планомерная замена устаревших электромеханических устройств релейной защиты и автоматики на современные, более надежные, эффективные, и экономичные микропроцессорные устройства. Причем, предпочтение отдается, хорошо зарекомендовавшим себя, отечественным разработкам микропроцессорных устройств (МПУ) РЗА.

За прошедшие несколько лет на большинстве подстанций северо-восточных электросетей было проведено обновление устройств РЗА, с заменой электромеханических устройств на МПУ РЗА. Однако остается еще ряд подстанций, где подобные работы выполнены не были. В их число входит подстанция 110/35/10 кВ «Лемаз-Тамак».

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается применение микропроцессорных устройств РЗА для защиты трансформаторов и присоединений на подстанции 110/35/10 кВ «Лемаз-Тамак», предоставлены необходимые расчеты, подтверждена целесообразность установки данного оборудования.

Цель работы: повышение надежности работы РЗА подстанции, безотказность электроснабжения потребителей, возможность автоматического и дистанционного управления оборудованием подстанции и режимами его работы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать выбор силовых трансформаторов и рассчитать токи короткого замыкания (КЗ);
- провести выбор оборудования РЗА и рассчитать уставки релейной защиты силовых трансформаторов подстанции;
- провести анализ экономической эффективности модернизации;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности работы подстанции.

Объект: Подстанция «Лемез-Тамак» ПО СВЭС БАШКИРЭНЕРГО.

Предмет: Релейная защита и автоматика подстанции «Лемез-Тамак».

# 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

## 1.1 Общая характеристика МПУ РЗА, их особенности, преимущества и недостатки

Устройства РЗА, выполненные на традиционной элементной базе, уже не способны обеспечить решение ряда актуальных эксплуатационных и технических проблем[3].

- реализация некоторых функций приводит к существенному увеличению аппаратной части;
- многие функции на электромеханической релейной аппаратуре выполнить просто невозможно;
- не обеспечивается стыковка с современными цифровыми автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП), затрудняется дистанционное управление электрической частью объектов и сигнализация;
- полностью отсутствует диагностика и запись аварийных процессов;
- усложнение схем РЗА требует большого количества наладочного и обслуживающего персонала высокой квалификации, а также периодического проведения профилактических проверок работоспособности этих устройств.

Уверенно доказаны следующие преимущества микропроцессорных устройств РЗА перед электромеханическими и электронными устройствами РЗА, построенными на аналоговых принципах:

- сокращение эксплуатационных расходов за счет самодиагностики, автоматической регистрации режимов и событий;
- реализация полноценной современной АСУ ТП на базе устройств РЗА с выполнением различных функций;
- сокращение расходов на строительство, монтаж, уменьшение габаритов, экономия кабелей, уменьшение затрат на аппаратную часть;
- ускорение отключения короткого замыкания за счет уменьшения ступеней селективности, что снижает размеры повреждений электрооборудования и стоимость восстановительных работ;
- унификация технических решений, применение стандартных модулей, уменьшение потребностей в запчастях, полная заводская готовность;
- снижение потребления по цепям оперативного постоянного тока и напряжения;
- возможность диагностики не только устройств РЗА, но и первичного оборудования;
- уменьшение времени на выяснение причин аварий за счет регистрации и записи аварийных процессов;

- возможность реализации новых функций (наличие свободных логических элементов);
- легкая наладка с помощью специальных разработанных средств;
- упрощение расчета уставок устройств РЗА и увеличение их точности.

В свою очередь, МПУ РЗА имеют и некоторые недостатки:

- более высокая стоимость по сравнению с электромеханикой, что в российских условиях порой играет существенную роль;
- переход на МПУ РЗА требует переучивания эксплуатационщиков.
- при включении питания (например, после перерыва в энергоснабжении) электромеханические устройства начинают функционировать сразу, а в системе на МПУ необходимо время на перезагрузку, однако применение источников бесперебойного питания, легко решает эту проблему, при незначительном повышении стоимости системы РЗА;

Необходимо также отметить, что МПУ РЗА требуют, конфигурирования, ранжирования и параметрирования.

В конфигурирование входит:

- задание каждому терминалу, используемому в РЗА, элементов ПС о переключаемых наборах параметров срабатывания;
- установка даты и времени;
- указание об используемых защитных функциях в терминале.

В ранжирование входят задания:

- на бинарные входы;
- на сигнальные реле;
- на светодиоды;
- на командные реле.

Параметрирование осуществляется для каждой использованной функции терминала. Для установки функциональных параметров требуется ввод кодового слова. Без кодового слова возможно только считывание параметров (уставок), но не их изменение.

В параметрирование входят:

- данные о защищаемом элементе (присоединении, например, трансформаторе);
- уставки для защит трансформатора (автотрансформатора).

Применение МПУ РЗА дает большой экономический эффект в первую очередь за счет снижения эксплуатационных затрат и ущерба от недоотпуска электроэнергии. Интеграция или построение на их базе АСУ подстанций позволяет достичь наибольшего эффекта не только в экономическом плане, но и с точки зрения организации труда персонала предприятия.

## 1.2 Обзор различных МПУ РЗА, применяемых для защиты трансформаторов и автотрансформаторов

Наибольшее распространение получили устройства следующих фирм:

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10



ООО «АББ Автоматизация», «Сименс» (Германия), «Шнайдер электрик» (Франция), НПП «ЭКРА», НТЦ «Механотроника», НПФ «РАДИУС» (Россия).

1.2.1 МПУ РЗА, применяемые для защиты трансформаторов и автотрансформаторов производства ООО «АББ Автоматизация» [3]

Продукция АББ для микропроцессорной защиты трансформаторов и автотрансформаторов представлена дифференциальным реле с торможением SPAD 346 С и блоком RET 316.

Характеристики и особенности SPAD 346 С:

- реле выполняет функции дифференциальной токовой защиты (ДЗТ), максимальной токовой защиты (МТЗ) и защиты от замыканий на землю, а также резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- предназначено для защиты двухобмоточных трансформаторов;
- трёхфазная дифференциальная защита с торможением для защиты трансформаторов от междувитковых замыканий в обмотках, от коротких замыканий между обмотками и коротких замыканий в зоне действия защиты;
- для защиты от замыканий на землю на сторонах высокого напряжения (ВН) и низкого напряжения (НН) трансформатора можно выбрать один из четырёх принципов: ДЗТ с торможением для сетей с большим током замыкания на землю, чувствительная дифференциальная защита нулевой последовательности для сетей с ограниченным током замыкания на землю, токовые защиты нулевой последовательности, реагирующие на нулевые составляющие фазных токов или на ток в нейтрали трансформатора;
- трёхступенчатая МТЗ для трансформаторов, а также двухступенчатая резервная защита от замыканий на землю;
- короткое время срабатывания, также при частичном насыщении трансформаторов тока;
- характеристику срабатывания блока дифференциального реле можно устанавливать индивидуально для объекта;
- хорошее электрическое торможение обеспечивает несрабатывание при бросках тока намагничивания при включении трансформаторов и при коротких замыканиях вне защищаемой зоны;
- несрабатывание дифференциальной защиты при включении трансформаторов обеспечивается блокировкой, базирующейся на соотношении второй и основной гармоник дифференциального тока. Дополнительно имеется дифференциальная отсечка;
- широкий диапазон подстройки коэффициентов трансформации трансформаторов тока с помощью точной цифровой регулировки;
- четыре отключающих реле и четыре сигнальных реле, функции срабатывания и аварийной сигнализации которых можно свободно программировать;
- пять программируемых входов для внешних сигналов, поступающих в том числе, от газового реле, датчика пиковой температуры или других устройств контроля вспомогательных приборов трансформатора, для

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

индикации и передачи на дистанцию команд на аварийную сигнализацию и срабатывание;

- защита от повреждения выключателя с устанавливаемым временем срабатывания;
- с помощью регистратора помех, встроенного в модуль дифференциального реле и реле замыкания на землю можно регистрировать токи и цифровые сигналы. Сигналы, используемые для запуска регистратора, можно выбирать;
- система непрерывного самоконтроля электроники и программного обеспечения повышает надёжность реле в эксплуатации;

Цифровая защита трансформаторов RET 316 предназначена для быстродействующей селективной защиты двухобмоточных или трёхобмоточных трансформаторов.

Кроме этого возможно использование для защиты автотрансформатора. Защита действует при следующих видах повреждений:

- междуфазные замыкания;
- замыкания на землю при металлическом или низкоомном сопротивлении заземлении нейтрали точки звезды силового трансформатора;
- междувитковые замыкания.

К недостаткам SPAD 346 С можно отнести устаревший, недостаточно удобный интерфейс панели управления и индикации.

1.2.2 МПУ РЗА, применяемые для защиты трансформаторов и автотрансформаторов производства «Шнайдер электрик» [3]

Компания «Шнайдер электрик» в 2000-2004 гг. провела кардинальное обновление гаммы выпускаемой продукции, наладив производство новых современных устройств микропроцессорной защиты Sepam серий 20, 40, 80.

Устройства микропроцессорной релейной защиты Sepam торговой марки Merlin Gerin используются для защиты электрооборудования 6-35 кВ и трансформаторов 6-220 кВ от коротких замыканий и ненормальных режимов работы.

Помимо функции защиты, они выполняют ряд дополнительных функций:

- измерение параметров сети;
- функции автоматики;
- управление электрооборудованием;
- диагностика сети и коммутационного аппарата;
- самодиагностика;
- осциллографирование аварийных процессов;
- технический учет электроэнергии;
- отображение мнемосхем первичной сети (Sepam 80).

Устройства Sepam серии 20 применяются в тех случаях, когда для защиты достаточно токовых защит или защит по напряжению и не требуется сложной автоматики. Основные типы применения устройств серии 20 для защиты трансформаторов - защита силовых трансформаторов 6, 10 кВ малой мощности.

Серам серии 40 используются для защиты электрооборудования, требующего большого объема защит, одновременно по току и напряжению, или при необходимости построения сложной логики работы. Устройства серии 40 также позволяют осуществлять технический учет электроэнергии.

Серам серии 80 - универсальные устройства, которые могут быть использованы для защиты трансформаторов 35-220 кВ. Устройства этой серии имеют все необходимые защиты, могут обладать большим числом дискретных входов и выходных реле (в максимальном варианте - до 42 входов и 23 выходов), расширенный редактор уравнений, что позволяет создать автоматику любой сложности. Серам 80 применяется также для защиты трансформаторных вводов 6, 10 кВ.

Устройства серии 80 могут иметь большой графический дисплей, на который можно выводить векторные диаграммы или анимированные мнемосхемы первичной сети.

Серам серии 80 имеет встроенный ПЛК, который имитирует привычную контактно-релейную схему РЗА, выполненную на электромеханике. Это позволяет релейному персоналу быстро адаптироваться к новой процессорной технике и сделать процесс конфигурирования Серам более наглядным.

Уставки в Серам выставляются в первичных величинах, и измерения, производимые устройствами Серам, также отображаются в первичных величинах, что облегчает работу оперативному и эксплуатационному персоналу.

1.2.3 МПУ РЗА, применяемые для защиты трансформаторов и автотрансформаторов производства НПП «ЭКРА» [3]

Продукция НПП «ЭКРА», используемая для защиты трансформаторов и автотрансформаторов, представлена шкафами защиты ШЭ 2607.

Шкаф ШЭ2607 041 предназначен для защиты трансформаторов с высшим напряжением до 220 кВ.

Шкаф состоит из двух комплектов. Комплект 1, выполненный на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V041, реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- ДЗТ от всех видов коротких замыканий внутри бака трансформатора;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП);
- МТЗ стороны ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ стороны СН с пуском по напряжению;
- МТЗ стороны НН первой секции шин (НН1) с пуском по напряжению;
- МТЗ стороны НН второй секции шин (НН2) с пуском по напряжению;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле тока для блокировки регулирования под нагрузкой (РПН) при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;

- реле минимального междуфазного напряжения сторон СН, НН1 и НН2, для блокировки РПН;
- реле максимального напряжения обратной последовательности сторон СН, НН1 и НН2 для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- УРОВ стороны ВН трансформатора.

Функция УРОВ ВН комплекта 1 реализуют принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Комплект 2 обеспечивает прием сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, РПН и действует на отключение через две группы отключающих реле.

Питание оперативным постоянным током комплектов шкафа осуществляется от отдельных автоматических выключателей. Это позволяет обеспечить полноценную защиту трансформатора при возникновении неисправности в любом из комплектов.

Комплект 2 выполнен с помощью электромеханических реле, контактами которых осуществляется действие на выходную отключающую группу реле и отключение через терминал комплекта 1.

Также выпускаются шкафы резервной защиты трансформаторов и автотрансформаторов ШЭ2607 071071, ШЭ2607 072071, ШЭ2607 072072.

1.2.4 МПУ РЗА, применяемые для защиты трансформаторов производства НТЦ «Механотроника» [3]

БМРЗ-ТР.

Функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- защита от несимметрии и от обрыва фазы питающего фидера с контролем тока обратной последовательности (ЗОФ);
- УРОВ;
- автоматическое осциллографирование процессов аварий;
- память аварийных событий;
- подсчёт импульсов от счётчиков активной и реактивной электроэнергии (технический учёт);
- измерение параметров сети;
- самодиагностика.

Цифровой блок релейной защиты БМРЗ-ТР предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации трансформатора 110/35/10(6) или 10(6)/0,4 кВ. БМРЗ-ТР применяют в качестве резервных защит трансформаторов 110-220 кВ.

БМРЗ-ТР-ВН - резервные защиты стороны ВН.

Функции:

- трёхступенчатая токовая защита с пуском по напряжению;

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14



Указанные терминалы выполнены в виде независимых устройств, предназначенных для работы совместно как с другими микропроцессорными защитами, так и с традиционными защитами, выполненными на электромеханической базе.

Для полноценной защиты силового трансформатора рекомендуется установка комплекса защит. Он состоит из двух терминалов: устройства управления высоковольтным выключателем и резервных защит трансформатора «Сириус-УВ», устройства основной дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» (либо трехобмоточного «Сириус-ТЗ»).

Предлагаемая структура комплекса защит трансформаторов позволяет максимально реализовать принцип ближнего резервирования при учете экономического фактора. Это достигается за счет следующих основных принципов:

- устройства «Сириус-Т» («Сириус-ТЗ») и «Сириус-УВ» являются полностью независимыми. При коротком замыкании в защищаемой зоне никакой отказ в одном из терминалов не приводит к отказу или недопустимому увеличению времени отключения от другого терминала;
- основные и резервные защиты выполнены на разных принципах действия («Сириус-Т» – абсолютная селективность, «Сириус-УВ» – относительная);
- имеется возможность разделения устройств по цепям трансформаторов тока, источникам питания, цепям управления на постоянном оперативном токе, по дискретным входам и выходам.

Часть функций защит и автоматики дублируется в обоих терминалах, входящих в состав комплекса (например, ступени МТЗ ВН, входы отключения от УРОВ, от внешних защит).

Так, например, в «Сириусе-Т» («Сириусе-ТЗ») имеются две ступени подменной МТЗ высшей стороны трансформатора с комбинированным пуском по напряжению, которые можно ввести в действие для дублирования ступеней защит, входящих в терминал «Сириус-УВ». Также имеется подменная МТЗ НН, которая применяется в случае сложных объектов, например трансформатора с реактором. Тогда МТЗ НН выполняет роль резервной защиты реактора.

Техническое совершенство комплекса защит трансформаторов определяется не только его структурой, но и качеством функционирования терминалов, входящих в комплекс. Использование микропроцессорной базы позволило, помимо стандартных и хорошо себя зарекомендовавших решений, применить ряд новых алгоритмов и способов, значительно повышающих эффективность функционирования защит. В первую очередь это касается ДЗТ, к которой предъявляются достаточно жесткие требования по чувствительности и быстродействию.

Основные принципы, реализованные в терминалах «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ»:

- дифференциально-токовый принцип выполнения защиты;
- цифровая сборка токовых цепей дифференциальной защиты;

- отстройка чувствительной ступени от броска тока намагничивания путем блокировки по относительному значению тока второй гармоники в дифференциальной цепи;
- компенсация влияния РПН по балансу токов нагрузки на различных сторонах силового трансформатора;
- применение специального алгоритма для снятия блокировки по второй гармонике, если она появилась из-за насыщения трансформаторов тока;
- отстройка чувствительной ступени от токов небаланса при внешних коротких замыканиях с помощью процентного торможения от сквозного тока.

Устройство «Сириус-Т» («Сириус-ТЗ») содержит следующие защиты:

- быстродействующая дифференциальная токовая отсечка с контролем как действующего, так и мгновенного значений дифференциального тока;
- дифференциальная токовая защита с уставкой  $(0,3 \div 1,0) \cdot I_{ном}$ , с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания;
- двухступенчатая МТЗ ВН с пуском по напряжению;
- ступени МТЗ СН (только в «Сириусе-ТЗ») и МТЗ НН с пуском по напряжению. Возможность действия на отдельные реле отключения и на общие реле отключения с разными временами;
- ЗП по каждой стороне напряжения с действием на сигнализацию.

Ряд мер, примененных в терминалах «Сириус-УВ» и «Сириус-Т», позволяет упростить наладку и эксплуатацию устройств.

Стандартная схема подключения терминалов по цепям тока (звезда) независимо от группы соединения обмоток силового трансформатора (не требуются дополнительные трансформаторы тока) при любом режиме заземления нейтрали. Компенсация фазового сдвига в силовом трансформаторе для дифференциальной защиты, а также устранение тока нулевой последовательности для ступеней МТЗ ВН производится внутри устройств цифровым способом;

- режим «Контроль», позволяющий выводить на встроенный индикатор текущие значения аналоговых и дискретных сигналов, расчетные значения дифференциальных и тормозных токов, а также всю информацию, необходимую для настройки и диагностики ступеней защит;
- наличие двух независимых каналов связи, которые позволяют терминалам выполнять функции нижнего уровня в современных SCADA системах.

Таким образом, предлагаемые устройства «Сириус-УВ», «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ» являются современными терминалами, использование которых позволяет значительно повысить надежность и эффективность функционирования системы РЗА силовых трансформаторов.

### 1.3 Анализ различных МПУ РЗА, применяемых для защиты линий и присоединений

Основные технические характеристики зарубежных и отечественных МПУ РЗА приведены в таблице 1.1 [4].

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Рассмотрим соответствие требованиям [5]

В п. 7 приводятся данные по потребляемой мощности в токовых цепях, которые отличаются у разных производителей до 20 раз. Однако это отличие не имеет практического значения, так как сопротивление соединительных проводов от вторичных обмоток ТТ до входа в защиту может в десятки раз превышать сопротивление токовых цепей защиты. Гораздо более важно обратить внимание на требования к нагрузке ТТ, чтобы обеспечить действие всех элементов защиты.

При определении необходимой стойкости цепей напряжения к превышению номинальных значений напряжения следует исходить, очевидно, из статистических данных временных перенапряжений, приведенных в ГОСТ 13109-97 (приложение Д).

В соответствии с ними коэффициент временного перенапряжения в точках присоединения сети общего назначения составляет 1,15; 1,31; 1,47 с длительностью перенапряжений соответственно до 60, 20 и 1 секунды. Количество таких перенапряжений в году составляет около 30. Можно заключить, что термическая устойчивость микропроцессорных (МП) защит в течение длительного времени должна составлять минимум  $1,3-1,35 U_n$ , а кратковременная (в течение 1 с) – минимум  $1,5 U_n$ .

МП РЗА питаются от источников постоянного, переменного напряжения, а также от источников выпрямленного напряжения в терминалах российского производства (п. 16). В соответствии с [5], длительное допустимое отклонение напряжения питания должно составлять  $+10...-20\%$  при использовании аккумуляторной батареи и  $+10...-15\%$  при использовании выпрямленного оперативного тока, получающего энергию от сети переменного тока 380/220 В.

Этим требованиям терминалы соответствуют.

В реле импортного производства для изготовления контактов часто применяются специальные сплавы на основе серебра, которые обеспечивают значительно меньшие минимально коммутируемые токи, чем в случае применения контактов из чистого серебра.

Поэтому в зарубежных терминалах значение токов дискретных входов может быть не рассчитано на российские условия [6].

Таблица 1.1 – Технические характеристики МП терминалов РЗА

Технические характеристики	СПАС-810 (ООО «АББ Автоматизация»)	БМПЗ-ВВ,ВЛ,СВ (НТЦ«Механотроника»)	Sepam1000+S42 (Schneider Electric)	Сириус-2-В,-Л,-С (ЗАО «Радиус Автоматика»)	Micom P143 (Areva)
1	2	3	4	5	6
Номинальный ток, А	$1^{10};5$	5	$1^{10};5$	$1^{10};5$	$1^{10};5$
Рабочий диапазон вторичных токов фазных ТТ, А	0-50	0,3-20	0,1-24	0,2-40	0-64



Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6
Рабочий диапазон вторичных токов ТТ ЗНЗ, А	0-25	0,005-0,25 0,05-2,5 0,5-25 1,5-100	0,1-300	0,01-2,5	0-2
Основная погрешность измерения тока, %		±4	±1	±3	±1
Номинальная частота переменного тока, отклонения, Гц	50±5	50±5	50±5 60±5	50±5	50±5 60±5
Потребление цепей тока, ВА/ф	0,2	0,2	0,25	0,5	0,15
Номинальное напряжение, В	100;110	100	100-230/3	100	110-120/380-480
Рабочий диапазон напряжений, В	(0-2)U <sub>Н</sub>	1-120	0-230	1-150	0-240/0-880
Основная погрешность измерения напряжения, %		±5	±(0,5-2)	±3	±1
Число аналоговых входов: по напр./по току	4/4	до 8	4-5/4	3-4/0-5	до5/4
Потребление цепей напряжения, ВА/ф	0,2	0,5	0,18	0,5	0,5
Номинальное напряжение питания, В	~220 выпр.	~220 выпр.	≐24/250 ~110/24 0	~220 выпр. =110	≐24/48; 48-110; 110-240 ~30-100; 100-240
Рабочий диапазон напряжения питания, В	(0,8-1,1) U <sub>Н</sub>	176-242	U <sub>Н</sub> <sup>+10%</sup> -20%	~178-242 ≐88-132	≐19-65; 37-150; 87-300 ~24-110; 80-265
Потребление цепей оперативного тока покоя/сраб., Вт	9/15	15/25	≐6/11 ~6/25	15/30	15/20
Напряжение дискретных входов, В	220(110)	≐24; 110; 220 ~220	≐24-250	~220 ≐110	≐24-27; 30-34; 48-54; 110-125; 220-250



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ «ЛЕМЕЗ-ТАМАК»

Подстанция «Лемез-Тамак» расположена на территории Мечетлинского района Республики Башкортостан, около населенного пункта Лемез-Тамак (Лемаз-Тамак). Подстанция «Лемез-Тамак» является понижающей, распределительной, тупиковой (т.к. ВЛ-110кВ заканчивается на вводах подстанции), потребительской, двухтрансформаторной подстанцией открытого типа. Она задействована в электроснабжении предприятий, социально-бытовых объектов а также жилых домов, находящихся в населенных пунктах Мечетлинского, Дуванского, и Белокатайского районов РБ.

Подстанция «Лемез-Тамак» 110/35/10 кВ общей мощностью 50 МВА и получает питание от двух воздушных линий 110 кВ с проводами марки АС-120, отходящих от узловой, проходной подстанции «Месягутово».

Со стороны высокого напряжения установлены выключатели типа ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 , с которых питание приходит на одну рабочую, секционированную выключателем, систему шин с двумя отходящими линиями, питающими два трёхобмоточных трансформатора типа ТДТН – 25МВА 110/35/10кВ и. На силовых трансформаторах предусмотрено пять защит: максимальная токовая (МТЗ), дифференциальная, газовая, защита от перегрузки и охлаждение трансформатора.

С обмоток низкого напряжения трансформаторов по воздушным линиям, через выключатель типа ВВ/TEL -10-20/ 1600 питание поступает на ЗРУ-10кВ, а с обмоток среднего напряжения, через выключатель ВБС-35Ш-25 ток поступает на шины ОРУ-35 кВ секционированные выключателем.

От ОРУ-35 кВ отходят высоковольтные линии к подстанциям 35/10 кВ «Ярославка» и 35/10 кВ «Карлыханово». Высоковольтные линии, отходящие от ЗРУ-10 кВ, обеспечивают электроснабжение населенного пункта Лемез-Тамак и близлежащих населенных пунктов.

На подстанции «Лемез-Тамак» имеется постоянный дежурный персонал, который следит за состоянием оборудования, положением коммутационной аппаратуры и показаниями приборов. На территории подстанции размещены устройства релейной защиты и автоматики, а также источник оперативного тока.

Оборудование подстанции сведено в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Ведомость оборудования ПС «Лемез-Тамак»

Наименование оборудования	Тип, марка	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
ОРУ 110 кВ			
Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ	РН-110/1250	шт	6
Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ	РГ-110/1000	шт	4

## Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4
ОПН 110 кВ	ОПН-П1-110/77/10/2	шт	6
Трансформатор напряжения 110 кВ	НАМИ-110	компл.	2
Трансформатор тока 110 кВ	ТВ-110	шт	6
Выключатель 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	шт	5
Трансформатор силовой 110/35/10 кВ	ТДТН – 25МВА 110/35/10	шт	2
ОПН нейтрали 110 кВ	РВС-110	шт	2
Заземлитель нейтрали 110 кВ	ЗОН-110	шт	2
ОРУ 35 кВ			
Блок линейный с выключателем 35 кВ	ВБЛ-35Ш-25/1000	компл.	4
Блок секционный с выключателем 35 кВ	ВБС-35Ш-25/1000	компл.	1
Блок трансформаторный с выключателем 35 кВ	ВБТ-35Ш-25/1000	компл.	2
Блок трансформатора напряжения 35 кВ	НАМИ-35	компл.	2
Блок ВЧ связи 35 кВ	ВЗ-630-0,5	компл.	4
ОПН 35 кВ	ОПНП-35	шт	6
КРУН 35 кВ			
Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ	К 59	шт	2
ЗРУ – 10 кВ			
ОПН 10 кВ	ОПН-10 кВ	шт	6
КРУ 10 кВ	D-12Р		
Ячейка трансформатора напряжения		шт	2
Ячейка отходящей линии		шт	6
Ячейка секционного разъединителя		шт	1
Ячейка секционного выключателя		шт	1
Ячейка трансформатора собственных нужд		шт	2
Ячейка вводная		шт	2
Трансформатор собственных нужд 10/0,4 кВ	ТСЗ-63/10/0,4	шт	2
Щит собственных нужд	ЩСН-0,4	компл.	1

Выводы по разделу два: В этом разделе представлено краткое описание подстанции «Лемез-Тамак» и приведен перечень основного оборудования.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 3.1 Исходные данные

Исходные данные для расчета сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

$U$ , кВ	$L_{110}$ , км	$S_{КЗ}$ , МВА	$P_{\max}$ , МВт		$\cos \varphi$	
			$U_{35}$	$U_{10}$	$U_{35}$	$U_{10}$
110/35/10	33	8000	18,5	10,8	0,87	0,9

#### 3.2 Расчет нагрузок на шинах подстанции

Полные мощности ПС на ступенях напряжения

$$S_M = \frac{P_M}{\cos \varphi} \quad (3.1)$$

$$S_{Мсн} = \frac{18,5}{0,87} = 21,26 \text{ МВА}$$

$$S_{Мнн} = \frac{10,8}{0,9} = 12 \text{ МВА}$$

Реактивные мощности ПС:

$$Q_M = \sqrt{S_M^2 - P_M^2} \quad (3.2)$$

$$Q_{Мсн} = \sqrt{21,26^2 - 18,5^2} = 10,45 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{Мнн} = \sqrt{12^2 - 10,5^2} = 5,2 \text{ Мвар.}$$

Полные мощности ПС:

$$P_{Мвн} = P_{Мнн} + P_{Мсн} = 18,5 + 10,8 = 29,3 \text{ МВт} \quad (3.3)$$

$$Q_{Мвн} = Q_{Мнн} + Q_{Мсн} = 10,45 + 5,2 = 15,65 \text{ Мвар} \quad (3.4)$$

$$S_{Мвн} = \sqrt{P_{Мвн}^2 + Q_{Мвн}^2} = \sqrt{29,3^2 + 15,65^2} = 33,21 \text{ МВА.} \quad (3.5)$$

### 3.3 Проверка трансформаторов

Трансформатор выбирается согласно ПУЭ по 70 % загрузке от максимально допустимой мощности в нормальном режиме:

$$S_{\text{ном ТР}} \geq 0,7 \cdot 33,21 = 23,25 \text{ МВА.}$$

Коэффициент аварийной перегрузки:

$$K_{\text{П АВ}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{33210}{25000} = 1,33. \quad (3.6)$$

$$K_{\text{П АВ}} = 1,33 < K_{\text{Доп}} = 1,4.$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условию.

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{кВ}} = \Delta P_{\text{кС}} = \Delta P_{\text{кН}} = 0,5 \cdot P_{\text{кВНЧН}} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт.} \quad (3.7)$$

На подстанции «Лемез-Тамак» установлен трансформатор ТДТН-25000/110 – трехфазный; с системой охлаждения дутье; трех обмоточный с устройством РПН..

Таблица 3.2 – Параметры трансформатора [7]

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U$ , кВ			$P_{\text{к}}$ , кВт	$P_{\text{xx}}$ , кВт	$U_{\text{к}}$ , %			$I_{\text{xx}}$ , %
		ВН	СН	НН			В-Н	ВС	ВН	
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	140	28,5	10,5	17,5	6,5	0,7

### 3.4 Расчет токов короткого замыкания

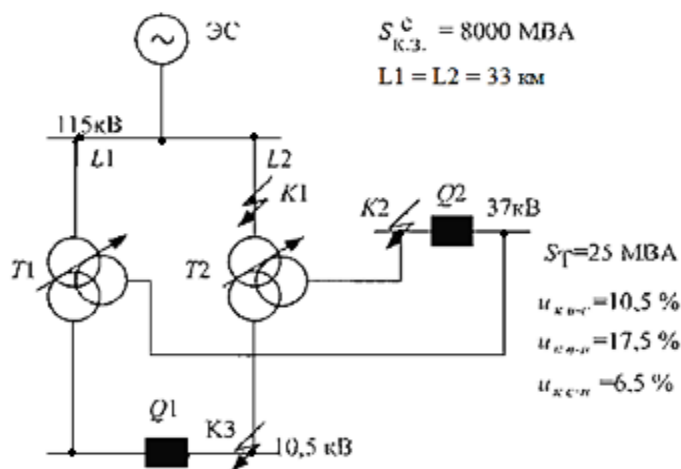


Рисунок 3.1 – Расчетная схема ПС

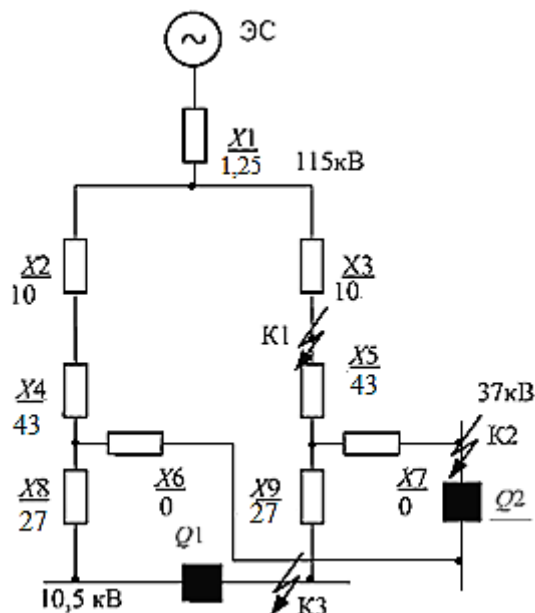


Рисунок 3.2 – Схема замещения ПС

Выбраны базисные величины:

- $S_B = 10000$  МВА – базисная мощность
- $U_{B1} = 115$  кВ,  $U_{B2} = 37$  кВ,  $U_{B3} = 10,5$  кВ – базисные напряжения ступеней
- Базисные токи ступени КЗ

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B3}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА}, \quad I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B2}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ кА},$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B1}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ кА} \quad (3.8)$$

Сопротивления в схеме замещения в относительных единицах:

- Энергосистема:  $X_1 = \frac{S_B}{S_{K3}} = \frac{10000}{8000} = 1,25$ ;
- Линия:  $X_2 = X_3 = l \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2} = 33 \cdot 0,4 \cdot \frac{10000}{115^2} = 10$ ;
- Трансформатор:

$$X_{TB} \% = 0,5 \cdot \left( u_{KB-C} \% + u_{KB-H} \% - u_{KC-H} \% \right) \approx 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$X_{TC} \% = 0,5 \cdot \left( u_{KB-C} \% + u_{KC-H} \% - u_{KB-H} \% \right) \approx 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,5 \approx 0; \quad (3.9)$$

$$X_{TH} \% = 0,5 \cdot \left( u_{KB-H} \% + u_{KC-H} \% - u_{KB-C} \% \right) \approx 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%;$$

$$X_4 = X_5 = \frac{X_{TB} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{10000}{25} = 43; \quad (3.10)$$

$$X_7 = X_6 = 0;$$

$$X_8 = X_9 = \frac{X_{TH} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{10000}{25} = 27. \quad (3.11)$$

Преобразуем исходную схему: т.к.  $Q_1$  и  $Q_2$  отключены, то  $X_2, X_4, X_6, X_8$  – не учитываются.

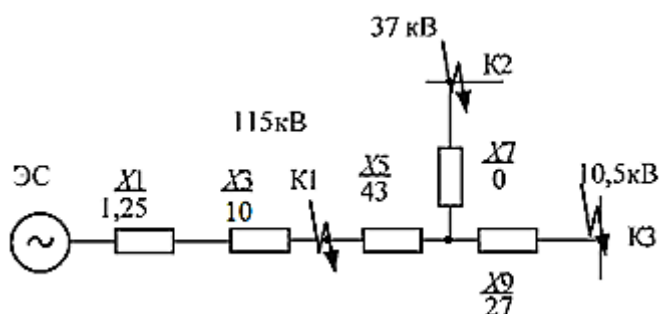


Рисунок 3.3 – Упрощенная схема замещения ПС

Преобразовали схему замещения относительно точки  $K_1; K_2; K_3$

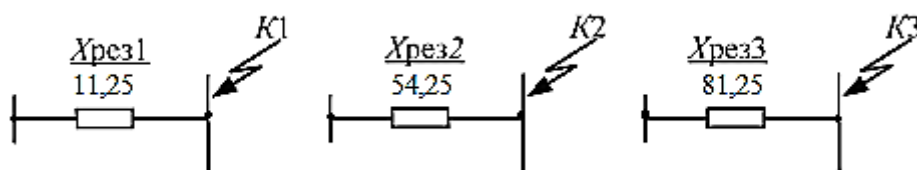


Рисунок 3.4 – Преобразование схемы для различных точек  $K_3$

$$X_{рез1} = X_1 + X_3 = 1,25 + 10 = 11,25 \quad (3.12)$$

Преобразовали схему замещения относительно точки  $K_2$ :

$$X_{рез2} = X_1 + X_3 + X_5 + X_7 = 1,25 + 10 + 43 + 0 = 54,25 \quad (3.13)$$

Преобразовали схему замещения относительно точки  $K_3$ :

$$X_{рез3} = X_{рез1} + X_5 + X_9 = 11,25 + 43 + 27 = 81,25 \quad (3.14)$$

Токи короткого замыкания

Начальная периодическая составляющая тока  $K_3$ :





$$e^{-\tau/T_a} = 0,44.$$

В соответствии с рисунком 3.25 [7]

$$K2 \quad i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,88 \cdot 0,4 = 1,63 \text{ кА}, \quad (3.21)$$

где  $T_a = 0,05$  по таблице 3.8 [7];  $e^{-\tau/T_a} = 0,4$  по рисунку 3.25 [7].

$$K3 \quad i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 6,77 \cdot 0,45 = 4,31 \text{ кА}, \quad (3.22)$$

где  $T_a = 0,03$  по таблице 3.8 [7];  $e^{-0,44/0,05} = 0,45$  по рисунку 3.25 [7].

Полный импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_K = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2 \text{с}, \quad (3.23)$$

где  $t_{отк} = t_{рз} + t_{св}$ .

Таблица 3.3 – Сводная таблица токов КЗ

	$I_b$	$I_{по}$	$I_y$	$i_{уд}$	$B_K$	$i_{ат}$
K1	50,2	4,46	5,88	10,14	25,47	2,78
K2	156	2,88	4,41	7,41	5,14	1,63
K3	550	6,77	10,37	17,43	27,4	4,31

### 3.5 Проверка ТТ на электродинамическую и термическую стойкость

Электродинамическую стойкость трансформаторов тока характеризуют током динамической стойкости  $i_{дин}$  или отношением этого тока к амплитуде номинального первичного тока, т. е. кратностью

$$K_{дин} = i_{дин} / (\sqrt{2} I_{1НОМ}) \quad (3.24)$$

Условие электродинамической стойкости трансформатора тока выражается следующим образом:

$$\text{или } \left. \begin{array}{l} i_{дин} \geq i_{уд} \\ \sqrt{2} I_{1НОМ} K_{дин} \geq B \end{array} \right\} \quad (3.25)$$

Условие термической стойкости трансформатора тока имеет вид:

$$\text{или } \left. \begin{array}{l} I_{тер}^2 t_{тер} \geq B \\ (\sqrt{2} I_{1НОМ})^2 t_{тер} \geq B \end{array} \right\}, \quad (3.26)$$

где  $B$  – интеграл Джоуля;  $K_{\text{тер}} = I_{\text{тер}}/I_{\text{ном}}$  – кратность тока термической стойкости.

Таблица 3.4 – Сравнение данных.

Расчетные данные	Каталожные данные
1	2
ТВ-110	
U=110 кВ	U=110 кВ
I <sub>раб.макс</sub> = 126 А	I <sub>ном</sub> =500 А
Вк=25,47 кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{T T}}^2 t_{\text{T}} = 20^2 \times 3 = 1200$ кА <sup>2</sup> с
I <sub>уд</sub> =10,14кА	I <sub>дин.</sub> =1,414·500·16=11,312кА
ТВ-35-II	
U=35 кВ	U=35 кВ
I <sub>раб.макс</sub> = 390 А	I <sub>ном</sub> =500 А
Вк=5,14 кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{T T}}^2 t_{\text{T}} = 10^2 \times 3 = 300$ кА <sup>2</sup> с
I <sub>уд</sub> =7,41кА	I <sub>дин.</sub> =1,414·500·16=11,312кА
ТЛК-10	
U=10 кВ	U=10 кВ
I <sub>раб.макс</sub> = 1375 А	I <sub>ном</sub> =2000 А
Вк=27,4 кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{T T}}^2 t_{\text{T}} = 31,5^2 \times 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> с
I <sub>уд</sub> =17,43кА	I <sub>дин.</sub> =81кА

Условие электродинамической и термической стойкости соблюдены.

Выводы по разделу три:

1. Проведен расчет токов КЗ методом базисных величин для каждой стороны трехобмоточного понижающего трансформатора. Проведена проверка правильности выбора трансформаторов по максимально-допустимой мощности и коэффициенту аварийной перегрузки.

2. Подтверждена электродинамическая и термическая стойкость трансформаторов тока.

## 4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 4.1 Краткая характеристика и преимущества МПУ РЗА «Сириус»

Микропроцессорные устройства серии «Сириус» предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации в энергосетях различных классов напряжения [8].

Реализованные в устройствах алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройств разработаны по российским требованиям к системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также обеспечивает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Устройства серии «Сириус» могут применяться для защиты элементов энергосетей как самостоятельные устройства, так и совместно с другими устройствами защиты и автоматики различных производителей – электромеханическими, микроэлектронными, микропроцессорными, а также со стандартными каналами телемеханики. Устройства серии «Сириус» могут устанавливаться в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления.

Устройства обеспечивают полное управление любыми типами выключателей с контролем электромагнитов отключения/включения, в том числе с ограничением длительности подачи команды и контролем отказа срабатывания, а также – с двумя электромагнитами отключения.

Серия «Сириус» использует модульную микропроцессорную архитектуру, которая обеспечивает высокую надежность, высокое быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов.

Все устройства имеют дополнительные дискретные входы с программируемой функцией и программируемые выходные реле с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы и задания режима работы позволяют обойтись без использования блинкеров.

Устройства серии «Сириус» имеют несколько независимых интерфейсов связи для встраивания в АСУ ТП и локального доступа к устройству через компьютер – USB, RS485 и дополнительные интерфейсы на выбор:

- еще один интерфейс RS485 – исполнение «И1»;
- один интерфейс Ethernet по «витой паре» (100BASE-TX) с протоколом обмена Modbus TCP – исполнение «И3»;
- два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-TX) с протоколом обмена МЭК 61850 – исполнение «И4-FX»;
- два интерфейса Ethernet по «витой паре» (100BASE-TX) с протоколом обмена МЭК 61850 – исполнение «И4-TX».

Модульная конструкция платформы «Сириус» позволяет серийно изготавливать устройства с широким выбором исполнений по оперативному питанию:

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

- 24В – напряжение питания 24В постоянного тока;
- 48В – напряжение питания 48В постоянного тока;
- 110В – напряжение питания 110В постоянного тока;
- 220В – напряжение питания 220В универсальное как постоянного, так и переменного тока;
- 220В DC – напряжение питания 220В только постоянного тока в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.120.40.102-2011;
- БПТ-Р2 – напряжение питания 220В переменного тока со встроенными подпиткой от токовых цепей с реле дешунтирования;
- БПТ-Р1 – напряжение питания 220В переменного тока со встроенными подпиткой от токовых цепей без реле дешунтирования.

Устройства на платформе «Сириус» имеют исполнения 5А и 1А по номинальному току вторичной обмотки ТТ.

Стальной корпус и гальваническая развязка всех входов и выходов, включая питание, полностью защищает устройства серии «Сириус» от электромагнитных помех и обеспечивает устойчивость к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединений.

Устройства сконструированы так, что не срабатывают ложно и не повреждаются:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Мощная микропроцессорная платформа устройств серии «Сириус» позволяет:

- предлагать устройства с максимальным набором функций с предоставлением пользователям возможности оперативно изменять внутреннюю конфигурацию устройства, в том числе ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.;
- дополнительно к основным функциям конкретного устройства выполнять функцию ОМП на ВЛ при срабатывании МТЗ;
- вводить уставки защит и автоматики по линии связи и хранить их в энергонезависимой памяти, с возможностью оперативного переключения между несколькими сохраненными наборами;
- получать дискретные сигналы управления и блокировок, выдавать команды управления, аварийной и предупредительной сигнализации с возможностью работы реле сигнализации в непрерывном или импульсном режиме работы;
- контролировать текущие значения токов, напряжений, расчетных значений (мощности, сопротивлений и т.п.), состояния дискретных входов, времени и даты с доступом по линии связи;
- автоматически восстанавливать синусоидальную форму тока вплоть до 50 % погрешности при насыщении первичных трансформаторов тока;

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- использовать встроенный аварийный осциллограф всех аналоговых и дискретных сигналов на несколько аварий с записью доаварийного, аварийного и послеаварийного режимов с гибкой настройкой условий пуска и доступом по линии связи;
- использовать встроенный архив событий (любое изменение сигнала на дискретном выходе, пуск и возврат ступеней защиты, срабатывание выходных реле) с доступом по линии связи;
- осуществлять непрерывную самодиагностику в течение всего времени работы с блокировкой всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- встроить устройства в систему единого точного времени подстанции;
- использовать устройства как базовые элементы при построении цифровых подстанций и умных сетей «Smart Grid»;
- обеспечить полный средний срок службы устройств серии «Сириус» до списания не менее 25 лет при соблюдении правил эксплуатации.

#### 4.2 Выбор основного оборудования РЗА

Модернизацию РЗА подстанции «Лемез-Тамак» с применением МПУ РЗА «Сириус» предлагаю провести согласно рекомендациям ЗАО «РАДИУС Автоматика» с учетом схемы приведенной на рисунке 4.1.

Согласно рисунка 4.1, потребуются устройства РЗА в количестве, указанном в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень и необходимое количество МПУ РЗА

Наименование	Количество
1	2
Сириус-3-ЛВ-03	2
Сириус-3-СВ	1
Сириус-ТН	6
Сириус-3Т	2
Сириус-УВ	2
Сириус-2-РН	2
Сириус-2-С	2
Сириус-2-В	4
Сириус-2-ЦС	2
Сириус-2-ОБ	1
Сириус-ДЗ-35	2
Сириус-2-АЧР	2
Сириус-2-Л	2

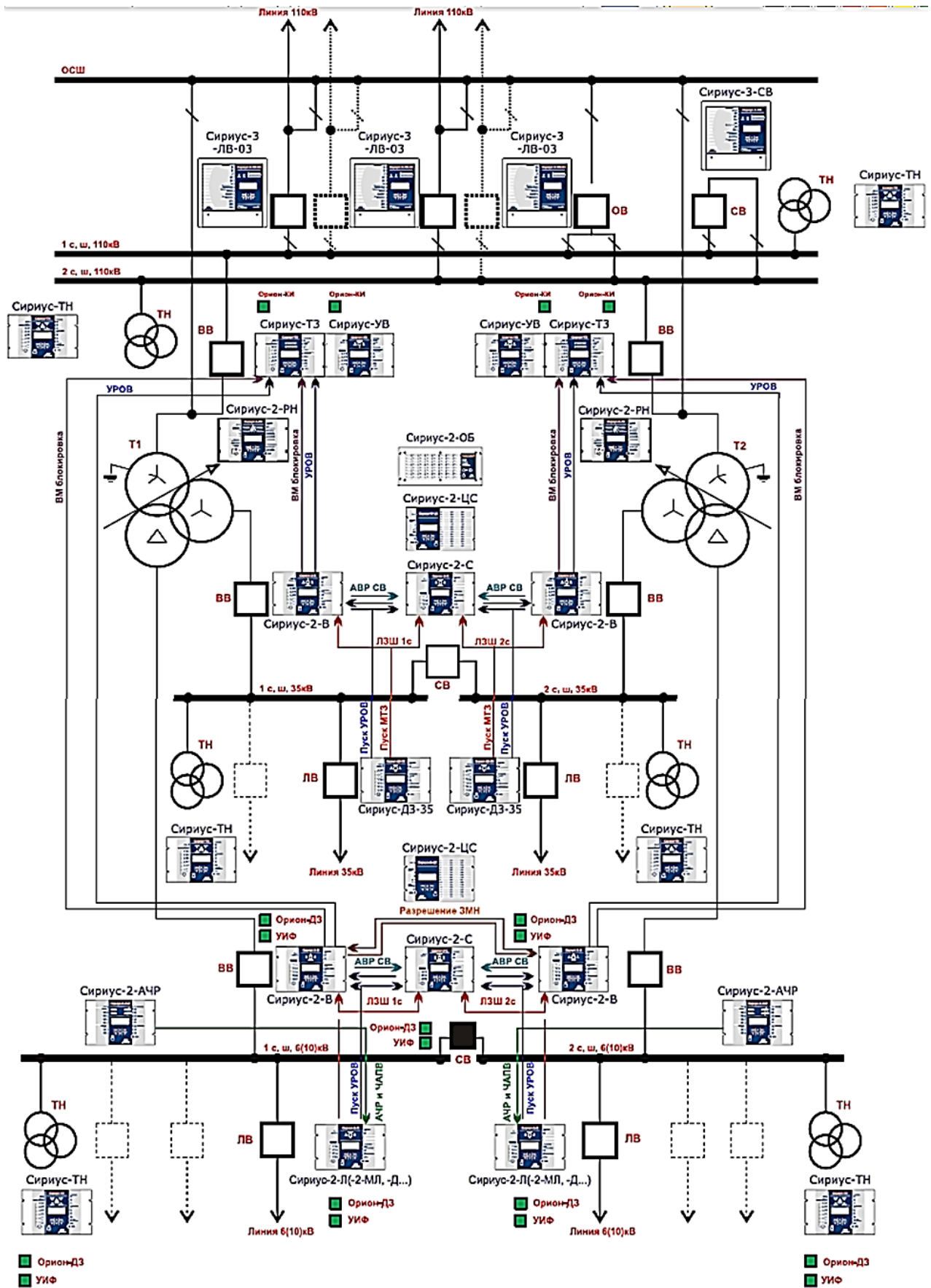


Рисунок 4.1 – Организация системы РЗА для ПС 110/35/10 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ

Лист

33

Комплексное применение МПУ РЗА «Сириус», производства ЗАО «РАДИУС Автоматика», построенное по схеме, указанной на рисунке 4.1, обеспечивает:

- защиту линий, и секционного выключателей 110 кВ;
- основную и резервные защиты силового трехобмоточного трансформатора с регулированием напряжения;
- защиту вводных, секционных выключателей и отходящих линий 35 и 10 кВ;
- возможность установки различных терминалов для защиты отходящих линий в зависимости от вида нагрузки;
- центральную сигнализацию;
- АВР секционного выключателя;
- АПВ вводов и отходящих линий;
- контроль исправности измерительных трансформаторов напряжения;
- логическую защиту шин;
- комбинированный пуск МТЗ стороны 110 кВ по напряжениям сторон 35 и 10 кВ;
- УРОВ с действием на вышестоящие выключатели;
- контроль изоляции цепей УРОВ и газовой защиты;
- индивидуальную селективную дуговую защиту ячеек КРУ;
- централизованное управление системой оперативной блокировки при переключении коммутационных аппаратов высоковольтных выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, имеющих электромагнитные и электрические блокировки.

#### 4.3 Выбор оборудования для АСУТП ПС

Выбор оборудования производим согласно рекомендациям СТО 34.01-3.1-002-2016

Для создания АСУТП ПС «Лемез-Тамак» и интеграции ее в единую автоматизированную систему управления электросетями ПО СВЭС БАШКИРЭНЕРГО требуется оборудование, указанное в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Ведомость оборудования АСУТП ПС 110/35/10кВ. [9]

Наименование основного и дополнительного оборудования	Единицы измерения	Количество	Примечание
1	2	3	4
Сервер / контроллер сбора и передачи информации (телемеханики)	Комплект	1	Шкаф с ИБП
Сервер / контроллер АСУ ТП	Комплект	1	Шкаф с ИБП
Контроллер ЩСН	Комплект	1	
АРМ оперативного персонала ПС или ОВБ в составе: рабочая станция, мониторы, ИБП	Комплект	1	





## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ЛЕМЕЗ-ТАМАК». РАСЧЕТ УСТАВОК

### 5.1 Общие сведения и требования к релейной защите

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии [10].

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени [11].

Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени больше, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны.

Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени [11].

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

- 1) Селективность

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети.

#### 2) Быстрота действия

Отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным.

#### 3) Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности  $k_{\text{ч}}$ . Для защит, реагирующих на ток КЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. min}}}{I_{\text{сз}}}, \quad (5.1)$$

где  $I_{\text{кз. min}}$  - минимальный ток КЗ;

$I_{\text{сз}}$  - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты).

#### 4) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается [12].

### 5.2 Описание релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез-Тамак»

В соответствии с ПУЭ на подстанции установлены следующие защиты. Защита вводов 10 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Дифференциальная защита трансформатора осуществляется при помощи реле ДЗТ – 11.

Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 10 кВ при исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков, АПВ выключателей на линиях РУ-35 кВ и РУ-10 кВ.

Оборудование релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез-Тамак» имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «Лемез-Тамак» питает потребителей, в том числе первой и второй категории. Предлагается заменить данное оборудование на микропроцессорные устройства защиты «Сириус».

### 5.3 Расчет уставок диф.защиты трехобмоточного трансформатора ТДТН – 25МВА 110/35/10кВ с РПН

Расчет уставок диф. защиты трехобмоточного трансформатора ТДТН – 25МВА 110/35/10кВ с РПН проводим согласно методических рекомендаций, разработанных ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Таблица 5.1 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие  $S_{НОМ}$ . [13]

Наименование величины	Метод определения	Числовое значение для стороны		
		ВН	СН	НН
1	2	3	4	5
Первичный ток, А	$I_{НОМ.ПЕРВ.} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.СР.}}$	126	390	1375
Коэф. трансформации ТТ	$K_I = (I_{ПЕРВ.ТТ} / I_{ВТОР.ТТ})$	400/5	1500/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Y, D	Y	Y	Y
Вторичный ток, А	$I_{НОМ.ВТОР.} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ.} \cdot k_{СХ.}}{K_I}$	1,57	1,3	2,29
Принятые значения уставок	« $I_{базВН}$ »; « $I_{базСН}$ »; « $I_{базНН}$ » Диапазон уставок: (0,15 – 15) А	1,60	1,30	2,30
Группа соед. измерительных ТТ(0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ)	-----	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ(0/1/5/6/7/11)	-----	11	11	0
Значения уставок (в соответствии со знач. двух предидущих строк таблицы)	«Группа ТТ ВН»; «Группа ТТ СН»; «Группа ТТ НН»; диапазон значений: (0/1/5/6/7/11)	11	11	0
Размах РПН, %	100(130-100)/(2·115)	13		

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для  $I_{НОМ} = 5\text{А}$  базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 1,60; 1,30 и 2,30 укладываются в указанный диапазон.

С учетом реально используемого диапазона регулирования РПН, принимаем уставку «Размах РПН, %», равной 13.

Уставки «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в [11].

В соответствии с параметрами силового трансформатора принимаем значения уставок: «Сторона РПН – ВН»; « $\Delta$  Nступени, % – 1,77».

### 5.3.1 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая  $\Delta U_{РПН}$  не превышает значение 0,04.

Таблица 5.2 – Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН) [13]

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{НВРАСЧ.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,04 + 0,04 = 0,18$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{д1\text{ чувс/}I_{БАЗ}} \geq K_{ОТС} I_{НВРАСЧ.*}$	$1,2 \cdot 0,18 = 0,22$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{д1\text{ чувс/}I_{БАЗ}}$ » диапазон уставки: (0,3-1,0) $I_{БАЗ}$	принимаем 0,3
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН,Т} = \sqrt{1 - I_{НВРАСЧ.*}}$	$\sqrt{1 - 0,18} = 0,9$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НВРАСЧ.*} / K_{СН,Т} (\%)$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,18 / 0,9 = 24$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{ТОРМ.ЧУВС, \%}$ » диапазон уставки: (10—100) %	24
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{т2\text{ чувс/}I_{НОМ}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{НОМ}$	2,0

Окончание таблицы 5.2

1	2	3
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{d2}/I_{d21}$ диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем  $\Delta U_{РПН} = 0,13$ .

Таблица 5.3 – Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН) [13]

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{НБРАСЧ.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{d1груб}/I_{баз} \geq K_{ОТС} I_{НБРАСЧ.*}$	$1,2 \cdot 0,37 = 0,44$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{d1груб}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{БАЗ}$	принимаем 0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН,Т} = \sqrt{1 - I_{НБРАСЧ.*}}$	$\sqrt{1 - 0,37} = 0,79$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБРАСЧ.*} / K_{СН,Т}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,37 / 0,79 = 56$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{ТОРМ.ГРУБ}, \%$ » диапазон уставки: (10—100) %	56
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{т2груб}/I_{НОМ}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{НОМ}$	2,0

### 5.3.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Согласно примера [14], для рассматриваемого трансформатора производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН (рисунок 2, в), а также при КЗ на стороне СН (рисунок 2, г). В соответствии с рекомендациями принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1.

Таблица 5.4 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		СН	НН
1	2	3	4
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{КЗ\ ВНЕШ. МАКС}$	927	619
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора(в относительных единицах)	$I_{КЗ\ ВНЕШ. МАКС}^{*} = I_{КЗ\ ВНЕШ. МАКС} / I_{БАЗ. ВН}$	$927 / 126 = 7,36$	$619 / 126 = 4,91$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) \cdot I_{КЗ\ ВН.МАКС.} *$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 7,36 = 5,2$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 4,91 = 3,46$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	должно выполняться условие: $I_{диф}/I_{баз} \geq I_{НБ}$ и $I_{диф}/I_{баз} \geq 6$	принимаем значение 6,0	
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	« $I_{диф.чувс}/I_{баз}$ » = « $I_{диф.груб}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{БАЗ}$	6,0	

### 5.3.3 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2 [14]. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения.

Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

Для демонстрации ниже приводится пример расчета чувствительности.

Рассчитаем коэффициент чувствительности для рассматриваемой сети. Расчет производится для грубых уставок.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з.} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1груб}/I_{НОМ}) = 126 \cdot 0,5 = 63 \text{ А.} \quad (5.2)$$

При проверке чувствительности защиты учитываю, что благодаря направленности торможения при внутренних КЗ тормозной ток отсутствует.

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{ч} = 619/63 = 10$$

Чувствительность при КЗ на стороне СН:

$$K_{ч} = 927/63 = 15$$

#### 5.4 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита трансформатора включает в себя:

- МТЗ ВН, которая имеет две ступени с независимой времятоковой характеристикой и кон-тролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора IA ВН, IB ВН, IC ВН.;
- МТЗ СН, имеющую одну ступень с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока низшей стороны силового трансформатора IA СН, IB СН, IC СН.;
- МТЗ НН имеет одну ступень с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока низшей стороны силового трансформатора IA НН, IB НН, IC НН.

Уставка по току каждой из ступеней задается как отношение вторичного тока стороны силового трансформатора, непосредственно подводящегося к устройству, к номинальному току входов устройства, к которым подключаются вторичные цепи ТТ стороны силового трансформатора [15] («МТЗ-1(2) ВН – I/Inом.вн», «МТЗ СН – I/Inом.сн», «МТЗ НН – I/Inом.нн»)

Предусматривается возможность блокировки каждой ступени в отдельности при выявлении броска тока намагничивания трансформатора.

Есть возможность реализовать для ступеней МТЗ либо комбинированный пуск по напряжению, либо пуск минимального напряжения (вольтметровая блокировка).

Уставкой «МТЗ СН(МТЗ НН) – Дейст. на ВН» возможно запрещение действия МТЗ СН(МТЗ НН) на выключатель стороны ВН трансформатора.

Параметры ступеней МТЗ приведены в таблице 5.5

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42



Таблица 5.5 – Параметры ступеней МТЗ

Наименование параметра	Значение
1	2
<b>1 Диапазон изменения уставок по току:</b>	
для первой ступени «I/I <sub>НОМ.ВН</sub> » (по отношению к I <sub>НОМ.ВН</sub> ), о.е.	0,08 – 40,00
(при I <sub>НОМ.ВН</sub> = 5А, А)	0,40 – 200,00
(при I <sub>НОМ.ВН</sub> = 1А, А)	0,08 – 40,00
для второй ступени «I/I <sub>НОМ.ВН</sub> » (по отношению к I <sub>НОМ.ВН</sub> ), о.е.	0,08 – 40,00
(при I <sub>НОМ.ВН</sub> = 5А, А)	0,40 – 200,00
(при I <sub>НОМ.ВН</sub> = 1А, А)	0,08 – 40,00
<b>2 Диапазон уставок по времени, с:</b>	
для первой ступени МТЗ ВН	0,00 – 20,00
для второй ступени МТЗ ВН	0,10 – 99,99
действие на программируемое реле («Точка – Ср.МТЗННнаНН», «Точка – Ср.МТЗСНнаСН»)	0,10– 99,99
действие на общие реле отключения (Откл.1, Откл.2, Откл.3)	0,10– 99,99
<b>3 Дискретность уставок:</b>	
по току, А	0,01
по времени, с	0,01
<b>4 Основная погрешность срабатывания:</b>	
по току, от уставки, %	5
по времени:	
выдержка более 1 с, от уставки, %	3
выдержка менее 1 с, мс	25
<b>5 Коэффициент возврата по току</b>	<b>0,95 – 0,92</b>
<b>6 Время срабатывания (при «Т, с – 0,00»), мс, не более</b>	<b>25</b>
<b>7 Время возврата, мс, не более</b>	<b>40</b>

#### 5.4.1 Расчет уставок МТЗ

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{СЗ1.СТОП}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ЗАП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СТОП}}, \quad (5.3)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  - коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{ЗАП}}$  - коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным от 1,5 до 2,5. Примем  $K_{\text{ЗАП}} = 2$ ;

$K_{\text{В}}$  - коэффициент возврата, который принимается равным 0,92;

$I_{РАБ.МАКС}$  - первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Примем первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты равный максимальному номинальному току.

$$I_{СЗ1.ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,92} \cdot 126 = 329 \text{ A};$$

$$I_{СЗ1.СН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,92} \cdot 390 = 1017 \text{ A};$$

$$I_{СЗ1.НН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,92} \cdot 1375 = 3587 \text{ A}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению по условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{СЗ2.СТОП} = K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{СЗ.СТОП.ПРЕД}, \quad (5.4)$$

где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$K_{ТОК}$  - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование, примем равным 1;

$I_{СЗ.СТОП.ПРЕД}$  - первичный ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с защитой которого производится согласование.

При этом необходимо учитывать, что МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ СН и МТЗ НН защищаемого трансформатора.

По данным из защит подстанции известно что:

–  $I_{СЗ.ВН.ПРЕД.ВН} = 270 \text{ A};$

–  $I_{СЗ.СН.ПРЕД} = 700 \text{ A};$

–  $I_{СЗ.НН.ПРЕД} = 2650 \text{ A}.$

Рассчитаем и выберем максимальный ток для стороны ВН, для этого проведем согласование токов СН и НН сторон трансформаторов:

$$I_{СЗ.ВН.ПРЕД.СН} = \frac{700 \cdot 38,5}{115} = 234 \text{ A};$$

$$I_{СЗ.ВН.ПРЕД.НН} = \frac{2650 \cdot 38,5}{115} = 887 \text{ A};$$

$$I_{СЗ.ВН.ПРЕД} = \max(I_{СЗ.ВН.ПРЕД.СТОП}) \quad (5.5)$$

По выражению (5.5)

$$I_{C3.VH.PRED} = 270 \text{ A.}$$

Рассчитаем с помощью формулы (5.4) значения  $I_{C32.STOP}$ :

$$\begin{aligned} I_{C3.VH} &= 1,1 \cdot 1 \cdot 270 = 297 \text{ A;} \\ I_{C32.CH} &= 1,1 \cdot 1 \cdot 700 = 770 \text{ A;} \\ I_{C32.HH} &= 1,1 \cdot 1 \cdot 2650 = 2915 \text{ A.} \end{aligned}$$

Выберем наибольшие значения токов срабатывания МТЗ сторон трансформатора по выражению:

$$I_{C3.STOP} = \max \{ I_{C31.STOP}; I_{C32.STOP} \} \quad (5.6)$$

$$\begin{aligned} I_{C3.VH} &= 329 \text{ A;} \\ I_{C3.CH} &= 1017 \text{ A;} \\ I_{C3.HH} &= 3587 \text{ A.} \end{aligned}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска:

$$I_{C3.STOP} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (5.7)$$

где  $K_{OTC}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_B$  - коэффициент возврата, который принимается равным 0,92;

$I_{РАБ.МАКС}$  - первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Проверка коэффициента чувствительности производится при КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по формуле:

$$K_{Ч.STOP} = \frac{I_{КЗ \min}^{STOP}}{I_{C3.STOP}}, \quad (5.8)$$

где  $I_{КЗ \min}^{STOP}$  - ток в месте установки защиты при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Таким образом, по выражению (5.8) рассчитаем коэффициенты чувствительности для сторон ВН, СН и НН трансформатора:

$$K_{Ч.VH} = \frac{4460}{329} = 13,5;$$

$$K_{ч.сн} = \frac{2880}{1017} = 2,8;$$

$$K_{ч.нн} = \frac{6770}{3587} = 1,9.$$

Для МТЗ с пуском и без пуска по напряжению должен быть обеспечен коэффициент чувствительности не менее 1,5 при выполнении функций основной защиты, не менее 1,2 при КЗ в конце зоны резервирования. Как видно из расчетов чувствительность достаточная и необходимости использования комбинированного пуска по напряжению нет.

Уставки по току срабатывания МТЗ задаются согласно таблицы 4.5.

#### 5.4.2 Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению

Согласно [10], первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

- обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз1.стоп} \leq \frac{U_{мин.стоп}}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (5.9)$$

где  $U_{мин.стоп}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным (от 0,85 до 0,90)  $U_{ном.стоп}$ ;

$K_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_B$  - коэффициент возврата реле минимального напряжения, которое принимается равным 1,1.

- отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{сз2.стоп} \leq \frac{U_{зап.стоп}}{K_{отс}}, \quad (5.10)$$

где  $U_{зап.стоп}$  - первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным примерно 0,7  $U_{ном}$ ;

$K_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Рассчитаем первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения по выражениям (5.9), (5.10):

$$U_{сз1.сн} = \frac{38,5 \cdot 0,9}{1,2 \cdot 1,1} = 26,25 \text{ кВ};$$

$$U_{C31.HH} = \frac{11 \cdot 0,9}{1,2 \cdot 1,1} = 7,5 \text{ кВ};$$

$$U_{C32.CH} = \frac{38,5 \cdot 0,7}{1,2} = 22,46 \text{ кВ};$$

$$U_{C32.HH} = \frac{11 \cdot 0,7}{1,2} = 6,42 \text{ кВ}.$$

Уставка принимается равной наименьшему значению из полученных:

$$U_{C3.CH} = 22,46 \text{ кВ};$$

$$U_{C3.CH} = 6,42 \text{ кВ}.$$

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{ч.СТОР} = \frac{U_{C3.СТОР}}{U_{КЗ.СТОР}} > 1,5, \quad (5.11)$$

где  $U_{C3.СТОР}$  - принятое значение уставки минимального ИО напряжения;

$U_{КЗ.СТОР}$  - значение междуфазного напряжения в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Рассчитаем  $U_{КЗ.CH}$  исходя из выражения:

$$U_{КЗ.CH} = \frac{U_{К(CH.HH)} + U_{К(BH.CH)} - U_{К(BH.HH)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ.СТОР}}{100}, \quad (5.12)$$

$$U_{КЗ.CH} = \frac{6,5 + 10,5 + 17,5}{2} \cdot \frac{38,5}{100} = 0 \text{ кВ}.$$

$U_{КЗ.HH}$  исходя из выражения:

$$U_{КЗ.HH} = \frac{U_{К(CH.HH)} + U_{К(BH.HH)} - U_{К(BH.CH)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ.СТОР}}{100}, \quad (5.13)$$

$$U_{КЗ.HH} = \frac{6,5 + 17,5 - 10,5}{2} \cdot \frac{11}{100} = 1,9 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем чувствительности по выражению (5.11):

$$K_{ч.CH} = \frac{22,46}{0} \approx \infty;$$

$$K_{ч.нн} = \frac{6,42}{1,9} = 3,4.$$

Чувствительность минимального ИО напряжения соответствует поставленному условию.

Уставки по напряжению срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задаются в вольтах во вторичных величинах из диапазона от 0,10 до 100,00 с шагом 0,01 В. По умолчанию уставка принимается равной 80,00 В.

5.4.3 Расчет уставки измерительного органа напряжения обратной последовательности

Уставка ИО напряжения обратной последовательности должна быть отстроена от напряжения небаланса, обусловленного несимметрией фазных напряжений в нормальном рабочем режиме, небаланса, обусловленного различием погрешностей разных фаз ТН, и рекомендуется принимать равной:

$$U_{2.СЗ.СТОР} = 0,06 \div 0,10 \cdot U_{НОМ}, \quad (5.14)$$

где  $U_{НОМ}$  - номинальное напряжение защищаемого трансформатора.

$$U_{2.СЗ.СН} = 0,08 \cdot 38,5 = 3,08 \text{ кВ};$$

$$U_{2.СЗ.НН} = 0,08 \cdot 11 = 0,88 \text{ кВ}.$$

По данным экспериментов и опыта эксплуатации при таком напряжении срабатывания обеспечивается отстройка от напряжения небаланса в расчетном (нагрузочном) режиме.

Уставки по напряжению срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задаются в вольтах во вторичных величинах из диапазона от 6,0 до 24,0 с шагом 0,1 В. По умолчанию уставка принимается равной 6,0 В.

5.4.4 Расчет выдержки времени

Выдержка времени выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов (максимальной токовой с пуском по напряжению или без пуска, дистанционной защиты), в частности с максимальными токовыми защитами с пуском по напряжению, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ.СТОР} = t_{СЗ.СМ.СТОР} + \Delta t \quad (5.15)$$

где  $t_{СЗ.СМ.СТОР}$  - время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

$\Delta t$  - степень селективности, может быть принято при малых (до 2,0 с) выдержках времени равным 0,4 с., при больших выдержках времени МТЗ

принимается равным 0,5 с., по рекомендациям [15] при использовании в сети только цифровых реле можно принимать ступень селективности от 0,15 до 0,2 с.

## 5.5 Защита от перегрузки трансформатора

5.5.1 Расчет параметра срабатывания измерительного органа максимального тока

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{ЗП.СТОП} = \frac{I_{НОМ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B}, \quad (5.16)$$

где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки ЗП, который принимается  $K_{ОТС} = 1,05$ ;

$K_B$  - коэффициент возврата, который принимается  $K_B = 0,92$ ;

$I_{НОМ.СТОП}$  - первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне (ВН, СН, НН1, НН2 - для трансформатора и ВН, НН - для автотрансформатора);

$K_{ТТ.СТОП}$  - коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т(АТ).

Таким образом, по выражению (5.16) получаем:

$$I_{ЗП.ВН} = \frac{126}{400/5} \cdot \frac{1,05}{0,92} = 1,8 \text{ A};$$

$$I_{ЗП.СН} = \frac{390}{1500/5} \cdot \frac{1,05}{0,92} = 1,5 \text{ A};$$

$$I_{ЗП.НН} = \frac{1375}{3000/5} \cdot \frac{1,05}{0,92} = 2,6 \text{ A}.$$

5.5.2 Выбор выдержки времени срабатывания защиты от перегрузки трансформатора

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета из диапазона от 9,0 до 10,0 с.

## 5.6 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение уставки по току срабатывания УРОВ выбирается в соответствии с методическими рекомендациями ЗАО «РАДИУС Автоматика». Выбираем ток срабатывания УРОВ равным 0,07 от  $I_{НОМ}$  присоединения. Коэффициент возврата для ИО тока УРОВ ВН должен приниматься равным 0,92-0,95.

Уставки по току срабатывания реле тока УРОВ задаются в о.е. из диапазона от 0,04 до 1,00 (от 0,2 до 5,00) с шагом 0,01 А.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

## 5.7 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденной трансформатора. Основным элементом газовой защиты трансформатора является газовое реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. Газовая защита является чисто механическим устройством, идет в комплекте с силовым трансформатором и расчетных параметров не имеет.

Выводы по разделу пять: В разделе приведены требования к релейной защите, рассмотрены виды релейной защиты силовых трансформаторов, произведен расчет уставок защит трансформатора ТРДН-25/110/35/10 с использованием микропроцессорного терминала «Сириус-ТЗ».

Расчет уставок защит трансформатора в о.е. по методическим рекомендациям ЗАО «РАДИУС Автоматика» значительно проще расчетов по общепринятым методикам.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50



## 6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

### 6.1 Смета затрат на приобретение и монтаж электрооборудования

Смета затрат на приобретение и монтаж электрооборудования - это документ, в котором отражены капитальные затраты на приобретение оборудования, они складываются из стоимости установленного оборудования [16].

Стоимость единицы электрооборудования определяется по учёту основных фондов цеха или по прейскурантам цен на электрооборудование.

Кроме прейскурантов стоимости оборудования, смета затрат на приобретение и монтаж электрооборудования включает следующие расходы:

1. Транспортные принимаются в размере 10% от прейскурантной стоимости оборудования;

2. Заготовительно-складские расходы принимаются в размере 2% от прейскурантной стоимости оборудования.

3. Монтажные расходы принимаются в размере 15% от прейскурантной стоимости оборудования.

4. Прочие (сопутствующие) расходы в размере 1% от прейскурантной стоимости оборудования.

В таблице 6.1 представлена смета затрат на приобретение оборудования.

Таблица 6.1 - Смета затрат на приобретение оборудования

Тип оборудования	Количество, шт.; метров	Стоимость единицы оборудования, руб.	Расчетная стоимость, руб.
1	2	3	4
Сириус-3-ЛВ-03	3	190 000	570 000
Сириус-3-СВ	1	155 000	155 000
Сириус-ТН	6	70 000	420 000
Сириус-3Т	2	110 000	220 000
Сириус-УВ	2	80 000	160 000
Сириус-2-РН	2	70 000	140 000
Сириус-2-С	2	65 000	130 000
Сириус-2-В	4	70 000	280 000
Сириус-2-ЦС	2	75 000	150 000
Сириус-2-ОБ	1	116 000	116 000
Сириус-ДЗ-35	2	90 000	180 000
Сириус-2-АЧР	2	65 000	130 000
Сириус-2-Л	2	60 000	120 000
Сервер / контроллер сбора и передачи информации (телемеханики)	1	472 000	472 000

Окончание таблицы 6.1

1	2	3	4
Сервер / контроллер АСУ ТП	1	186 000	186 000
Контроллер ЩСН	1	12 700	12 700
АРМ оперативного персонала ПС или ОВБ в составе: рабочая станция, мониторы, ИБП	1	50 000	50 000
АРМ инженера, обслуживающего АСУ ТП, в составе: рабочая станция, монитор, ИБП, ноутбук	1	70000	70000
Система обеспечения единого времени (СОЕВ) в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер	1	35 000	35 000
Коммуникационное оборудование ЛВС	1	5000	5000
Инструментальное программное обеспечение ПТК АСУ ТП ПС, в т.ч.:			
ПО сервера / контроллера ТМ	1	25 000	25 000
ПО сервера / контроллера АСУ ТП, в т.ч. SCADA-система	1	60 000	60 000
Программно-аппаратные средства обеспечения информационной безопасности	1	10 000	10 000
Кабельная продукция, в т.ч.: - цифровые кабели; - контрольные кабели	280	142,85	40 000
Итого:			3 736 700

В таблице 6.2 представлены дополнительные затраты.

Таблица 6.2 – Дополнительные затраты

Наименование	Расчетная стоимость, руб.
1	2
Транспортные расходы - 10%	373 670
Заготовительно-складские расходы – 2%	74 734
Монтажные работы - 15%	560 505

Окончание таблицы 6.2

1	2
Прочие расходы в размере 1%	37 367
Итого дополнительных затрат	1 046 276

Всего капитальные затраты  $K_3 = 4\,782\,976$  руб.

### 6.2 Расчёт экономической эффективности

Расчет экономической эффективности заключается в соизмерении затрат с экономией от модернизации.

#### 6.2.1 Расчет экономии от модернизации

Экономия за счет уменьшения простоев оборудования, руб., по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = C_{\text{пр}} \times V_{\text{пр}}, \quad (6.1)$$

где  $C_{\text{пр}}$  – себестоимость простоя в час, руб.;

$V_{\text{пр}}$  – время внеплановых простоев, час.

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = 11600 \times 14 = 154\,000 \text{ руб.}$$

Экономия за счет сокращения штатов, руб., по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{с.ш.}} = 3\Pi_{\text{ср}} \times 12 \times n, \quad (6.2)$$

где  $3\Pi_{\text{ср}}$  - средняя заработная плата (месячная) высвобожденных рабочих;

$n$  – количество высвобожденных рабочих;

12 – количество месяцев.

В таблице 6.3 приведено штатное расписание на сокращаемый персонал.

Таблица 6.3 – Штатное расписание

Наименование должности	Категория	Количество, чел.	Оклад в месяц, руб.	Размер премии, руб.	Доплата за ночное время, руб.	Районный коэффициент, %
Дежурный электромонтёр	рабоч.	6	12740	5000	1333	15

Определим среднемесячную заработную плату высвобожденных рабочих

$$1. \quad 3\Pi_{\text{повр}} = (12740 \times 6 + 1333 \times 6) \times 11 = 1077978 \text{ руб.};$$

2.  $\Pi = (5000 \times 6) \times 11 = 330000 \text{руб.};$
3.  $\text{PK} = (1077978 + 330000) \times 15\% = 211196,7 \text{руб.};$
4.  $\text{ФЗП}_{\text{осн.}} = 1077978 + 330000 + 211196,7 = 1619174,7 \text{руб.};$
5.  $\text{ФЗП}_{\text{д.}} = 1619174,7 \times 11\% = 178109,22 \text{руб.};$
6.  $\text{ФЗП}_{\text{общ}} = 1619174,7 + 178109,22 = 1797283,92 \text{руб.};$
7.  $\text{ЗП}_{\text{сред.}} = \frac{1797283,92}{6 \times 12} = 24962,28 \text{руб.};$

Вычислив среднемесячную заработную плату высвобожденных рабочих, определим экономию

$$\text{Э}_{\text{с.ш.}} = 24962,28 \times 12 \times 6 = 1797283,92 \text{руб.}$$

### 6.2.2 Расчет экономической эффективности

1. Определяем коэффициент эффективности,  $E$ , капитальных затрат по формуле

$$E = \frac{\text{Э}}{\text{КЗ}} \geq E_{\text{н}} = 0,15, \quad (6.3)$$

где  $\text{Э}$  – экономия от модернизации –  $(\text{Э}_{\text{пр}} + \text{Э}_{\text{с.ш.}})$ , руб.;

$\text{КЗ}$  – капитальные затраты, руб.;

$E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент экономической эффективности  $E_{\text{н}} = 0,15$  [16].

$$E = \frac{1797283,92 + 154000}{4782976} = 0,41 \geq E_{\text{н}} = 0,15$$

2. Определяем срок окупаемости по формуле,  $T_{\text{ок}}$ , лет, по формуле

$$T_{\text{ок}} = \frac{\text{К.З.}}{\text{Э}} \leq T_{\text{н}} = 5 - 7, \quad (6.4)$$

где  $T_{\text{н}}$  – нормативный срок окупаемости, лет,  $T_{\text{н}} = 5 - 7$  лет.

$$T_{\text{ок}} = \frac{4782976}{1797283,92 + 154000} = 2,45 \leq T_{\text{н}}$$

Срок окупаемости модернизации подстанции «Лемез-Тамак» составляет менее чем два с половиной года (2 года 5 месяцев и 12 дней).

Определяем годовую экономию,  $\text{Э}_{\text{г}}$ , руб. по формуле

$$\text{Э}_{\text{г}} = \text{Э} - \text{КЗ} \times E_{\text{н}}, \quad (6.5)$$

где  $\mathcal{E}$  – экономия от модернизации – ( $\mathcal{E}_{\text{пр}} + \mathcal{E}_{\text{с.ш.}}$ ), руб.;

$K_3$  – капитальные затраты, руб.;

$E_n$  – нормативный коэффициент экономической эффективности.

$$\mathcal{E}_r = 1797283,92 + 154000 - 4782976 \cdot 0,15 = 1233837,52 \text{ руб.}$$

### 6.3 Расчет надежности РЗА

#### 6.3.1 Расчет коэффициента готовности оборудования

Коэффициент готовности – вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается.

Представляет собой отношение времени исправной работы к сумме времен исправной работы и вынужденных простоев объекта, взятых за один и тот же календарный срок.

$$K_g = \frac{t_w}{t_w + t_p}, \quad (6.6)$$

где  $t_w$  – суммарное время исправной работы объекта;

$t_p$  – суммарное время вынужденного простоя.

По данным службы РЗА ПО СВЭС «БАШКИРЭНЕРГО» на подстанции «Лемез-Тамак» за 2015 год в период с 1.06 по 30.11.2015г. было зарегистрировано 7 ложных срабатываний (срабатывания при отсутствии повреждений на защищаемом объекте) релейной защиты и один отказ в срабатывании (отказы в срабатывании при повреждениях в зоне действия защиты), что привело к перерывам в работе подстанции общей продолжительностью 14 часов.

Коэффициент готовности за данный период:

$$K_g = \frac{4378}{4378 + 14} = 0,99$$

Подстанция «Лемез-Тамак» снабжает, в том числе, и потребителей первой категории, поэтому перерывов в энергоснабжении быть не должно, а коэффициент готовности должен соответствовать 1. В данном случае коэффициент готовности не совсем правильно характеризует состояние РЗА, поэтому применим такой показатель, как процент неправильных действий защиты [17].

Процент неправильных действий  $D, \%$  определяют следующим образом:

$$D, \% = \frac{P_{\text{И}} + P_{\text{Л}} + P_{\text{О}}}{P_{\text{И}} + P_{\text{Л}} + P_{\text{О}} + P_{\text{П}}} \cdot 100, \quad (6.7)$$

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

где  $P_I$  – параметр излишних срабатываний,  
 $P_L$  – параметр ложных срабатываний,  
 $P_O$  – параметр отказов в срабатывании,  
 $P_P$  – параметр правильных срабатываний.

$$D, \% = \frac{7+1}{7+1+16} \cdot 100 = 33\%$$

Каждое третье действие релейной защиты является неправильным, что говорит о низкой надежности РЗА. Модернизация релейной защиты подстанции с установкой МПУ РЗА «Сириус» позволит исключить ложные срабатывания, что сократит процент неправильных действий защиты.

Выводы по разделу шесть: Модернизация подстанции «Лемез-Тамак» с экономической точки зрения целесообразна, так как расчетный коэффициент экономической эффективности значительно выше нормативного, а срок окупаемости в два с лишним раза меньше нормативного.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта (производственного участка)

В выпускной квалификационной работе «Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез-Тамак» производится выбор нового оборудования релейной защиты подстанции.

Подстанция «Лемез-Тамак» расположена на территории Мечетлинского района Республики Башкортостан, около населенного пункта Лемез-Тамак (Лемаз-Тамак). Подстанция «Лемез-Тамак» является понижающей, распределительной, тупиковой (т.к. ВЛ-110 заканчивается на вводах подстанции), потребительской, двухтрансформаторной подстанцией открытого типа. Она задействована в электроснабжении предприятий, социально-бытовых и прочих объектов, а также жилых домов находящихся в населенных пунктах Мечетлинского, Дуванского, и Белокатайского районов РБ.

Выбор оборудования РЗА ПС «Лемез-Тамак» производится на электрических сетях с напряжением 110, 35 и 10 кВ. На сторонах 110, 35 и 10 кВ выбираются трансформаторы тока и напряжения. Устанавливаются блоки микропроцессорной защиты и автоматики «Сириус». Создается АСУ ТП подстанции.

### 7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов

К основному опасному производственному фактору на подстанции «Лемез-Тамак» можно отнести повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти на тело человека и нанести вред его здоровью или привести к его гибели. Источником поражения электрическим током персонала подстанции могут являться как неизолированные, так и изолированные (при нарушении изоляции) токоведущие части, а также электрооборудование подстанции при перекрытии его изоляции. Поражение электрическим током может произойти вследствие нарушения персоналом правил техники безопасности.

Также к опасным и вредным производственным факторам следует отнести повышенную напряжённость электрического поля на территории подстанции и возможность падения при работе на высоте.

Факторы, связанные в основном с нарушением режима труда и отдыха, приводят к недостаточности времени для восстановления сил после утомления; неправильное использование перерывов между работой, непродуманное планирование работы и отдыха.

К эмоциональным факторам относятся: умственное и зрительное напряжение; нервно-психические нагрузки. От этого зависит психологическое и физиологическое состояние человека.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

### 7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса

Гигиеническое нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, ПУЭ.

При длительном воздействии допустимый безопасный ток принят в 1 мА. Защиту человека от воздействия напряжений прикосновения и токов обеспечивают конструкция электроустановок, технические способы и средства защиты, организационные и технические мероприятия по ГОСТ Р 12.1.019-2009.

Таблица 7.1 – Зависимость длительности протекания тока через тело человека от его величины

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с							
		0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Переменный 50 Гц	U, В	34 0	13 5	10 5	85	75	70	60	20
	I, мА	40 0	16 0	12 5	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	U, В	50 0	33 0	20 0	14 0	13 0	11 0	10 0	36
	I, мА								8
Постоянный	U, В	50 0	35 0	25 0	23 0	22 0	21 0	20 0	40
	I, мА								15

Таблица 7.2 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
1	2	3
Переменный 50 Гц	2,0	0,3
Переменный 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0



Допустимые уровни напряженности электростатических полей установлены ГОСТ 12.1.045 – 84 «ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».

Предельно допустимый уровень напряженности электростатического поля устанавливается равным 60 кВ/м в течение одного часа пребывания персоналом в электрическом поле.

#### 7.4 Охрана труда

Наиболее важной задачей при работе в электроустановках различного напряжения является обеспечение электробезопасности персонала.

В соответствии с ПУЭ электробезопасность обеспечивается:

- защитой от прямого прикосновения;
- защитой при косвенном прикосновении;
- защитой при выполнении работ.

Защита от прямого прикосновения обеспечивается планировкой ОРУ (размещение электрооборудования подстанции по условиям электробезопасности; соблюдение минимальных расстояний до токоведущих частей и оборудования; окраска фазных шин и шин заземления), применением блокировок, ограждением территории подстанции «Лемез-Тамак».

Защита при косвенном прикосновении обеспечивается защитным заземлением оборудования подстанции.

Защита при выполнении работ на оборудовании подстанции «Лемез-Тамак» обеспечивается организационно-техническими мероприятиями:

- использованием при проведении работ квалифицированного персонала;
- соблюдением правил техники безопасности в соответствии с ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Наиболее опасным производственным фактором на подстанции «Лемез-Тамак» является поражение персонала электрическим током. Поражения электрическим током при прикосновении к незаземленным токоведущим частям можно избежать соблюдением правил техники безопасности персоналом, а также обеспечением должного освещения оборудования подстанции «Лемез-Тамак» в тёмное время суток.

Основными мерами защиты от поражения током являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения, с помощью установки (ограждения делают из диэлектрика или из металла. Они должны располагаться на определенном расстоянии от незаземленных токоведущих частей, зависящем от напряжения электроустановки и конструкции ограждения. Так, в закрытых РУ это расстояние для сплошных ограждений должно составлять при напряжении, 10 кВ -150 мм,) [18];
- электрическое разделение сети;

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и др.;
- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок:
  - 1) изоляция токоведущих частей,
  - 2) недоступность токоведущих частей,
  - 3) блокировки безопасности,
  - 4) ориентация в электроустановках,
  - 5) защитное замыкание (шунтирование фазы),
  - 6) изолирующие площадки.
- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозащитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного ограждения токоведущих частей, для временного заземления, предохранительные средства защиты предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений [19].

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся:

- электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

Защита от электростатического электричества осуществляется:

- уменьшение генерации электрических зарядов;
- устранение уже образовавшихся зарядов (защитное заземление);
- нейтрализаторы статического электричества;
- увлажнение воздуха;
- средства индивидуальной защиты: обувь на кожаной подошве или подошве из электропроводной резины;

Меры предотвращения механических травм при работе на подстанции «Лемез-Тамак»:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении заперты на механический замок;
- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;
- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Во избежание поражения электрическим током персонала при прикосновении к оборудованию с нарушенной изоляцией необходимо применение защитного заземления оборудования подстанции и сооружение контура заземления, соответствующего нормам ПУЭ.

Большинство причин нарушения электроснабжения потребителей устраняется применением определённых технических мер при проектировании таких, как:

- использование микропроцессорных устройств РЗА;
- использование взаиморезервирующих источников питания;
- использование одноцепных ВЛ вместо двухцепных;
- применение современного оборудования;
- применение блокировок от неправильных действий персонала.

Исправность средств защиты должна проверяться осмотром перед каждым применением, а также периодически через 6-12 месяцев. Согласно ПУЭ, сопротивление изоляции в электроустановках напряжением до 1000 В должно быть не менее 0,5 МОм. Необходимо обратить внимание при монтаже подстанции на тщательное выполнение узлов натяжения проводов на блоках приема линии 110\35 кВ с целью соблюдения габаритов над оградой [20].

Ремонт выключателей 110\35 кВ предусмотрен с помощью автокрана при частичном снятии напряжения с ОРУ 110 кВ или ОРУ 35 кВ.

Для безопасности ведения работ все разъединители имеют стационарные заземляющие ножи. Установка электрооборудования (расстояние от токоведущих частей до земли, зданий, сооружений, между токоведущими частями и другие) выполнены с соблюдением требований правил устройств электроустановок.

Проектом предусмотрены проезды и проходы, выполненные таким образом, чтобы обслуживающий персонал мог производить осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, без его отключения.

В электроустановках напряжением выше 1000 В разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки могут иметь ручные, пружинные и механические приводы. На приводах и устройствах, передающих механическую энергию: маховики, шкивы, ремни, шатуны, муфты, кулачки, шпиндели, цепи, кривошипы, шестерни и др. опасности в точках монтажа зависят от типа действий механизмов и инструмента, технологического оборудования.

## 7.5 Производственная санитария

Создание нормального микроклимата на рабочем месте обуславливает производительность и качество выполняемой работы.

Открытая часть и помещения подстанции «Лемез-Тамак» хорошо освещены. Для освещения открытой части установлены прожекторные мачты, число которых, а также мощность источников света, приняты согласно расчетов. Освещение рабочих мест внутри помещения соответствует требованиям ПУЭ.

В зависимости от категории работ освещенность рабочего места находится в пределах 200-700 лк. На подстанции кроме естественного освещения предусмотрено и искусственное, которое подразделяется на:

- рабочее (необходимое для осуществления производственного процесса):
  - в проходах - 75 лк;
  - помещении щитовой - 200-500 лк.
- аварийное (для продолжения работы при отключении рабочего освещения):
  - в проходах и на открытой части - 1 лк;
  - в помещении щитовой - 2 лк.
- эвакуационное (для эвакуации людей в случае аварии и отключении освещения из помещения):
  - в проходах и открытой части - 1 лк;
  - в помещениях - 0,5 лк.

Температура окружающего воздуха может колебаться от + 18° до + 23° при относительной его влажности 65%, скорость движения воздуха не более 0,3 м/с.

Для нормализации микроклимата на подстанции «Лемез-Тамак» устанавливается общеобменная и местная вентиляция, а также электрическое отопление для поддержания температурного режима.

К психологическим факторам относятся нервно-психические нагрузки, связанные с важностью принимаемых решений, факторы, связанные с неправильной организацией труда. Для снижения их воздействия необходимо проводить обучение персонала, правильно организовывать труд и рабочее место, наличие регламентированных перерывов в работе.

## 7.6 Эргономика и производственная эстетика

Эргономика – это соответствие труда физиологическим и психическим возможностям человека, обеспечение наиболее эффективной работы, не создающей угрозы для здоровья человека и выполняемой при минимальной затрате биологических ресурсов.

Безопасность работ во многом зависит от правильной организации рабочего места. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с эргономическими требованиями.

Размещение основного и вспомогательного оборудования, технологической и организационной оснастки на рабочем месте обеспечивает достаточные по размерам проходы и свободное пространство для создания и функционирования

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

постоянного или временного (на период профилактического осмотра, ремонта и наладки технологического оборудования) рабочего места, а также свободное передвижение работающих в зоне обслуживания.

При организации рабочих мест на подстанции «Лемез-Тамак», учтено, что конструкция рабочего места его размеры и взаимное расположение его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психофизиологическим данным человека, а также характеру выполняемой работы.

При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ.

Рабочее место для выполнения работ стоя организуется при физической работе средней тяжести и тяжелой.

Оборудование должно быть функционально удобным, не вызывать дискомфорта и утомляемости при работе.

При выборе цвета для оформления помещений подстанции «Лемез-Тамак» было учтено, что ориентироваться нужно, прежде всего, на те цвета, которые отражают не менее 40 - 50% падающего на них света. Окраска помещений в светлые тона дает также экономию электроэнергии. Предметы или конструкции зданий окрашены в светлые тона, они создают ощущение легкости.

## 7.7 Противопожарная и взрывобезопасность

Противопожарная защита – комплекс мер и технологий, предназначенных для защиты от пожара, т.е. позволяющих снизить или полностью исключить возможность горения или повреждения огнем горючих материалов и объектов, построенных с их использованием.

Пожары представляют собой особую опасность, так как вызывают большие материальные потери. Пожар может возникнуть при взаимодействии горючих веществ и окислителя при наличии источника зажигания. Источниками зажигания могут стать электронные схемы, устройства питания, где в результате различных нарушений могут образоваться перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать возгорание горючих элементов. Опасность взрыва отсутствует.

Основными причинами пожаров на подстанции являются:

- короткие замыкания;
- недопустимые перегрузки оборудования;
- отказ устройств РЗА;
- несоблюдение правил пожарной безопасности.

По средствам пожаротушения подстанция «Лемез-Тамак» относится к третьей группе. Пожаротушение этой группы обеспечивается первичными средствами:

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

ручными порошковыми и углекислотными огнетушителями, песком и передвижными средствами ближайшего пожарного депо.

На подстанции предусмотрен щит для хранения пожарного инвентаря и средств пожаротушения. Щит укомплектовывается инвентарем и средствами пожаротушения в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности и местными инструкциями по пожарной безопасности.

Для предупреждения пожаров проводятся инструктажи с обслуживающим персоналом с оформлением записи в журнале инструктажей под роспись. Разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства, а также оперативный план ликвидации пожара, и проводятся систематические тренировки персонала по тушению пожара.

## 7.8 Экологическая безопасность

К характерным факторам воздействия на окружающую среду модернизируемой подстанции «Лемез-Тамак» относятся:

- отчуждение земли под сооружение подстанции;
- шум, создаваемый распределительными устройствами;
- наличие маслонаполненного оборудования, что может привести к загрязнению почвы в результате аварийного слива масла;
- повышенная напряжённость электрических полей, создаваемых оборудованием подстанции.

При модернизации должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности подстанции «Лемез-Тамак»:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;
- соблюдению требований ГОСТов и санитарных норм в области: электрических полей, магнитных полей, электростатических полей, электромагнитных помех, шума, качества атмосферного воздуха, качества воды.

На территории подстанции необходимо предусмотреть устройства по сбору и удалению масла с целью исключения возможности растекания его при аварии по территории и попадания в водоемы.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов установлены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Газоотводы, выхлопные и предохранительные устройства выключателей расположены так, чтобы выброс жидкости или газа был направлен в сторону от места, где может находиться обслуживающий персонал. Системы вентиляции подстанции спроектирована так, чтобы концентрация опасных летучих веществ в помещениях не создавала угрозы жизни и здоровью людей, а также возможности возникновения взрывов и пожаров.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

На территории подстанции «Лемез-Тамак»: предусмотрены места (площадки) для сбора отходов в соответствии с установленными правилами, нормативами и требованиями в области обращения с отходами, в соответствии со ст. 10 ч. 3 ФЗ «Об отходах производства и потребления».

#### 7.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций

При возникновении ЧС решается комплекс специальных задач по ликвидации последствий, важнейшим из которых является проведение спасательных и других неотложных работ, направленных на спасение жизни и сохранение здоровья людей, на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для нее опасных факторов.

К основным возможным чрезвычайным ситуациям на модернизируемой подстанции «Лемез-Тамак» относятся:

- 1) аварии на электроэнергетическом оборудовании, что может привести к нарушению электроснабжения потребителей;
- 2) пожары на оборудовании подстанции.

Таким образом, аварии на электрооборудовании подстанции и в системе электроснабжения могут иметь местный характер и могут повлечь за собой серьезный ущерб экологии.

Основными причинами аварий на электроэнергетическом оборудовании подстанции являются:

- короткие замыкания;
- неправильность действий персонала при производстве оперативных переключений;
- прямые удары молнии в оборудование;
- недопустимые перегрузки оборудования;
- отказ устройств РЗА подстанции;
- нарушение правил эксплуатации оборудования.

Важную роль при определении возможных ЧС влияет географическое положение района, где расположена электрическая подстанция.

Модернизируемая подстанция «Лемез-Тамак» находится недалеко от лесного массива, в связи с этим возникает вероятность лесного пожара (особенно в летние месяцы). На подстанции «Лемез-Тамак» предусмотрены меры по тушению пожара. Вокруг подстанции сделан ров, предотвращающий переброс огня на её территорию.

Наводнение району, где расположена ПС, не грозит. Подстанция находится на возвышенности. Никаких дополнительных мер обеспечивающих работоспособность ПС при наводнении не предусмотрено.

Подземных толчков и землетрясений в районе нет.

Для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений на подстанции «Лемез-Тамак» установлены ограничители перенапряжения. Они устойчивы к старению и атмосферным загрязнениям, что в свою очередь повышает надежность ПС.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Подстанция устойчива к ураганам и сильным ветрам, т.к. вся ошиновка электрооборудования выполнена из алюминиевых труб и жестких шин прямоугольного сечения.

Вблизи ПС нет предприятий, которые при аварии могли бы создать чрезвычайные ситуации.

Выводы по разделу семь: В разделе проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, разработаны мероприятия по снижению их воздействия на обслуживающий персонал подстанции при проведении ремонтных и регламентных работ.

В результате модернизации оборудования подстанции «Лемез-Тамак» будут установлены современные микропроцессорные устройства РЗА, повышающие надежность работы подстанции за счет сокращения числа ложных срабатываний релейной защиты и автоматики.

Значительно повысится коэффициент готовности за счет снижения трудозатрат на ремонт и техническое обслуживание оборудования. Возможность автоматического и дистанционного управления процессами позволит сократить число персонала непосредственно находящегося на подстанции.

Все это снизит воздействие вредных и опасных производственных факторов на обслуживающий персонал подстанции «Лемез-Тамак», уменьшит влияние «человеческого фактора» и, как следствие, предотвратит возможность возникновения электротравм и иного производственного травматизма.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе выполнен расчет варианта модернизации релейной защиты и автоматики подстанции «Лемез-Тамак» с возможностью создания АСУ ТП подстанции.

1 В ходе проведенного анализа микропроцессорных защит был выбран набор микропроцессорных терминалов «Сириус» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

2 Выбранное оборудование РЗА обеспечивает не только комплекс основных и резервных защит подстанции, но и реализует дополнительные опции: осциллографирование аварийных событий, определение места повреждения, регистрация дискретных сигналов, связь с высшим уровнем наблюдения и управления, синхронизация времени, интерфейс пользователя, что позволяет создать полноценную АСУ ТП подстанции «Лемез-Тамак».

3 На основании расчетов токов короткого замыкания проведена проверка трансформаторов тока, выбраны и рассчитаны уставки защит.

4 Экономические расчеты подтвердили правильность выбора оборудования и эффективность модернизации.

5 При реализации данного варианта рассмотрены меры по организации безопасности жизнедеятельности и охране окружающей среды.

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ				

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Pandia. О перспективах развития электроэнергетики России. - <http://pandia.ru/text/77/251/87004.php>
- 2 Помощь по ГОСТам. РД 153-34.0-35.648-01 Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. - <http://www.gosthelp.ru/text/RD1533403564801Rekomendac.html>
- 3 Ковалёв, А. А. Анализ микропроцессорных устройств релейной защиты трансформаторов / А. А. Ковалёв, Е. А. Честюнин // Энергетика, электропривод, энергосбережение и экономика предприятий, организаций и учреждений : материалы молодежной межрегиональной научно-практической конференции, 24 апреля 2012 г., г. Екатеринбург / Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т электроэнергетики и информатики. - Екатеринбург, 2012. - С. 36-46.
- 4 Сушко, В.И. Микропроцессорные защиты присоединений 6–35 кВ. Сравнительный анализ // Информационно-справочное издание «Новости электротехники» 1(103) 2017 - <http://www.news.elteh.ru/arh/2007/44/09.php>
- 5 Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». Департамент науки и техники. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.31097
- 6 ЗАО «Радиус Автоматика». Устройство микропроцессорной защиты «Сириус2Л». Техническое описание, инструкция по эксплуатации, паспорт. – М., 2005
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового проектирования /Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с: ил.
- 8 Каталог устройств для сетей 0,4 – 220 кВ. ЗАО «РАДИУС Автоматика».- 32 с.
- 9 СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кв, ПАО «Россети».
- 10 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А.Шабад. - СПб.:ПЭИПК, 2003. -350 с.
- 11 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2006. – 496 с.
- 12 Федоров, В.А. Библия релейной защиты и автоматики / В.А. Федоров - Новосибирск, Новосибирский институт повышения квалификации, 2004 - 278 с.
- 13 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-ТЗ» от 24.06.2013 г. - М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
- 14 Руководящие указания по релейной защите. Вып.13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96 с.

					13.03.02.2017.535.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

- 15 Микропроцессорное устройство основной защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-ТЗ»: Руководство по эксплуатации, паспорт. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010. - 72 с.
- 16 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Под общ. ред. А.А. Федорова.- М.: Энергоатомиздат, 1996.
- 17 Шалин, А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.
- 18 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ РМ-016-2001 : РД 153.35.0-03.15000.- Введ. 2001-01-07. - СПб. : Издательство ДЕАН, 2003. - 208 с.
- 19 Электронный научный архив ТПУ. - <https://vunivere.ru/work10573/page14>
- 20 Правила устройства электроустановок. – 7-ое издание: утверждено Министерством энергетики РФ. Приказ от 8 июля 2002 г. №204. - Электротехническая библиотека Elec.ru - <http://www.elec.ru/files/2016/11/02/PUE-novredaktsijaelek.pdf>
- 21 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем - РД 34.35.310\_97. - Москва, 1997.
- 22 СТО 56947007-29.120.70.241-2017 Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА, ПАО «ФСК ЕЭС» - [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.120.70.241-2017.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.70.241-2017.pdf)
- 23 ЗАО «РАДИУС Автоматика» - <http://www.rza.ru/catalog>