

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Модернизация релейной защиты ГПП-3 ПАО «АВТОВАЗ»

Студент

А.Н. Сурков

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Консультанты

_____ (И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

_____ (И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы модернизации релейной защиты на ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ». Актуальность работы связана с необходимостью замены устаревшей электромеханической релейной защиты на современное микропроцессорное оборудование. В работе проведён анализ существующего положения релейной защиты, найдены причины сбоев в работе релейной защиты, произведены необходимые расчёты и подсчитан экономический эффект от модернизации.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 58 листах, содержит 20 таблиц, 6 рисунков. Графическая часть ВКР включает 6 чертежей формата А1. Список источников содержит 20 наименований, включая 9 электронных ресурсов.

Содержание

Введение.....	4
1 Существующее положение релейной защиты в энергосистеме	6
1.1 Свойства релейной защиты и автоматики	6
1.2 Роль ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ» в энергоснабжении предприятия. Строение РЗА на объекте модернизации.....	7
1.3 Трудности возникающие в ходе проведения модернизации релейной защиты.....	10
1.4 Плюсы и минусы внедрения микропроцессорной релейной защиты и автоматики и их особенности	12
2 Нахождение причин неправильной работы релейной защиты и возможные пути повышения надежности системы.....	15
2.1 Выявление причин неправильной работы релейной защиты и автоматики	15
2.2 Сравнение отечественных и мировых производителей микропроцессорной релейной защиты. Тенденция их применения в отечественной энергетике	20
3 Расчет электрических нагрузок ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ». Нахождение токов короткого замыкания. Расчет релейной защиты	29
3.1 Вычисление токов нагрузки на подстанцию для модернизации	29
3.2 Расчет токов короткого замыкания	32
3.3 Расчет релейной защиты подстанции.....	36
4 Экономический эффект за счет модернизации.....	47
Заключение	55
Список использованных источников	57

Введение

Сегодня электроэнергетика во всем мире развивается крайне быстро и происходит рост не только нагрузок, но и повышение эффективности энергосистемы. Энергосистема должна обладать высоким уровнем надежности, быть устойчивой к аварийным ситуациям, обеспечивать бесперебойную подачу электроэнергии не только промышленным предприятиям но и коммунально-бытовым организациям, сельскому хозяйству.

При аварийных режимах работы, возникают переходные процессы, которые не в силах отследить дежурный и обслуживающий персонал. Такие процессы длятся как правило секунды или десятые доли секунд. Чтобы отслеживать подобные явления управлять энергосистемой и не допускать развития аварии, используют устройства релейной защиты и автоматики.

Производители устройств релейной защиты постоянно работают над совершенствованием своей продукции и на смену электромеханическим реле приходят устройства на основе микропроцессора, они уже давно показывают себя в мировой энергетике как быстрое, надежное и чувствительное решение.

Микропроцессорные устройства обладают такими свойствами как многофункциональность, при должном уровне грамотности их удобно настраивать и эксплуатировать. Они выгодны с экономической точки зрения, так как снижают затраты на обслуживание и уменьшают ущерб при аварии за счет своего быстрого действия.

На АвтоВАЗе расположено 6 главных распределительных подстанций (ГПП), множество распределительных пунктов (РП) и большое количество потребителей, простой которых грозит миллионными убытками.

Выпускная квалификационная работа посвящена вопросу модернизации устаревшей электромеханической релейной защиты на современное оборудование с микропроцессорами на главной понизительной подстанции ПАО «АвтоВАЗ» №3. Актуальность данного вопроса

переоценить трудно, ведь нагрузка на растущем производстве с вводом нового высокомоощного оборудования возрастает, и повышается потребность в качественном и бесперебойно энергоснабжении предприятия, ведь новое оборудование стоит огромных денег и убытки от простоев такого оборудования или поломок колоссальны.

Цель работы. Модернизация релейной защиты и автоматики призвана повысить надежность энергоснабжения потребителей, снизить количество аварий и повысить эффективность работы ГПП №3.

Для достижения поставленной цель были выполнены задачи:

1. Изучено нынешнее положение релейной защиты и автоматики в энергосистеме на главной понизительной подстанции №3 ПАО «АвтоВАЗ»
2. Найдены причины сбоев в работе релейной защиты и пути повышения надежности работы системы.
3. Проведен расчет электрических нагрузок ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ». Найдены токи короткого замыкания. Проведены расчеты релейной защиты.
4. Подсчитан экономический эффект за счет модернизации.

1 Существующее положение релейной защиты в энергосистеме

1.1 Свойства релейной защиты и автоматики

Релейная защита и автоматика (РЗА) – комплекс защит, который предназначен выявлять и отделять (при аварии) поврежденные участки энергосистемы с целью минимизировать последствия аварии и оповещать дежурный персонал о наличии ненормального режима работы.

Релейная защита должна отвечать требованиям:

- **Селективность** – способность релейной защиты выявлять участок или элемент подверженный замыканию или перегрузке ближайшим к нему выключателем, локализуя участок, при этом, не затрагивая остальных участников энергосистемы.

- **Быстродействие** – возможность релейной защиты в кратчайшие сроки отделить поврежденный участок энергосистемы, не нарушая работу остальных потребителей. Главный показатель – это время с момента возникновения аварии в элементе или на участке до его отделения от энергосистемы.

- **Чувствительность** – возможность чувствовать и выявлять повреждения и ненормальные режимы работы в зоне ее чувствительности. Главным показателем является коэффициент чувствительности, возникающий в результате отношения минимально возможного сигнала к выставленному в защите значению тока срабатывания.

- **Надежность** – возможность релейной защиты срабатывать безотказно в любой момент времени при ненормальных режимах работы и всех видах повреждений в области, подконтрольной этой защите, не давать ложных срабатываний, а также, выявляя повреждения, не затрагивать исправные участки энергосистемы. Время безотказной работы и число отказов – главный показатель надежности.

1.2 Роль ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ» в энергоснабжении предприятия. Строение РЗА на объекте модернизации

На эксплуатацию главная понизительная подстанция глубокого ввода №3 ПАО «АвтоВАЗ» принята в 1997 году.

С ТЭЦ АвтоВАЗа поступает напряжение по воздушной линии ВДН-2 к трансформатору №1 по стороне 110 кВ. Кабельные линии ВА3-62 и ВА3-63 подсоединены к трансформаторам №2 и №3 на входе 110 кВ соответственно.

От ГПП-3 расходятся кабели 10 кВ, от них производится запитка «GM-АвтоВАЗ», цеха сварки В0, инструментального производства и многих других, расположенных на западе производственных корпусов АвтоВАЗа. Инструментальное производство, запущенное в 1969 году, является снабженцем инструмента и оснастки Волжского автомобильного завода. Автогигант производит около 1 млн. 400 тыс. единиц оснастки и инструмента для нужд автозавода.

Снабжение электроэнергией инструментального производства происходит с ГПП-3, ячеек № 9, 10, 42 и 79. Главным потребителем является цех 18/4 термообработки деталей, их закалочные печи. Также первостепенными потребителями электроэнергии являются цеха по производству механизированного инструмента, режущего и участок гальванопокрытий. Без электроэнергии ни в коем случае нельзя оставлять цех термообработки и закалки, это главный техпроцесс, который добавляет прочности продукции. Печи и соляные ванны постоянно должны находиться в состоянии готовности и в них должна поддерживаться постоянная температура, чтобы ни допустить брак.

Наблюдается рост производств, осуществляется установка нового, высокоомощного, энергоэффективного оборудования, потребление энергии вырастет, так же как и риск ненормальных режимов работы, аварий. Следовательно, и вероятность выхода из строя силовых трансформаторов тоже возрастет, устаревшая релейная защита не может гарантировать

безошибочную работу в силу своего возраста и надежности, которая, к слову сказать, не велика. Остановка производств чревата убытками и недопустима.

До 2009 года, на ГПП-3 было установлено два силовых трансформатора ТРДН 63000/110/10, потребляемая западной частью завода мощность росла из-за нового оборудования на производствах, и было принято решение об установке третьего трансформатора ТРДЦН 63000/110/10. Его оснастили новейшей микропроцессорной релейной защитой компании АВВ SPAC 801 и 804. Устройство SPAC 801-033 следит за защитой, управлением и автоматикой вводов 10/110 кВ, за защиту, управление и автоматику секционных выключателей отвечает SPAC 801-02, управление и автоматику ТН 10 кВ доверили устройству SPAC 804. Второй и третий трансформатор остались на старой электромеханической защите.

На отходящих линиях 10 кВ была смонтирована защита от замыкания на землю, МТЗ, дуговая защита, защита секционных выключателей, ТО, установлена продольная дифференциальная защита от внутренних повреждений трансформатора и присутствует АРВ.

В таблице 1 приведены свойства трансформаторов ТРДН 63000/110.

Таблица 1 – Свойства трансформаторов ТРДН 63000/110

Трансформатор, марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение к.з., %	Ток х.х., %
		ВН	НН		х.х.	к.з.		
ТРДН- 63000/110-У1, УХЛ1	63000	115	6,3-11,0	Yн/D-D- 11- 11	35,0	245,0	10,5	0,25

В следующих таблицах показаны установленные на ГПП-3 элементы электромеханических устройств релейной защиты и автоматики, их характеристики.

Таблица 2 – Реле тока серии РТ40

Марка	Диапазон чувствительности, А	При последовательном соединении катушек		
		Рабочий ток, А	Рассчитан на температуру, А	
			Продолжительность 1 с	Продолжительная нагрузка
РТ40/20	4,9...26	5,0...10,0	350	18,0

Таблица 3 – Промежуточные реле

Марка	Рабочее напряжение, В		Диапазон чувствительности, А	Напряжение срабатывания, В		Напряжение срабатывания, %Uном
	Перем. тока	Пост тока		Перем. тока	Пост тока	
РП-12	36...200	-	0,07...6	24...240	24...240	85
РП-252	-	24...230	0,07...3	24...240	24...240	80
РП-25	36...220	-	0,07...6	24...240	24...240	75
РП-23	-	12...230	0,07...3	24...240	24...240	85
РП-256	36...200	-	0,07...6	24...240	24...240	75

Таблица 4 – Реле напряжения серии РН-54

Марка	Реле рассчитано на измерение напряжения	Номинальное напряжение, В		Напряжение коммутации, В		Коэффициент возврата	Рассчитан на ток
		II диапазон	I диапазон	II диапазон	I диапазон		
РН 54/160	Минимальное	180	75	75-185	35-70	Не более 1,15	Переменный, частоты 50 и 60 Гц

Таблица 5 – Реле времени серии РВМ

Тип	Уставки по току коммутации*		Диапазон регулирования, сек	Разброс времени**, сек
	Первичные обмотки трансформаторов соединены параллельно	Первичные обмотки трансформаторов соединены последовательно		
РВМ 12	6	2,8	0,4-3,5	0,16

* - под током срабатывания имеется наименьший ток, в результате разность по времени не больше значений указанных в таблице;

** - разброс времени показан при повышении тока в первичной обмотке насыщающегося трансформатора от $I_{ср}$ до $20 \times I_{ср}$.

Таблица 6 – Реле времени серии ЭВ

Марка	Разность срабатывания*, сек	Диапазон счетчика, сек	Время в замкнутом состоянии**, сек
ЭВ 235	0,32	0,7-10	0,1-0,84
ЭВ 225	0,17	0,18-4,7	0,1-0,73

* -под разностью имеется разность между наибольшим и наименьшим значением времени при U_n на катушке (температура окружающей среды $+20^\circ\text{C}$);

** - для временно замыкающего контакта.

1.3 Трудности возникающие в ходе проведения модернизации релейной защиты

«Большая часть фирм, выпускающих устройства релейной защиты и автоматики, завершают производство электромеханических реле в пользу новой, цифровой, элементной базы. Новая база не заменяет основные тезисы релейной защиты и электроавтоматики, а лишь дополняет её, увеличивает

функциональные возможности и облегчают эксплуатацию». Микропроцессорные устройства стремительно занимают место стареющих электромеханических устройств РЗА. Однако всё ещё имеются проблемы, которые препятствуют внедрению микропроцессорной защиты во многие энергообъекты.

В наше время главным условием, определяющим надобность технической модернизации устройств релейной защиты и автоматики, считается наличие в работе свыше 62% устройств, срок безаварийного использования которых больше 25 лет, и которым нужна замена или модернизация. Число таких устройств растет год от года, но при этом, замена старых устройств РЗА проходит в недостаточных объемах из-за нехватки квалифицированного персонала и финансовых возможностей у эксплуатирующих эти устройства организаций.

Большая часть предприятий, которые эксплуатируют устаревшие реле, не умеют возможности одновременно произвести замену старых реле на новые по причине большой цены на микропроцессорные блоки защиты, в особенности иностранных производителей. Плюс к этому, далеко не каждое импортное устройство микропроцессорной защиты обладает инструкцией, корректно переведенной на русский язык. Это является организационной причиной сбоев в работе (таблица 8).

Российские производители стараются не отставать и противопоставляют МУРЗ отечественных заводов, плотно занимающихся активным проектированием и повсеместным введением на подстанции и не только блоков микропроцессорной защиты российских производителей, которые смотрятся лучше за счет цены, и у них присутствует хорошего качества техническая документация на понятном монтажнику и наладчику языке, это способствует уменьшению ошибок во время наладки и установки. Есть часть отечественных заводов, что используют в своей продукции узлы и комплектующие крайне низкого уровня качества, что влечет частые поломки, наладку и ремонт блоков отечественного производства.

С повышением технической сложности оборудования, необходимо уделить время обслуживающему персоналу, его необходимо обучить и оснастить оборудованием для испытания и наладки. Еще, новые блоки релейной защиты уязвимы перед электромагнитными излучениями, их необходимо экранировать, а накопительные токи направлять в землю. Это приведет к дополнительным тратам на монтажные работы.

1.4 Плюсы и минусы внедрения микропроцессорной релейной защиты и автоматики и их особенности

Особенностью микропроцессорных блоков, которая облегчает их использование, считается способность к самодиагностике. Это стало возможно за счет процессора, который работает циклически и отвечает за проверку по установленному в нем алгоритму. Специальные фрагменты этой программы выполняют самотестирование микропроцессорного устройства защиты.

Существуют режимы диагностирования/контроля:

- Ошибки тракта цифрового или аналогово преобразователей (АЦП), затрагивает все узлы, входящие в него, выявляются методом повторяющегося замера главного (не изменяющегося со временем) напряжения. Если проверка выявляет расхождение последнего и предыдущих замеров, подается оповещающий сигнал о неисправности.
- Исправность оперативного запоминающего устройства испытывают, записывая в ячейки ранее известные числа и сопоставляя значения, извлеченные при дальнейших проверках.
- На целостность, обмотки реле проверяются путем подачи на них напряжения, и контроле протекания его по обмотке.
- Иногда производится контроль микропроцессора, блока питания. Замеряются параметры узлов устройства.

В случае, когда отвечающий за самоконтроль микропроцессор ломается, в блоке имеется отдельный счетчик попыток. Конечно же тест не

гарантирует сто процентной гарантии на исправность. За объемы тестирования отвечают разработчики, они с учетом монтажа блока задают параметры. Как правило, тестированием удается охватить приблизительно 80-95 % всех узлов устройства. Производители, конечно же, стараются как можно больше пунктов охватить своим тестированием.

Надежность работы любого устройства рекомендуется рассматривать в двух направлениях: безотказность блока и надежность всех, входящих в систему узлов, куда внедрен блок. Качество любого микропроцессорного блока зависит в первую очередь от числа комплектующих элементов и их качества. Как пример посмотрим на два устройства с одинаковыми возможностями. Первое основано на аналоговом принципе действия, второе использует цифровой. Эти изделия обладают близкими степенями надежности. Наверняка, что более надежным покажется устройство, произведенное с использованием наименьшего числа элементов. У аналоговых устройств величина аппаратной составляющей растет пропорционально с ростом числа реализуемого функционала и их сложности, а у цифровых устройств величина аппаратной части практически не изменяется при вариациях трудности алгоритма в весьма и весьма широких пределах.

Если посмотреть с другого угла, для цифровых изделий свойственен постоянный самоконтроль цифровой составляющей и заложенной программы. Самотестирование очень сильно прибавляет в надежности микропроцессорной защиты за счет своевременной сигнализации персоналу о случаях неисправности аппаратной части. Благодаря этому можно без промедления принимать меры по восстановлению работоспособности комплекса релейной защиты. В то же время в аналоговых системах релейной защиты, зачастую предусматриваются лишь периодические испытания и контроль работоспособности аппаратной начинки, вдобавок с участием обслуживающего персонала. При периодическом контроле случается эксплуатация поврежденной системы релейной защиты в течение весьма

продолжительного времени — до случая очередной плановой проверки. Тем самым, можно сказать о куда большей надежности функционирования цифровых аппаратов. Это означает, что цикл их технического обслуживания, возможно, теоретически увеличить до 10-12 лет. Но пока отсутствует существенный практический опыт, разделяющий это положение. Исходя из этого, в энергосистемах имеется тенденция, говорящая о сохранении их осмотра и испытания на величине электромагнитных защит раз в 6 лет. Но, беря во внимание функцию самотестирования, частоту испытаний возможно существенно уменьшить. Помимо того, нужно иметь в виду то, что по-прежнему в цепях защиты, будут присутствовать еще и устаревшие вторичные цепи, которых могла не коснуться модернизация и которые по-прежнему требуют периодической проверки и испытания. Еще один аспект необходимо иметь в виду: во время программирования устройства защиты из-за недостаточного знания аппаратуры велика вероятность ввести ошибки, поэтому необходимо сохранить и первичный профилактический контроль, предназначенный выявить и устранить ошибки, а также выявить отказы во время первичной «приработки» устройств.

Необходимо помнить, что если защита в процессе проверки обнаружит неисправность, то оборудование остается без защиты. Следовательно, должны быть оставлены требования о ближнем и дальнем резервировании. Также необходимо позаботиться о дублирующей защите, если резервирование мало эффективно, главным образом на ответственных участках энергосистемы.

В последнее время на ПАО «АвтоВАЗ» проводится оптимизация труда (сокращения). Много обслуживающего персонала, инженеров покинули производство. В данный момент трудится около 6 работников, они обслуживают защиту на всем предприятии и за его пределами. В этой связи, путь по модернизации РП и подстанций на микропроцессорные блоки выглядит обоснованным и актуальным.

2 Нахождение причин неправильной работы релейной защиты и возможные пути повышения надежности системы

2.1 Выявление причин неправильной работы релейной защиты и автоматики

Чтобы найти возможные причины отказов, увеличения точности работы и повышения надежности защиты, понадобится изначально определить наиболее встречающиеся причины отказов защиты.

На рисунке 1 показана тенденция уменьшения со временем числа электромеханических реле и приход им на смену микропроцессорных защит.

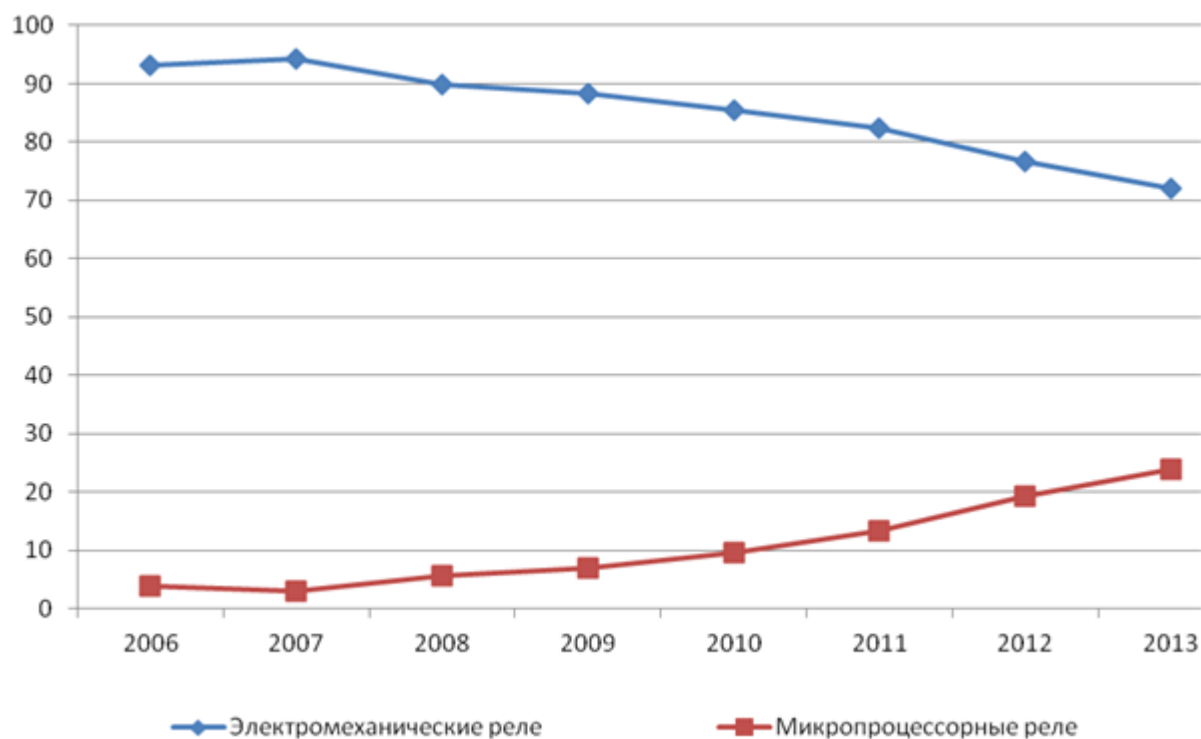


Рисунок 1 - Тенденция уменьшения со временем числа электромеханических реле и приход им на смену микропроцессорных защит

ОРГРЭС и ФСК ЕЭС предоставили сведения, представленные на рисунке 1, откуда заметно, что применение микропроцессорной релейной защиты в энергетических системах возрастает с каждым годом, в то же время как от электромеханической релейной защиты постепенно уходят. Это

связано с тем, что большая часть аварий по причине электромеханики повторяется из-за устаревания узлов и блоков защиты, а также кабелей. В таблицах 7-10 показан анализ технических отказов и организационных неточностей, повлекших за собой неправильную работу электромеханики, а также микропроцессорной защиты.

В таблице 7 приведены организационные первопричины неправильного срабатывания электромеханических защит.

Таблица 7 - Организационные первопричины неправильного срабатывания электромеханических защит

Организационные причины	Число неправильных срабатываний					
	2011г.		2012г.		2013г.	
	%	число	%	число	%	число
Ошибочные действия эксплуатирующего персонала	9	6	2	1	4	3
Ошибочные действия ремонтного персонала	2	1	2	1	5	6
Ошибки оперативного персонала	1	1	2	1	2	2
Неправильная работы РЗА	14	7	14	8	18	7
Старение оборудования (реле, блоков, кабелей)	76	48	80	39	79	38
Итого:	100	63	100	50	100	51

В таблице 8 показаны аварийные случаи, виной чему послужили организационные ошибки в микропроцессорной защите.

Таблица 8 - Аварийные случаи, виной чему послужили организационные ошибки в микропроцессорной защите

Организационные причины	Число неправильных срабатываний					
	2012г.		2013г.		2014г.	
	%	число	%	число	%	число
Ошибочные действия ремонтного персонала	-	-	0,8	1	0,9	1
Ошибки оперативного персонала	1,4	2	1,5	2	1,8	2
Неправильная работы РЗА	5,2	9	9,7	13	5,7	4
Ошибки в проектировании	14,1	22	6	7	9,2	7
Ошибки при монтаже или наладке оборудования	30,4	46	28,3	36	21,3	22
Брак с завода-изготовителя (аппаратная часть)	17,6	23	22,7	31	23,7	29
Ошибки разработчиков (логическая часть или программные ошибки)	6,4	7	5,2	7	2,9	5
Ошибочные действия эксплуатирующего персонала	0,9	1	4,2	5	0	0
Неустановленные причины	2,2	3	3,6	5	2,6	6
Иные причины	17,5	29	15,2	19	26,8	25
Старение оборудования (реле, блоков, кабелей)	6,3	8	1,6	2	3,5	4
Итого:	100	150	100	128	100	108

Глядя на таблицы 7 и 8, можно сделать вывод, что обслуживающий персонал совершает куда меньше ошибок, когда работает с реле на электромеханике, нежели с микропроцессорными. Глядя на это, можно утверждать, что электромеханические реле знакомы обслуживающему персоналу, а микропроцессорные блоки сложны в освоении и персонал допускает больше ошибок в наладке и при работе с ними. Значительное количество аварий по вине электромеханических реле происходит из-за старения кабеля и старения самого блока реле. Число аварий реле на электромеханике в два с половиной раза выше, чем у блоков, основанных на

микропроцессорной защите (101 к 39 соответственно).

Далее сравним число ошибочных отключений электромеханических устройств релейной защиты по технической причине. В таблице 9 показаны ошибочные отключения электромеханических устройств релейной защиты по технической причине.

Таблица 9 - Ошибочные отключения электромеханических устройств релейной защиты по технической причине

Технические причины	Количество неправильных срабатываний			
	2012г.		2013г.	
	%	число	%	число
Обрыв кабеля	26	17	19	14
Поломки по аппаратной части	42	36	49	38
Ошибочные действия персонала при оперировании устройствами РЗА	3	2	1	1
Старение оборудования (реле, блоков, кабелей)	16	13	16	13
Ошибки в подключении и выбранных уставках	9	7	11	9
Несоблюдение директивных предписаний и инструкций	4	3	3	2
Итого:	100	78	100	76

В таблице 10 показаны ошибочные отключения микропроцессорной релейной защиты по техническим причинам.

Таблица 10 - Ошибочные отключения микропроцессорной релейной защиты по техническим причинам

Технические причины	Количество неправильных срабатываний			
	2013г.		2014г.	
	%	число	%	число
Выход из строя блоков питания и их цепей	5,1	7	8,2	9
Ошибочно выбранные уставки	8,7	9	11,3	12
Неправильно измененные уставки	4,8	6	4,8	5
Неправильно собранные схемы	5,1	7	4,5	5
Ошибки в заданных схемах	6,2	5	2,6	3
Ошибки наладки при работе со шкафами управления, цепями и блоками	2,1	2	0,8	1
Неисправные трансформаторы напряжения и их кабели	0,9	1	0,8	1
Поломки электромеханической аппаратуры	-	-	1,9	3
Обрывы в оперативных цепях	10,8	14	3,7	4
Поломки микроэлектронной и полупроводниковой аппаратуры	0,9	1	0,8	1
Поломки высокочастотной составляющей	4,8	5	0,9	1
Неправильная работы и поломки микропроцессорной аппаратуры	16,5	19	16,7	17
Неисправности элементов вторичной коммутации	10,3	14	12	13
Сбои на программном уровне. Ошибки обеспечения и логической части	10,5	14	5,6	5
Несоблюдение директивных материалов и инструкций	2,6	3	-	-

Продолжение таблицы 10

Неверно прописанные инструкции по обслуживанию и наладке	-	-	3,9	4
Ошибочные действия персонала при оперировании устройствами РЗА	0,9	1	0,8	1
Иные технические причины	6,8	9	15,5	16
Неустановленные технические неполадки	5,7	7	4,8	5
Старение оборудования (реле, блоков, кабелей)	0,9	1	0,8	1
Итого:	100	128	100	108

Из таблицы 10, делаем вывод, что большая часть технических неисправностей, связанных с микропроцессорными устройствами релейной защиты, все так же остается: оплошности монтажно-наладочных бригад, из-за брака на заводе, ошибки в проектировании и инженеров, делающих расчеты. Следует заострить внимание, что вероятность неправильной работы микропроцессорной релейной защиты по этим причинам возрастает более чем в 5 раз в сравнение с электромеханическими устройствами релейной защиты и автоматики. Возможно, это причина недостаточно полной подготовки работников, которые обслуживают устройства релейной защиты. Недостаточно грамотных проектировщиков, монтажных и наладочных организаций, незнание методик расчетов уставок.

2.2 Сравнение отечественных и мировых производителей микропроцессорной релейной защиты. Тенденция их применения в отечественной энергетике

В наше время, повсеместно производят сотни моделей микропроцессорных устройств релейной защиты от десятка известных и не очень производителей. В этой связи, МУРЗ, несмотря на схожие конструкции и исполнение, получаются не взаимозаменяемыми и не совместимыми друг с другом, а ремонт большей части моделей микропроцессорных защит либо

чрезвычайно сложен, либо совсем невозможен.

Ведущими мировыми изготовителями микроэлектронных систем релейной защиты считаются: ABB, Siemens, Schneider Electric.

На российском же рынке, лидируют производители фирм: ЭКРА, ИЦ Бреслер, РАДИУС Автоматика, НТЦ Механотроника, Чебоксарский Электроаппаратный завод (ЧЭАЗ).

На рисунке 2 показана диаграмма применения микропроцессорных устройств релейной защиты разных производителей на производствах в России в 2012 году.

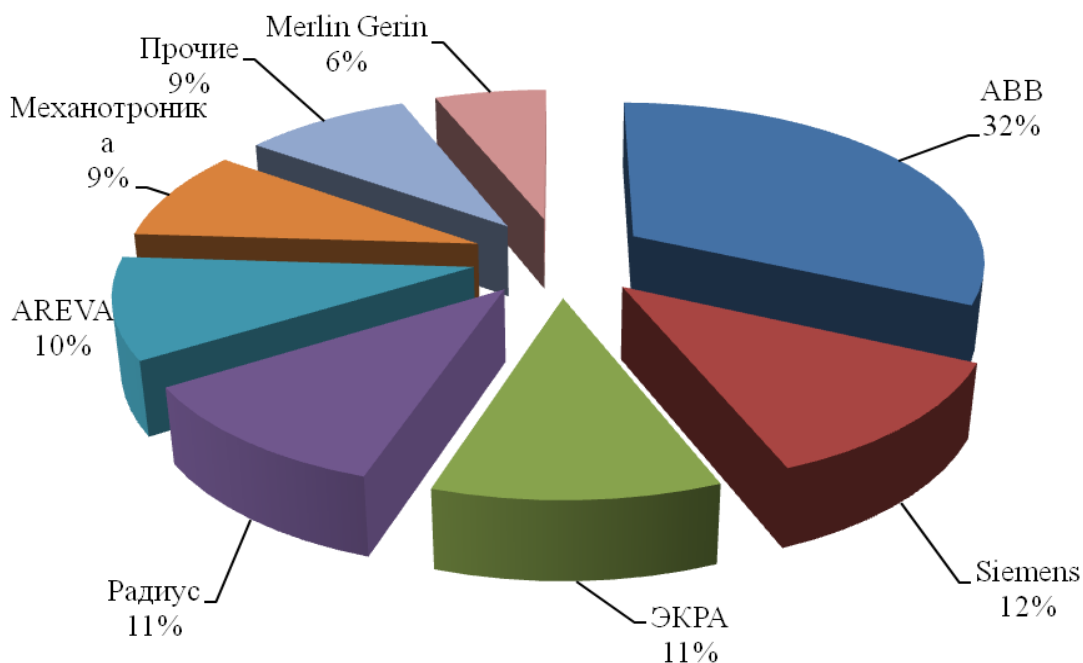


Рисунок 2 - Применение МУРЗ разных производителей на производствах в России в 2012 году

На рисунке 3 показана диаграмма применения микропроцессорных устройств релейной защиты разных производителей на производствах в России в 2016 году.

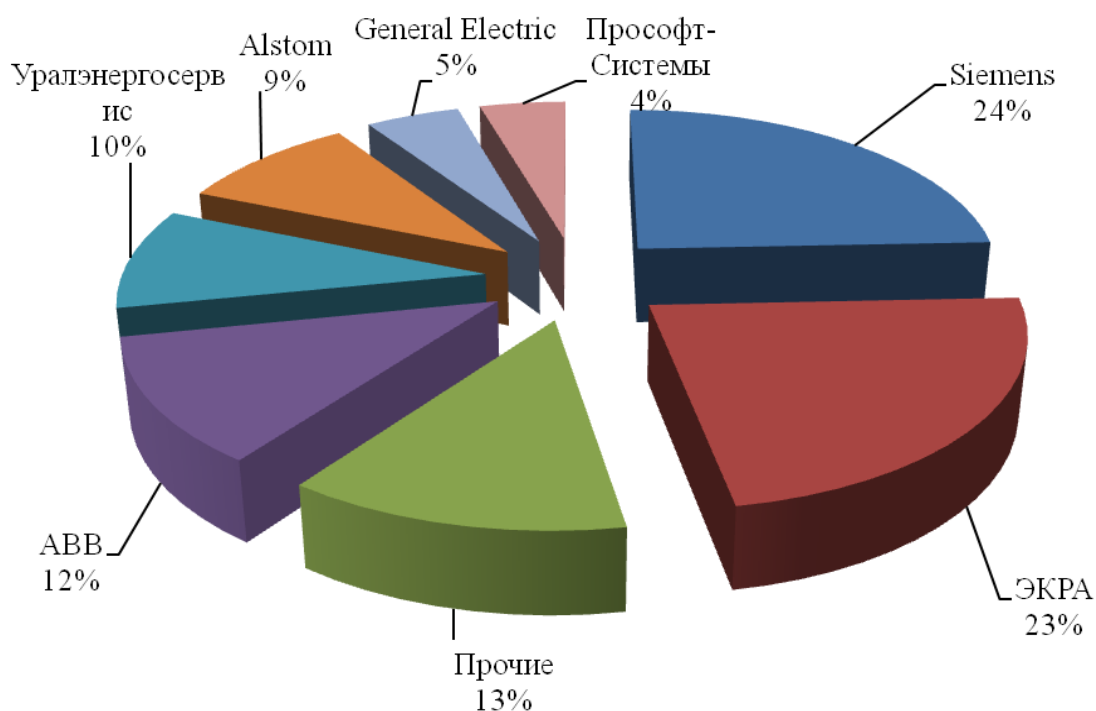


Рисунок 3 - МУРЗ разных производителей на производствах в России в 2016 году

На приведенных выше сравнениях мы видим, что за четыре года произошел рост установок Российских блоков релейной защиты «ЭКРА» и прирост составил 12%, еще выросло использование оборудования «Siemens» на 200%, тем самым сместив фирму «АВВ» на третье место (с 32 до 12%). Это стало возможно потому, что «ЭКРА» имеет широкий выбор продукции, предназначенной на какие угодно виды напряжений, сравнительно малую цену релейных защит и автоматики, надежные компоненты, сборку, применяемые при изготовлении микропроцессорных устройств релейной защиты. Тем же требованием соответствует компания «Siemens» из Германии и «АВВ», расположенная в Швеции, выпускающая продукцию релейной защиты и автоматики на заводах города Чебоксары.

На некоторых РП и ГПП ПАО «АвтоВАЗ» уже смогли себя отлично показать МУРЗ отечественного завода «ИЦ Бреслер» (серия ТЭМП) и «АВВ» (серия SPAC) шведского производителя. Продукция этих производителей крайне редко выходила из строя и дает сбои во время работы. Еще на предприятии, применяются микропроцессорные устройства релейной защиты фирм НТЦ Механотроника, РАДИУС, но со слов обслуживающего

персонала, данные устройства часто выходят из строя по вине плохих комплектующих.

Проведем сравнительный анализ некоторых производителей передовой релейной защиты, по итогам которых для модернизации релейной защиты на главной понизительной подстанции №3 подберем блоки, которые будут соответствовать необходимым запросам в защите и обладать приемлемой стоимостью.

В таблицах 11-13 показано сопоставление имеющихся возможностей МУРЗ фирм SPAC 801.03, БМРЗ-ВВ, Sepam 1000+ S41, ТЭМП 2501-1Х и ALSTOM MiCOM P 127.

Таблица 11 – Защита вводных выключателей

Имеющаяся функция	SPAC 801.03	БМРЗ-ВВ	Sepam 1000+ S41	ТЭМП 2501-1Х	ALSTOM MiCOM P 127
МТЗ	МТЗ 3 ступени	МТЗ с пуском по напряжению 3 ступени	МТЗ 4 ступени пуск по напряжению программируется	МТЗ 3 ступени пуск по напряжению	МТЗ 3 ступени пуск по напряжению программируется
ЗОФ	Защита от несимметричной работы нагрузки	есть	Максимальная обратной последовательности / небаланса	есть	Максимальная обратной последовательности / небаланса
МТЗ направленная	Отсутствует	1 ступень	Отсутствует	Отсутствует	3 ступени
ЗНЗ ненаправленная	3 ступени	Сигнализация ОЗЗ	4 ступени	3 ступени	3 ступени
ЗНЗ направленная	Отсутствует	Отсутствует	2 ступени	Отсутствует	3 ступени
Защита по направлению мощности	Отсутствует	Не требуется т.к. Есть ЗПП	Макс. Направленная активной мощности	Не требуется т.к. Есть ЗПП	Защита по мощности (P0 или I0 Cos)
Защита от повышения напряжения нулевой последовательности	Отсутствует	Отсутствует	2 ступени	Отсутствует	1 ступень
Защита минимального напряжения	Отсутствует	Отсутствует	2 ступени	2 ступени	2 ступени
Защита макс. частоты	Отсутствует	Отсутствует	2 ступени	Отсутствует	Отсутствует

Продолжение таблицы 11

Защита мин. частоты	Отсутствует	Не требуется т.к. Есть ЗПП	4 ступени	Не требуется т.к. Есть ЗПП	Отсутствует
ЗПП	Отсутствует	ЗПП	Программируется	ЗПП	Программируется
АПВ	АПВ	АПВ	АПВ 4 цикла	Двухкратное АПВ	АПВ 4 цикла
УРОВ	УРОВ	УРОВ	УРОВ	УРОВ	УРОВ
АВР	Отсутствует	АВР	Программируется	АВР	Программируется
ЛЗШ	ЛЗШ				
Дуговая защита	Вход				
Технический учет электроэнергии	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Есть
Аварийный осциллограф	Отсутствует	Регистрация параметров аварийных событий 2 точек/период 9 записей	7 аналоговых 10 дискретных 12 точек/период до 19 записей максимум 10 сек. предыстория 0-99 периодов	Регистрация пуска/срабатывания защит; Предварительная запись (0,5с.), запись аварии (от 0,5-5с.), объем (35с.)	4 аналоговых 16 дискретных 20 точек/период 5 записей максимум 3 сек. предыстория

Таблица 12 – РЗА для секционных выключателей

Имеющаяся функция	SPAC 801.02	БМРЗ-СВ	Sepam 1000+ S40	ТЭМП 2501-1X	ALSTOM MiCOM P 127
ЗОФ	Защита от несимметричной работы нагрузки	ЗОФ	Максимальная обратной последовательности / небаланса	ЗОФ	Максимальная обратной последовательности / небаланса
МТЗ	МТЗ 3 ступени пуск по напряжению				
ЗНЗ ненаправленная	3 ступени	Сигнализация ОЗЗ	4 ступени	3 ступени	3 ступени
УРОВ	УРОВ				
Защита минимального напряжения	Отсутствует	Отсутствует	2 ступени	2 ступени	2 ступени
АВР	Нет	АВР	Программируется	АВР	Программируется
ЛЗШ	ЛЗШ				
Дуговая защита	Вход				

Продолжение таблицы 12

Технический учет электроэнергии	Отсутствует	Отсутствует	Есть	Отсутствует	Есть
Аварийный осциллограф	Отсутствует	Регистрация параметров аварийных событий 2 точек/период 9 записей	7 аналоговых 10 дискретных 12 точек/период до 19 записей максимум 10 сек. предыстория 0-99 периодов	Регистрация пуска/срабатывания защит; Предварительная запись (0,5с.), запись аварии (от 0,5-5с.), объем (35с.)	4 аналоговых 16 дискретных 20 точек/период 5 записей максимум 3 сек. предыстория

Таблица 13 – РЗА линий

Наименование функций защит и автоматики	SPAC 801.01	БМРЗ-КЛ	Sepam 1000+ T20	ТЭМП 2501-1X	ALSTOM MiCOM P 123
МТЗ	МТЗ 3 ступени				
ЗНЗ ненаправленная	3 ступени	Сигнализация ОЗЗ	4 ступени	3 ступени	3 ступени
ЗОФ	Защита от несимметричной работы нагрузки	ЗОФ	Максимальная обратная последовательности / небаланса	ЗОФ	Максимальная обратной последовательности / небаланса

Продолжение таблицы 13

УРОВ	УРОВ				
ЛЗШ	ЛЗШ				
Аварийный осциллограф	Отсутствует	Регистрация параметров аварийных событий 2 точек/период 9 записей	8 аналоговых 10 дискретных 12 точек/период до 2 записей максимум 86 периодов. предыстория	Регистрация пуска/срабатывания защит; Предварительная запись (0,5с.), запись аварии (от 0,5-5с.), объем (35с.)	4 аналоговых 16 дискретных 20 точек/период 5 записей максимум 3 сек. предыстория
Дуговая защита	Вход				
Технический учет электроэнергии	Отсутствует				

3 Расчет электрических нагрузок ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ».

Нахождение токов короткого замыкания. Расчет релейной защиты

3.1 Вычисление токов нагрузки на подстанцию для модернизации

В таблице 14 показана полная мощность, потребителей ГПП-3.

Таблица 14 – Полный список потребителей ГПП №3 ПАО «АвтоВАЗ»

Потребитель	Полная мощность S_{\max} , МВА	Коэффициент мощности, $\cos\varphi$
Вспомогательные и второстепенные цеха	19	0,85
Участок с компрессорами	0,4	0,8
Участок с печами	2,6	0,8
РП-22	2,2	0,8
Бытовые помещения	9	0,8
Участок с насосами	2	0,84
Участок механо-сборочной линии	6,4	0,85
Корпус пластмассовых изделий	3,6	0,85
РП-24	19	0,8
РП-26	3	0,8
РП-22	23,4	0,8

Продолжение таблицы 14

РП-33	14,85	0,8
РП-32	4,647	0,8
РП-31	6,855	0,8

По результатам таблицы полная потребляемая мощность равна 116,98 МВА. Если представить что все потребители включились одновременно, то найдем коэффициент полной загрузки трансформаторов. Воспользуемся формулой (1), коэффициент будет равен:

$$K_3 = \frac{S_H}{S_{H.T} \cdot n_T} \quad (1)$$

$$K_3 = \frac{116,98}{63 \cdot 3} = 0,62$$

Если вывести в ремонт один из трансформаторов или если случится его поломка, то исправные трансформаторы продолжают работать при коэффициенте равном:

$$K_3 = \frac{116,98}{63 \cdot 2} = 0,93$$

Полученный коэффициент допустим при достаточно долгой работе трансформатора.

Так как одновременного включения всех потребителей маловероятно можно уверено заявить, повседневная загрузка трансформаторов на ГПП-3 ниже тех, на какие они рассчитаны. В таблице 15 показаны нагрузки секций шин подстанции, взятые с регистрирующих приборов в момент наивысшей загрузки трансформаторов.

Таблица 15 – Реальная нагрузку ГПП-3 в момент наивысшей загруженности

Параметр	Секции шин 10 кВ					
	1 СШ Т1	2 СШ Т1	3 СШ Т2	4 СШ Т2	5 СШ Т3	6 СШ Т3
Потребляемая нагрузка S, МВА	6,068	5,677	9,270	20,524	18,089	15,422
Максимальный ток, I _{max} , А	309	363	500	1218	1204	750
Полная потребляемая мощность S _Σ , МВА	75,15					

Во время наибольшей нагрузки общая потребляемая мощность равна 75,15 МВА; выводя один трансформатор в ремонт, оставшиеся два трансформатора, продолжают работу с коэффициентом загрузки:

$$K_z = \frac{75,15}{63 \cdot 2} = 0,6$$

Из этого сделаем вывод о том, что трансформаторы, установленные на ГПП-3 не перегружены и имеют большой запас по мощности. Они способны выдержать неблагоприятные аварийно высокие нагрузки достаточно продолжительный период времени.

На рисунке 4 представлен график нагрузок ГПП-3 за год.

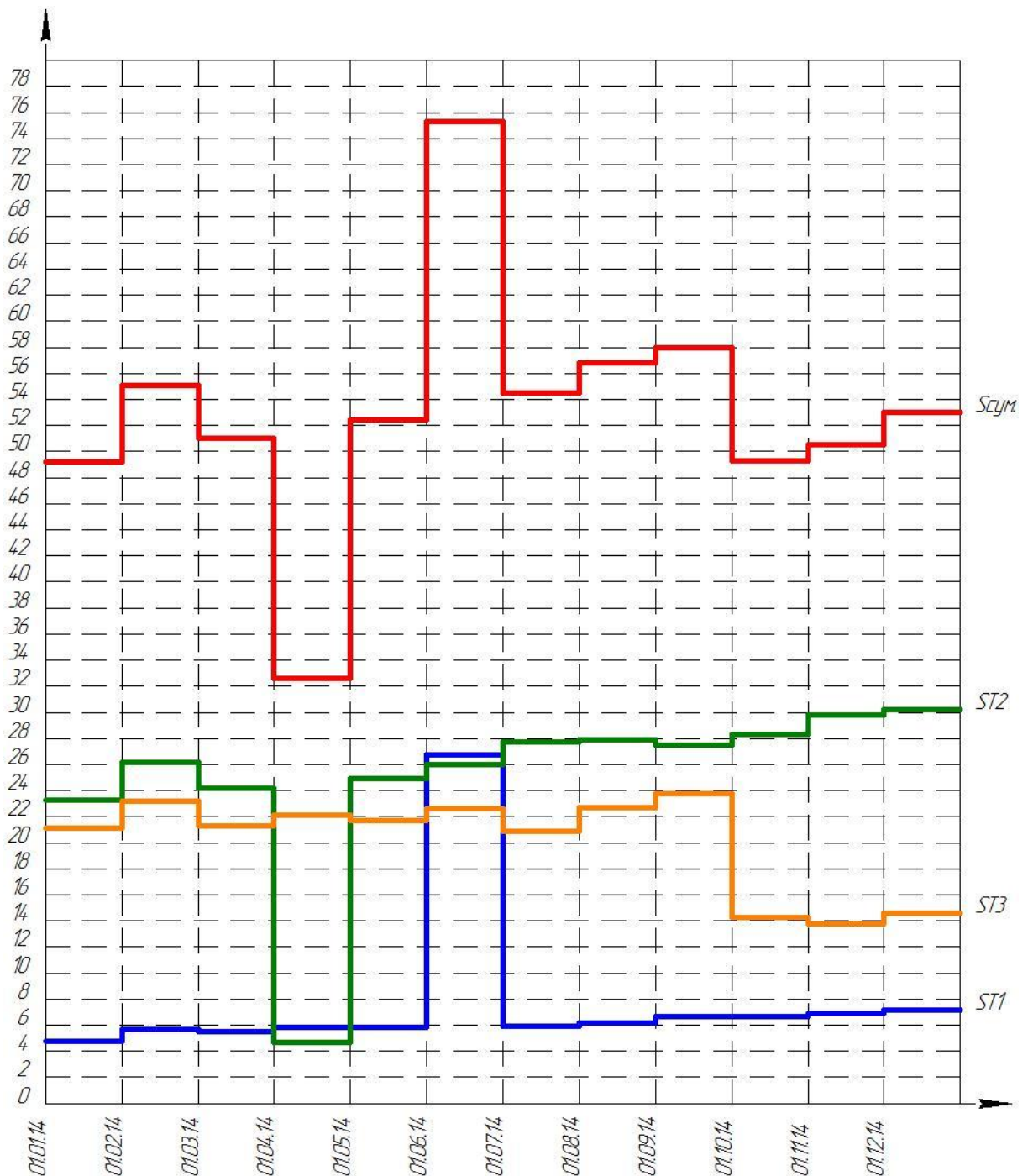


Рисунок 4 – График нагрузок за год

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Оборудование должно выдерживать аварийные режимы работы. Для подбора такого оборудования надо произвести расчет токов короткого замыкания. Что бы составить расчет, для начала необходимо составить схему

замещения; в нее войдут питающая линия, система и непосредственно силовой трансформатор.

Расчетная и схема замещения изображены на рисунке 5

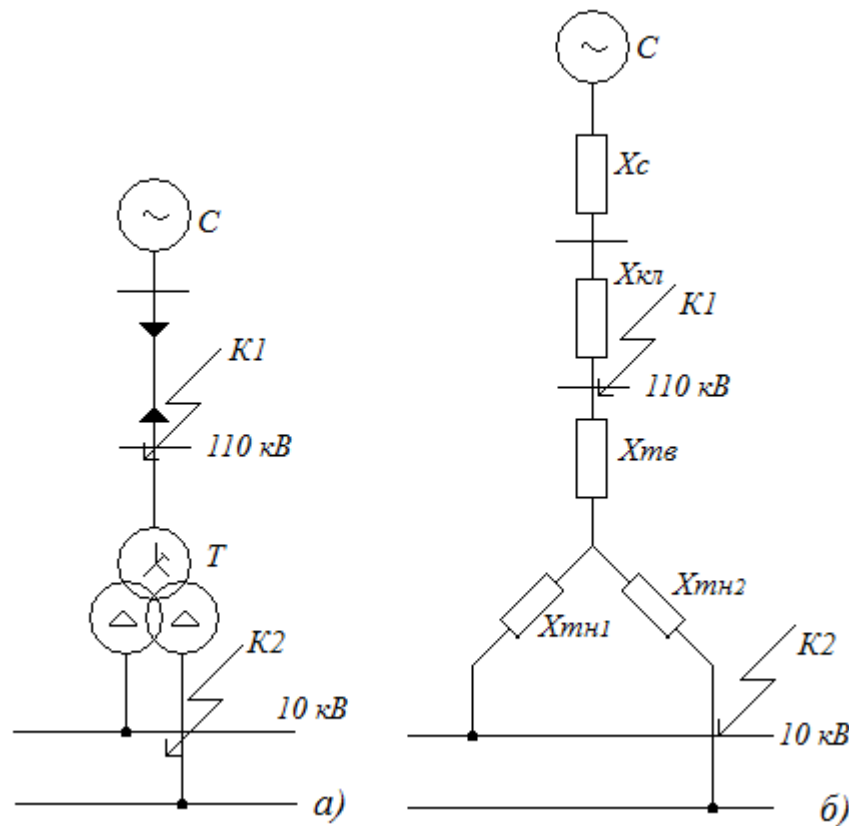


Рисунок 5 – а) Схема расчетная; б) Замещения схема

Затем находим параметры узлов схемы замещения. Для начала необходимо найти величину сопротивления по формуле (2):

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}, \quad (2)$$

$S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, в вычислениях берется число кратное 10, в этом вычислении за базисную мощность взято значение 100 МВА;

S_k – мощность короткого замыкания; берется 4000 МВА;

$$X_c = \frac{100}{4000} = 0,025$$

Находим сопротивление кабельной линии. На него влияет число параллельно запитанных кабелей, сечения жилы кабеля и протяженности

линии. Воспользовавшись формулой (3) найдем полное сопротивление кабельной линии:

$$X_{кл} = x_0 \cdot l_{кл} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}, \quad (3)$$

x_0 – максимальное сопротивление кабеля, Ом/км. Наш кабель имеет значение = 0,1209;

$l_{кл}$ – длина линии в км. Наша длинна 3,65 км;

$U_{ср}$ – напряжение средне - номинальное линии, в нашем случае равняется 115 кВ;

$$X_{кл} = 0,1209 \cdot 3,65 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0033$$

Затем необходимо рассчитать сопротивления обмоток трансформатора, воспользуемся формулами (4), (5);

$$X_{m\delta} = \frac{x_{m.\delta} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.м}} \quad (4)$$

$$X_{m.n1} = X_{m.n2} = \frac{x_{m.n1,2} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.м}}, \quad (5)$$

$x_{m.\delta} \%$ - сопротивление трансформатора относительное, находится из величины К.З трансформатора $U_K \%$, воспользуемся формулами (6), (7);

$S_{н.м}$ – мощность трансформатора - номинальная, равняется 63 МВА;

$$x_{m.\delta} \% = 0,125 \cdot U_{кВН-НН} \% \quad (6)$$

$$x_{m.\delta} \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313$$

$$x_{m.n1} \% = x_{m.n2} \% = 1,75 \cdot U_{кВН-НН} \% \quad (7)$$

$$x_{m.n1} \% = x_{m.n2} \% = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

$$X_{m.\delta} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,021$$

$$X_{m.n1} = X_{m.n2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,292$$

Мы посчитали сопротивление всех элементов схемы, приступим к вычислению токов КЗ.

Изначально посчитаем ток трехфазного короткого замыкания в отметке К1 110 кВ (рисунок 5). Необходимо перестроить схему замещения в отметке К1, методом параллельного или последовательного суммирования узлов схемы замещения, находя тем самым результирующее сопротивление до точки короткого замыкания.

$$X_{резК1} = X_c + X_{кл} = 0,025 + 0,0033 = 0,0283$$

Изначальная действующая величина тока короткого замыкания периодической составляющей находится по формуле (8):

$$I_{n,0} = \frac{E''_{\phi}}{X_{резК1}} \cdot I_{\phi}, \quad (8)$$

где I_{ϕ} – базисный ток, его найдем по формуле (9):

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}, \quad (9)$$

$$I_{\phi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

Изначальная действующая величина периодической составляющей тока КЗ по выражению (8) составит:

$$I_{n,0} = \frac{1}{0,0283} \cdot 0,5 = 17,67 \text{ кА}$$

Затем, необходимо определить величину апериодической составляющей тока КЗ, воспользуемся формулой (10):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (10)$$

где τ – расчетное время, аналогично при срабатывании разъединителя цепи в момент короткого замыкания, суммируется из личного времени отключения разъединителя и время срабатывания ближайшей защиты:

$$0,01 + t_{св}, \text{ сек};$$

$$t_{св} = 0,04 \text{ сек};$$

T_a – время затухания апериодической постоянной составляющей тока короткого замыкания = 0,05 сек;

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 17,67 \cdot 0,3 = 7,47 \text{ кА}$$

По формуле (11) можно определить ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n,0}, \quad (11)$$

K_y – ударный коэффициент. В точке КЗ К1 будет равен: 1,8;

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17,67 = 44,85 \text{ кА}$$

Затем, воспользовавшись теми же формулами, найдем ток для трехфазного короткого замыкания в точке К2 10 кВ (рисунок 5).

До точки К2 результирующее сопротивление составит:

$$X_{резК2} = X_c + X_{кл} + X_{m.б} + X_{m.н1} = 0,025 + 0,0033 + 0,021 + 0,292 = 0,3413$$

По формуле (9) базисный ток составляет:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА}$$

Изначальная действующая величина периодической составляющей тока КЗ по вычислению (8):

$$I_{n,0} = \frac{1}{0,3413} \cdot 5,51 = 16,14 \text{ кА}$$

По формуле (10) найдем апериодическую составляющую короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 16,14 \cdot 0,3 = 6,82 \text{ кА}$$

$$t_{св} = 0,05 \text{ сек};$$

$$T_a = 0,05 \text{ сек};$$

Находим ударный ток с помощью формулы (11); при $K_y = 1,12$ получится:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,12 \cdot 16,4 = 25,9 \text{ кА}$$

3.3 Расчет релейной защиты подстанции

Для расчета релейной защиты понадобится определить величину токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы

энергосистемы. В данном случае на нашей подстанции смонтирован трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения, отличающийся возможностью регулировки напряжения под нагрузкой (РПН), вследствие этого нам понадобится учитывать положение ступени регулятора напряжения, так как его положение влияет на характеристики самого трансформатора. Из этого следует, что при понижении коэффициента трансформации ($-\Delta U_{\text{рпн}}$), сопротивление самого трансформатора падает относительно среднего показателя, а при повышении коэффициента трансформации ($+\Delta U_{\text{рпн}}$) растет. Для нахождения токов короткого замыкания понадобится составить схему замещения и вычислить её параметры.

Схема замещения показана на рисунке 6

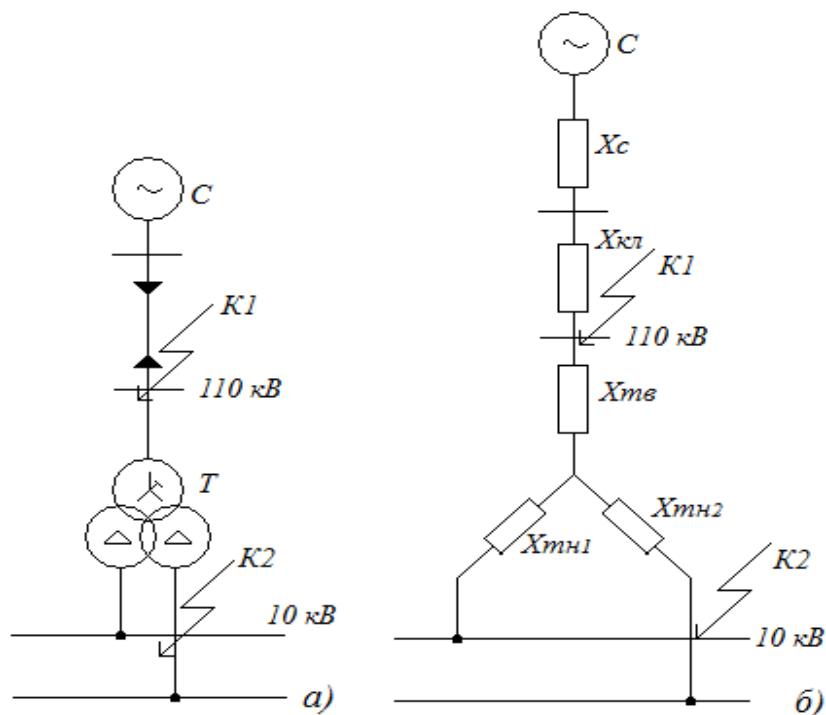


Рисунок 6 – а) Схема расчетная; б) Замещения схема.

Произведем вычисление тока короткого замыкания, используя именованные единицы. Величину всех значений находим для первичного отрезка КЗ. Вычисления производятся, не принимая во внимание переходные сопротивления, а также сопротивления нагрузки в точках КЗ.

Все вычисления токов короткого замыкания проводятся при подведении сопротивлений к наивысшему напряжению:

$$S_{K \max} = 5000 \text{ МВА}$$

$$S_{K \min} = 1500 \text{ МВА}$$

Вычислим сопротивление схемы в состоянии наивысшем и наименьшем по формуле:

$$x_C = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_K} \quad (12)$$

$$x_{C \min} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \min}} = \frac{115^2}{1500} = 8,8 \text{ Ом};$$

$$x_{C \max} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \max}} = \frac{115^2}{5000} = 2,6 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ВЛ вычислим с помощью формулы:

$$x_{\text{Л}} = x_0 \cdot l \quad (13)$$

$$x_{\text{Л}} = 0,1209 \cdot 3,65 = 0,441 \text{ Ом}.$$

Затем, беря во внимание устройство регулирования напряжения, найдем сопротивление. Наименьшее и соответственно наивысшее значение сопротивления трансформатора будет равно наименьшему и наивысшему напряжениям в максимально верхних значениях и крайним нижним положениях регулятора напряжения ($-\Delta U_{\text{РПН}}$ и $+\Delta U_{\text{РПН}}$). Минимальная и максимальная величина напряжения находится по формулам (14) и (15):

$$U_{\min} = U_{\text{ср ном}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рпн}} / 100) \quad (14)$$

$$U_{\min} = 115 \cdot (1 - 16 / 100) = 96,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\max} = U_{\text{ср ном}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рпн}} / 100) \quad (15)$$

$$U_{\max} = 115 \cdot (1 + 16 / 100) = 133,4 \text{ кВ}$$

Если для сети с нормальным напряжением 110 кВ максимально допустимое напряжение 126 кВ, то в следующих вычислениях U_{\max} возьмем равным 126 кВ. Трансформатор обладает расщепленной обмоткой на стороне низкого напряжения, величина ($U_{\text{к ВН-НН}}$) дана для полной мощности

напряжения короткого замыкания на трансформаторе; чтобы найти сопротивление каждой обмотки трансформатора, подставим в формулы (16) и (17):

$$U_{кв} = 0,125 \cdot U_{квн-нн} \quad (16)$$

$$U_{кв\ min} = 0,125 \cdot 10,84 = 1,36 \%$$

$$U_{кв\ max} = 0,125 \cdot 11,9 = 1,49 \%$$

$$U_{кн1} = U_{кн2} = 1,75 \cdot U_{квн-нн} \quad (17)$$

$$U_{кн1\ min} = U_{кн2\ min} = 1,75 \cdot 10,84 = 18,97 \%$$

$$U_{кн1\ max} = U_{кн2\ max} = 1,75 \cdot 11,9 = 20,83 \%$$

Получается что с помощью блока регулировки под нагрузкой, наивысшее и наименьшее сопротивление трансформатора, возможно, найти по формуле (18):

$$x_m = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{т.ном}}, \quad (18)$$

$$x_{мв\ min} = \frac{1,36}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 2,01 \text{ Ом}$$

$$x_{мв\ max} = \frac{1,49}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 3,75 \text{ Ом}$$

$$x_{мн1,2\ min} = \frac{18,97}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 28,1 \text{ Ом}$$

$$x_{мв\ max} = \frac{20,83}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 52,5 \text{ Ом}$$

Найдя все сопротивления узлов схемы замещения, необходимо перейти к вычислению величины тока трехфазного КЗ. Для начала находим значение результирующего сопротивления до отметки короткого замыкания К1, воспользуемся формулой (19):

$$x_{\Sigma К1} = x_c + x_{кл} \quad (19)$$

$$x_{\Sigma К1\ min} = x_{c\ min} + x_{кл} = 8,8 + 0,441 = 9,241 \text{ Ом}$$

$$x_{\Sigma К1\ max} = x_{c\ max} + x_{кл} = 2,6 + 0,441 = 3,041 \text{ Ом}$$

Найдем ток трехфазного КЗ с помощью формулы (20):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \quad (20)$$

$$I_{K1 \min}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma \min}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 9,241} = 7,2 \text{ кА}$$

$$I_{K1 \max}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma \max}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 3,041} = 21,9 \text{ кА}$$

Чтобы вычислить ток КЗ в точке К2 при наименьшем положении блока регулировки под нагрузкой, общее сопротивление в отметке К1 доводим до напряжения 96,6 кВ, используем выражение (21):

$$x_{\kappa 1 \Sigma \min} = x_{\kappa 1 \min} \cdot \frac{U_{\min}^2}{U_{cp \text{ ном}}^2} \quad (21)$$

$$x_{\kappa 1 \Sigma \min} = 9,241 \cdot \frac{96,6^2}{115^2} = 6,52 \text{ Ом}$$

Сопротивление до точек КЗ К2 найдем по формуле (22):

$$x_{\Sigma \kappa 2 \min} = x_{\kappa 1 \Sigma \min} + x_{m \text{ в} / \min} + x_{m \text{ н} 1 \min} \quad (22)$$

$$x_{\Sigma \kappa 2 \min} = 6,52 + 2,01 + 28,1 = 36,63 \text{ Ом}$$

По выражению (20) найдем ток трехфазного КЗ:

$$I_{K2 \min}^{(3)} = \frac{96,6}{\sqrt{3} \cdot 36,63} = 1,52 \text{ кА}$$

Ток в точке КЗ, приведенный к действующей величине напряжения 10,5 кВ, получится:

$$I_{K2 \min}^{(3)} = 1,52 \cdot \frac{96,6}{10,5} = 13,98 \text{ кА}$$

Чтобы найти ток КЗ в точке К2 при наивысшем положении регулятора РПН, общее сопротивление в точке К1 подводим к напряжению 126 кВ, мы воспользуемся формулой (21), подставив в него вместо минимальных значений максимальные:

$$x_{\kappa 1 \Sigma \max} = 3,041 \cdot \frac{126^2}{115^2} = 3,65 \text{ Ом}$$

Затем сопротивление до точки КЗ К2 найдем по вычислению (22), но с максимальными величинами сопротивлений:

$$x_{\Sigma \kappa 2 \max} = x_{\kappa 1 \Sigma \max} + x_{m \text{ в. max}} + x_{m \text{ н1 max}} = 3,65 + 3,75 + 52,5 = 59,9 \text{ Ом}$$

По формуле (20) находим ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 59,9} = 1,22 \text{ кА}$$

Ток в точке КЗ, приведенный к действительной величине напряжения 10,5 кВ будет равен:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = 1,22 \cdot \frac{126}{10,5} = 14,64 \text{ кА}$$

В таблице 16 содержатся полученные результаты по расчету.

Таблица 16 – Результаты вычисления токов короткого замыкания

Полная мощность трансформатора (МВА) и напряжение (кВ)	Мощность короткого замыкания системы, МВА	Ток трехфазного короткого замыкания (А) на входах	
		10,5 кВ	115 кВ
$S_{T \text{ ном}} = 63 \text{ МВА},$ $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ},$ $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}.$	$S_{\kappa \text{ min}} = 1500$	13,98	7,2
	$S_{\kappa \text{ ном}} = 4000$	16,14	17,67
	$S_{\kappa \text{ max}} = 5000$	14,64	21,9

Из таблицы 16 можно заметить, что наибольшее значение тока КЗ на стороне 10 кВ будет не при наивысшем напряжении 126 кВ, а при средне номинальном значении, и для трансформатора напряжение КЗ будет равно

$U_k = 10,5\%$, конкретно этой максимальной величиной тока КЗ на стороне НН будем руководствоваться в дальнейших вычислениях.

Перейдем к вычислению продольной дифференциальной защиты. Для данного трансформатора с обеих сторон установим трансформаторы тока. В цепях дифференциальной защиты, чтобы выравнять токи, для трансформаторов со способом коммутирования обмотки звезды с землей - треугольник, со стороны ВН трансформатор тока необходимо соединять треугольником и соответственно в звезду со стороны НН.

Сначала подберем уставку дифференциальной защите с торможением. Выбирается узел, в который помещается обмотка реле торможения. Определяем ток срабатывания, после того как произойдет настройка от токов намагничивания. Используем формулу (23):

$$I_{с.з} \geq k_n \cdot I_{ном.тр}, \quad (23)$$

k_n – коэффициент отстройки от бросков тока намагничивания дифференциальной защиты, при отсутствии нужды в точности считается равным 1,5.

$I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора, этот показатель равнозначен его ном. мощности.

$$I_{с.з} \geq 1,5 \cdot 316 = 474 \text{ А}$$

Руководствуясь коэффициентами трансформации наших трансформаторов тока, необходимо найти вторичные токи в цепях реле, имея в виду также коэффициенты схемы; эти и другие вычисления, необходимые для нахождения уставок ДЗТ, показаны в таблице 17.

Таблица 17 – Нахождение вторичных токов и номинальных в плечах защиты

№	Параметр	Формула и обозначение	$S_{т.н} = 63000$ кВА		
			числовое значение для сторон		
			115 кВ	11 кВ	11 кВ
1	Первичный ток на входах рассматриваемого трансформатора, А	$I_H = \frac{S_{т.н.}}{\sqrt{3} \times U_{н.ср}}$	$I = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316$	$I = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3468 = 2 \times 1734$	
2	Коэффициент трансформации	k_I	400/5	2000/5	2000/5
3	Схема соединения ТТ, коэффициент схемы	$k_{сх}$	Δ 1,73	Y 1	Y 1
4	Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{нмв} = \frac{I_H \cdot k_{сх}}{k_I}$	$I_{нв} = \frac{316 \cdot 1,73}{80} = 6,8$	$I_{нв} = \frac{1734 \cdot 1}{400} = 4,3$	$I_{нв} = \frac{1734 \cdot 1}{400} = 4,3$

Трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения смонтирован на нашей ГПП. Для его защиты, кроме дифференциальной защиты, также была смонтирована максимальная токовая защита (МТЗ). Также на отходящих кабельных линиях и секционных выключателях была внедрена МТЗ. Устройство автоматического ввода резерва (АВР) так же имеется на секционном выключателе. Для МТЗ мы проводили вычисления, чтобы найти коэффициент чувствительности не ниже 1.5, при нехватке чувствительности МТЗ придется "пуском" по напряжению.

В таблице 18 показан расчёт МТЗ от токов перегрузки, токовой блокировки реле, регулятора трансформаторов и уставок реле обдувки.

Таблица 18 – Расчет МТЗ трансформатора

№ пп	Параметр		Формула и обозначение	Трансформатор 63000 кВА				
				МТЗ на стороне		Защи- та от пере- грузки на стороне 10,5 кВ	Реле обдыв ки на сто- роне 10,5 кВ	Реле блоки- ровки на сто- роне 10,5 кВ
				10,5 кВ	115 кВ			
1	Первичные номинальные токи, А		$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_H}$	2x1734	316	2x1734		
2	Коэффициент трансформации и схема соединения ТА		n_T	2000/5 Y 1	400/5 Δ 1,73	—	—	—
3	Кратность сверх тока нагрузки		m_{CH}	2	1,4	—	—	—
4	Первич- ный расчёт- ный ток срабаты- вания защиты, А	Макси- мальной токовой	$I_{сз} = \frac{\kappa_H \cdot m_{CH}}{\kappa_B} \times I_H$ $\kappa_H = 1,2;$ $\kappa_B = 0,8$	5202	663,6	—	—	—
		От пере- грузки	$I_{сз} = \frac{\kappa_H}{\kappa_B} \times I_H$ $\kappa_H = 1,05;$ $\kappa_B = 0,8$	—	—	2276	—	—

Продолжение таблицы 18

5	Реле обдувки на стороне 6,3 кВ	$0,7 \cdot I_H$	—	—	—	1214	—
		$2 \cdot I_H$	—	—	—	—	3468
6	Коэффициент чувствительности защиты	$K_{ч} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{сз}} =$ $= \frac{0,87 \cdot I_{к\ min\ \epsilon}^{(3)}}{I_{сз}}$	2,3 > 1,5	9,4 > 1,5			
7	Ток уставки реле, А	$i_{cp} = \frac{\kappa_{сх} \cdot I_{сз}}{n_T}$	13	14,4	5,7	3	8,7
8	Тип реле и пределы уставки, А		РТ- 40/20 10...20	РТ- 40/20 10...20	РТ- 40/6 3...6	РТ- 40/6 1,5... 3	РТ- 40/10 5...10

Глядя на расчеты, приведенные в таблице 18, можно говорить о том, что защита предоставит необходимую чувствительность при возникновении в обмотках трансформатора тока предопределенными наружными КЗ и при возможной перегрузке трансформатора.

На ГПП-3 секционные выключатели 10 кВ защищены максимальной токовой защитой, работающей при повреждениях на отключение.

Выбор МТЗ секционного выключателя показан в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор МТЗ секционных выключателей

Параметр	Расчет для стороны 10 кВ	Обозначение и формула для расчета
Коэффициент трансформации и схема соединения ТА	2000/5 $\kappa_{сх} = 1$ Y	n_T
Первичный расчетный ток срабатывания защиты на вводе 10,5 кВ силового трансформатора, А	5201	$I_{с.з.}$ - защита ввода от трансформатора
Первичный расчетный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А	$I_{сз} = 0,85 \cdot 5202 = 4421,7$	$I_{с.з.} = \kappa_c \cdot I_{с.з.}$ $\kappa_c = 0,85$
Ток уставки реле, А	$i_{ср} = \frac{4421,7}{400} \cdot 1 = 11,1$	$i_{с.р.} = \kappa_{сх} \cdot \frac{I_{с.з.}}{n_T}$
Чувствительность защиты	2,8 > 1,5	$\kappa_{ч} = \frac{0,87 \cdot I_{к\max\epsilon}^{(3)}}{I_{с.з.}}$
Тип реле и пределы уставки	РТ 40/20 10...20 А	

Предложенный диапазон срабатывания МТЗ обеспечит необходимую защиту секционного выключателя от возможных повреждений за счет правильно подобранной чувствительности.

4 Экономический эффект за счет модернизации

Модернизация РЗА на ГПП -3 110/10 кВ ПАО «АвтоВАЗ» обусловлена желанием увеличения надежности и эффективности электроснабжения предприятий. В пункте 2.2. мы рассмотрели 5 разных блоков микропроцессорных устройств релейной защиты как иностранных, так и отечественных заводов изготовителей: Alstom (MiCOM P) – цена за блок составляет 118 000 руб, ABB (SPAC 801) – цена за блок составляет 155 000 руб, General Electric (Sepam 1000+) – цена за блок составляет 117 000 руб, НТЦ Механотроника (БМРЗ-100) – цена за блок составляет 50 000 руб и ИЦ Бреслер (ТЭМП 2501-1Х) – цена за блок составит 70 000 руб. Цены изменяются в зависимости от количества функций в блоке.

Все представленные устройства соответствуют минимальным требованиям по функционалу и пригодны для защиты вводов и секционных выключателей.

Полагаясь на стоимость, приведенную выше, мы заметим, что иностранные блоки МУРЗ обойдутся почти в два раза, а то и в три раза дороже. Исходя из этого, в целях экономии станем ориентироваться на микропроцессорные устройства релейной защиты российских заводов. Эти устройства доступнее иностранных моделей, не имея малозначительных функций, допустим, счетчика электроэнергии. На ГПП-3 на всех ячейках уже смонтированы счётчики завода имени М.В. Фрунзе - ПСЧ - 4ТМ.05М, цена которого колеблется в районе 9600 руб. И даже если понадобится прибавить к отечественному микропроцессорному устройству РЗА счетчик, то цена за комплект все равно выходит ниже на 40-50 тысяч рублей. Еще цена зарубежных МУРЗ больше за счет «раскрученного бренда», потому что во всем мире используют продукцию фирм General Electric, Siemens и ABB, а блоки фирм ИЦ Бреслер, ЭКРА, НТЦ Механотроника используется исключительно в России и странах СНГ.

Блоки фирм БМРЗ и ТЭМП обширно применяются на подстанциях и распределительных устройствах АвтоВАЗа продолжительное время, и, ориентируясь на опыте их работы, можно заявить, что наиболее надежными являются блоки производителя ИЦ Бреслер (ТЭМП). За все время использования они ломались и давали сбои крайне нечасто; если все таки случались поломки жизненно важного компонента в устройстве, работники ближайшего обслуживающего центра производителя оперативно выезжал на заявки. Блоки фирмы БМРЗ слишком часто выходили из строя в промежутке года (6 устройств). Кое-какие неисправности блоков ТЭМП и БМРЗ ремонтный персонал предприятия устраняет самостоятельно. Из опыта эксплуатации микропроцессорных устройств релейной защиты фирмы ТЭМП, берем их для последующего экономического расчета и модернизации.

К расчету будут добавлены сравнения функционала и стоимости для микропроцессорных защит и защит на дискретных реле. Стоимость берется с оптового рынка закупочных площадок.

Стоимость блоков оборудования на дискретных реле приводится с помощью коэффициента удорожания. Поскольку невозможно получить данные о цене производства блоков релейной защиты на дискретных реле используется два показателя коэффициента удорожания:

$$K_{\text{удор. min.}} = 1,5 \quad K_{\text{удор. max.}} = 1,8.$$

Величина коэффициентов удорожания используются на основании сведений по коэффициенту удорожания комплектных устройств изготовителя ОАО "ЧЭАЗ" типа КЗ по сопоставлению со стоимостью комплектующих их реле, поднимающегося до значения 1,67. Два показателя коэффициентов удорожания берутся с поправкой на серьезные отличия в уровне оплаты труда на разных КРУ – строительных производствах.

В таблице 20, в колонке №2 указаны функции, доступные в блоке терминала «ТЭМП 2501 – 1Х», который обеспечит защиту рабочего ввода и управление выключателем. В колонке №4 указаны компоненты дискретных

реле, предназначенные для работоспособности функции, отображенной в колонке №2. В колонке №3 показана стоимость комплектующих реле, показанных в колонке №4. В колонке №6 показана наименьшая цена функции, показанной в колонке №4, для конечного потребителя. В колонке №5 показана наибольшая стоимость функции для конечного потребителя. Стоимость функции осциллографа показана из надобности монтажа одного цифрового осциллографа компании «БРЕСЛЕР» с шестнадцатью аналоговыми каналами, его средняя стоимость 100 тысяч рублей за комплект (стоимость одного аналогового канала, приблизительно 6250 руб.). Освобождается четыре аналоговых контакта благодаря встроенному аварийному осциллографу в «ТЭМП 2501-1X» – получаем экономический эффект 25 000 рублей. На деле экономический эффект заметен гораздо сильнее, потому что отпадает надобность в прокладке дополнительных измерительных кабелей, предназначенных в случаях монтажа осциллографа отдельно.

В таблице 20 представлены расчеты стоимость набора защит и управлений дискретными реле равноценного по функционалу блоку «ТЭМП 2501 – 1X».

Таблица 20 – Вычисление стоимости набора защит и управлений дискретными реле равноценного по функционалу блоку «ТЭМП 2501 – 1Х»

№ п/п	Возможность «ТЭМП 2501 – 1Х»	Цена составных частей (без НДС) (руб.)	Состав дискретных реле для выполнения функциональности	Цена (без НДС) с учетом затрат	
				Max (руб.)	Min (руб.)
1	2	3	4	5	6
1.	Трехступенчатая двухфазная МТЗ, двухрелейная, с ускорением, с зависимой или независимой от тока выдержкой времени 3-й ступени, с тремя выдержками времени 2-й ступени.	8 343	РТ-40 3шт, РТ-90 3шт, РВ-200 2шт, РП-16 3шт, РУ-21 4шт.	17 042	12 340
2.	УРОВ	4 200	РТ-40, РВ, РУ, РП.	5 900	4 370
3.	Логическая защита шин	500	РП-16.	763	629
4.	Удвоение уставок 1,2 ступеней МТЗ при включении (для отстройки от «бросков» тока)	4*1902, удорожание МТЗ (пункт 1) на 5 948	В МТЗ вместо РТ-40 4шт применяются РНТ – 565 4шт.	Удорожание МТЗ (пункт 1) на 10 112	Удорожание МТЗ (пункт 1) на 8 237

Продолжение таблицы 20

5.	Защита от замыкания на землю по току I_0 (две группы уставок по току и времени)	2 153	РТЗ – 52, РВ, РУ.	4 111	3 316
		5 861	Для 2-х групп уставок РТЗ – 51 2шт., РВ, РУ 2шт.	9 379	7 893
6.	Двукратное АПВ	3 264	РПВ - 02	6 130	4 975
7.	Защита от несимметричных режимов и обрыва фазы	4 647	РТФ – 9, РВ, РУ.	6 990	5 646
8.	Управление выключателем	5 731	РП 8шт., РП 9, ключ управления, лампы, резисторы	7 987	5 932
9.	Обработка сигналов АЧР ЧАПВ	4 128	РВ 2шт., РП, РУ 2шт.	6 513	5 257
10.	Обработка сигналов от внешних устройств: блокировка МТЗ по напряжению; пуск дуговой защиты по току; запрет АПВ, отключение с АВР резервного ввода	2 792	РП 4шт., РУ шт.	5 851	4 106
11.	Диагностика цепей управления	1 516	РВ, РУ		

Продолжение таблицы 20

12.	Встроенный аварийный осциллограф	25 000 (4*6 250)	Аварийный осциллограф на подстанции фирм «ЭКРА» и «БРЕСЛЕР» (4 аналоговых входа)	25 000 (4*6 250)	25 000 (4*6 250)
	ИТОГО	37 732		64 144	52 825
		43 680	С отстройкой МТЗ от «бросков» тока	74 256	61 152
		62 732	С учетом встроенного осциллографа	89 144	77 825
		68 680	С отстройкой МТЗ от «бросков» тока и с учетом встроенного осциллографа	99 256	86 152

Самая маленькая цена на блок «ТЭМП 2501 – 1Х» установилась на отметке 52448 рублей. Глядя на таблицу 20 мы видим, что прямой экономический эффект, не беря в учет все составляющие, подсчет которых в наше время связан с трудностями, станет равен 11696 рублей на один комплект (без учета встроенного осциллографа). Если осциллограф все таки необходим, экономический эффект на 1 комплект будет равен – 36696 рублей.

Если возникнет надобность в подключении к секции шин мощных двигателей или трансформаторов и необходимо отстроить МТЗ от бросков тока, то эффект от внедрения блока «ТЭМП 2501 – 1Х» может составить 21808 рублей на комплект (без учета встроенного осциллографа) и 46808 рублей если осциллограф в данной сборке необходим.

При вычислении не был учтен ряд особенностей, достаточно сильно увеличивающих экономический эффект от установки терминала «ТЭМП 2501 – 1Х»:

- 1) понижение эксплуатационных вложений, так как блок не требует трудозатрат на частое обслуживание по сравнению с дискретными реле.
- 2) понижение затрат на телемеханизацию подстанций при внедрении микропроцессорных терминалов;
- 3) значительный рост надежности микропроцессорного терминала относительно дискретного реле за счет постоянной самодиагностики и отображения информации на дисплее и на сигнализацию;
- 4) понижение трудозатрат при анализе аварий за счет регистратора аварийных случаев и хранящейся информации, находящейся в микропроцессорном блоке.

Применение блока «ТЭМП 2501-Х» вместо комплекта дискретных реле, отвечающих за защиту и управление вводными выключателями, даст прямой экономический эффект минимум 36696 рублей на один комплект (терминал со встроенным в блок осциллографом).

При запитке мощных трансформаторов или двигателей к секции шин и надобностью отладки максимальной токовой защиты от «бросков» тока прямой экономический эффект благодаря терминалу «ТЭМП 2501 – 1Х» будет равен 46808 рублей на один комплект (терминал со встроенным в блок осциллографом).

Заключение

Целью выпускной квалификационной работы являлось повышение надежности энергоснабжения потребителя и эффективности работы ГПП №3 110/10 кВ ПАО «АвтоВАЗ» методом проведения модернизации релейной защиты на двух трансформаторах марки ТРДН 63000/110/10. В бакалаврской было уделено внимание следующим основным этапам модернизации:

1. Сделан анализ работы релейной защиты на ГПП-3;
2. Изучены факторы, приводящие к неправильному срабатыванию МУРЗ и электромеханических устройств релейной защиты;
3. Проанализированы разновидности микропроцессорного оборудования различных производителей для замещения устаревших реле;
4. Были найдены электрические нагрузки подстанции;
5. Найдены токи короткого замыкания и определены уставки срабатывания РЗА;
6. Подсчитана стоимость компонентов РЗА и управления.

Рассмотрев проделанный анализ и проведённые расчёты, мы можем сделать вывод, что организация модернизации ГПП №3 110/10 кВ ПАО «АвтоВАЗ» не лишена смысла с точки зрения технической необходимости. Ведь любое предприятие стремится всеми возможными усилиями минимизировать простой оборудования, аварии, причиной которых может стать недовыпуск продукции и, как исход, финансовые потери предприятия.

В ходе проведения работы мы увидели, что все сбои релейной защиты возможно обобщить и свести к 2 видам причин: технические и организационные. По итогам выполненных сравнений мы наблюдали, что большая часть отказов МУРЗ является следствием ошибок персонала. Происходит это потому, что микропроцессорные реле монтируются, относительно электромеханических, не столь давно, и релейный персонал, занимающийся обслуживанием микропроцессорных устройств релейной

защиты, обладает небольшим опытом при их монтаже, наладке и обслуживании. Вследствие чего в схемах допускаются ошибки, неверно рассчитываются уставки. Большая часть аварий по вине электромеханической релейной защиты, связанная с отказом, берет свое начало со старения самих реле. Поэтому мы имеем крайне много отказов срабатывания. По многим основным параметрам лидируют МУРЗ, исходя из этого, такой защитой мы и оснастим наши трансформаторы на ГПП-3.

Нами подбирались уставки релейной защиты после того, как мы нашли токи КЗ, затем подобрали микропроцессорный блок марки «ТЭМП 2501-12» завода ИЦ Бреслер, блок хорошо себя показал на распределительных пунктах ПАО «АвтоВАЗ». Анализ стоимости показал, что микропроцессорные устройства релейной защиты иностранных производителей в 2-3 раза дороже отечественных. Предлагаемый блок имеет все необходимые функции для защиты линий, секционных выключателей, вводов ячеек, относительно быструю техническую поддержку сервисных центров производителя, если возникнут неисправности микропроцессорного блока. Отличается низкой стоимостью ремонта, если сравнивать с блоками аналогичных устройств зарубежных производителей. Был выполнен подсчет цены набора защит и управлений дискретными реле равноценного по функционалу терминала, который выявил, что экономический эффект при монтаже МУРЗ «ТЭМП 2501-12» на смену электромеханических устройств на дискретных реле может составлять 36696 рублей. А при запитке к секции шин мощных двигателей и трансформаторов и надобности в отстройке МТЗ от «бросков» тока экономический эффект может равняться 46808 рублей.

Список использованных источников

1. Гельфанд, Я. С. Релейная защита распределительных сетей [Текст] / Я. С. Гельфанд.— М.: Энергоатомиздат, 1987.— 231 с.
2. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ [Текст]. – М.: Эксмо, 2012.— 689 с. – (Российское законодательство. Техническая литература).
3. Гловацкий, В. Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей [Текст] / В. Г. Гловацкий, И. В. Пономарев. -М.: Энергомашвин, 2006.— 426 с.
4. Гуревич, В. И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность [Текст] / В. И. Гуревич // Электротехнический рынок. – 2009. - № 4-7.
5. Гуревич, В. И. Проблемы оценки надежности релейной защиты [Текст] / В. И. Гуревич // Электричество. – 2011. - №2.
6. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.— 219 с.
7. Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие для вузов [Текст] / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко.— М.: МЭИ, 2008.- 91 с.
8. Копьев, В. Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования : учебное пособие [Текст] / В. Н. Копьев.— Томск.: ЭЛТИ ТПУ, 2005.— 113 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст] / Б. Н. Неклепаев.— М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2010.— 147 с.
10. Пуляев, В. И. Итоги работы устройств релейной защиты и автоматики ОАО «ФСК ЕЭС» [Текст] / В. И. Пуляев // Релейная защита и автоматика энергосистем. Сборник докладов.- 2004.- С. 2-3.

11. Степкина, Ю. В. Надежность систем электроснабжения [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Степкина, А. А. Гришкевич. Репр. Воспр. Текста изд. 2005.– Тольятти: ТГУ, 2007.– 74 с.
12. ОРГРЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.orgres-f.ru/>.
13. Механотроника интеллектуальные устройства релейной защиты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mtrele.ru/>.
14. ИЦ Бреслер [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bresler.ru/>.
15. Энергетика оборудование документация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/>.
16. Home - Siemens - USA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.siemens.com/us/en/home.html>.
17. GEC-Alsthom [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.alstom.com/>.
18. ABB PRODUCT-DETAILS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://new.abb.com/products>.
19. Woodward Electrical Power Systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eps.woodward.com/>
20. Power System Protection Forum [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forum.pearlabs.com/>