

АННОТАЦИЯ

Карпов А.Н. Микропроцессорный комплекс релейной защиты и автоматики. - Челябинск: ЮУрГУ, ЗФ-382М, 2018, 89 стр., 8 ил., 16 таб. Библиографический список 15 наименований. 7 листов чертежей ф.А1.

В настоящей выпускной квалификационной работе произведена автоматизация релейной защиты на ПС Гагаринская 110/10 кВ. Произведен выбор ряда микропроцессорных терминалов, контроллеров фирмы Multilin, Бреслер для защиты, управления, измерения и регистрации линий электропередач, распределения, а так же защиты трансформаторов, шин. Выполнен расчет токов короткого замыкания и расчет уставок для разных видов защит.

Произведено подключение, испытание элементов защиты ПС Гагаринская 110/10 кВ. Выбрано современное оборудование дистанционной защиты. Рассмотрено функционирование основной схемы подстанции Гагаринская 110/10 кВ.

Выполнены технико-экономические расчеты. Произведен расчет сметной стоимости внедрения системы на ПС. Расчитан срок окупаемости оборудования.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР			
Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата				
Разраб.	Карпов А.Н.				Микропроцессорный комплекс релейной защиты и автоматики Пояснительная записка	Лит	Лист	Листов
Провер.	Андреев А.Н.						4	89
Реценз.	Пархоменко Д.О					«ЮУрГУ»		
Н.контр.	Андреев А.Н.					г. Челябинск		
УТВ	Горшков К.Е.					2018 г.		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
1.1. Требования к современным устройствам РЗА	12
1.2. Стойкость к внешним воздействиям	12
1.3. Электромагнитная совместимость	14
1.4. Алгоритмы обработки сигналов	16
1.5. Основные функции	
2. ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	23
3. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ	
3.1. Выбор защит фидеров	28
3.2. Выбор защит вводного выключателя 10 кВ	29
3.3. Выбор защит силового трансформатора	31
3.4. Выбор защит шин 10 кВ	34
3.5. Выбор защит трансформатора напряжения	35
4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И УСТАВОК ЗАЩИТЫ	38
4.1. Расчет токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения	40
4.2. Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения	43
4.3. Расчет теплового импульса тока короткого замыкания	46
4.4. Расчет токов уставок максимально-токовой защиты и токов отсечки для фидеров	47
4.5. Защита от повреждений внутри кожуха и от понижений уровня масла	51

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

4.6. Защита от повреждений на выводах и внутренних повреж- дений трансформатора	52
4.7. Защита от токов внешних многофазных КЗ	57
4.8. Выбор предохранителей для трансформаторов собственных нужд	58
4.9. Электромагнитная совместимость	60
4.10. Автоматическое повторное включение	64
4.11. Автоматическая частотная разгрузка	65
4.12. Допустимые отклонения уставок устройств релейной за- щиты и автоматики от заданного значения	66
5. ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЗАЩИТЫ	70
6. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	
6.1. Общие сведения	79
6.2. Расчет стоимости оборудования	79
6.3. Расчет затрат	80
6.4. Расчет экономии эксплуатационных расходов	82
6.5. Расчет суммы амортизационных отчислений дополнительного оборудования	82
6.6. Расчет экономической эффективности реконструкции системы электропитания	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	86

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия широко применяется во всех областях народного хозяйства и в быту. Этому способствует универсальность и простота её использования, возможность производства в больших количествах и передача на большие расстояния.

Назначение релейной защиты и автоматики заключается в постоянном контроле над работой систем электроснабжения, обнаружении поврежденных участков и их быстром отключении, либо информировании персонала о повреждении или ненормальном режиме. Большинство повреждений в системах электроснабжения приводят к коротким замыканиям. Основными причинами коротких замыканий являются нарушение изоляции токоведущих частей, вызванные старением, неудовлетворительным состоянием, перенапряжением, механическим повреждением.

В последнее время одной из важных проблем в отечественной энергетике является замена устаревшего парка оборудования на электростанциях и подстанциях электроэнергетических систем. Так, 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 электроэнергетических систем 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 управления энергосистемой, а также возможность автоматического и дистанционного управления отдельными подстанциями.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надёжности электроснабжения и показателей технического совершенства - быстродействия, селективности, чувствительности за счет внедрения ряда микропроцессорных терминалов, контроллеров фирмы Multilin, Бреслер для защиты, управле-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ния, измерения и регистрации линий электропередач, распределения, а так же защиты трансформаторов, шин на ПС 110/10 кВ «Гагаринская».

Задачи:

- расчет нагрузок потребителей электроэнергии;
- выбор оборудования релейной защиты;
- расчет токов короткого замыкания и уставок защиты;
- настройка оборудования;
- оценка технико-экономических показателей.

Объект: Подстанция «Гагаринская»

Предмет: комплекс релейной защиты и автоматики подстанции.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Около 15 лет назад в энергетике стало массово внедряться новое оборудование для защиты объектов энергоснабжения, использующее компьютерные технологии на базе процессоров. Его стали называть сокращенным термином МУРЗ - микропроцессорные устройства релейной защиты.

Они выполняют функции обыкновенных устройств релейной защиты и автоматики на основе новой элементной базы - микроконтроллеров (микропроцессорных элементов).

Преимущества микропроцессорных устройств релейной защиты:

Отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях релейной защиты и автоматики. Такие конструкции стали занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным.

Внешний вид панели, включающей блок микропроцессорной релейной защиты, показан на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Вид панели устройства Multilin F 650

1.1 Требования к современным устройствам РЗА и порядку их применения

Для обеспечения энергетической безопасности страны техническая политика в области РЗА должна базироваться на применении МП устройств и комплектующих преимущественно российского производства, обеспечивающих требуемые эксплуатационные характеристики:

– устройство должно быть блочно-модульного исполнения для возможности модернизации и ремонта персоналом эксплуатирующей организации с получением технической поддержки от производителей;

– устройство должно иметь средства самодиагностики с возможностью выявления неисправного блока;

– в устройстве должен быть предусмотрен набор элементов свободно программируемой логики, используемой, в том числе, для реализации дополнительных логических функций;

– устройство должно иметь оптические и (или) электрические интерфейсы;

– применяемые устройства должны обладать способностью интеграции в АСУ ТП с использованием стандартных протоколов;

– должна быть предусмотрена возможность изменения уставок и конфигурации устройства с использованием удаленного доступа;

– интерфейс «человек-машина» устройства должен быть эргономичным, информативным и интуитивно понятным;

– устройство должно обеспечивать возможность оптимальной интеграции функций в одном терминале;

– совмещение функций РЗ и ПА (противоаварийной автоматики) в одном устройстве допустимо только при соответствующем обосновании;

– реализация в одном устройстве РЗА нескольких присоединений требует положительных результатов опытно-промышленной эксплуатации;

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

– должны быть разработаны мероприятия для обеспечения возможности правильной совместной работы полуккомплектов продольных дифференциальных защит ЛЭП разных производителей;

– устройство должно быть укомплектовано руководством по эксплуатации, методическими указаниями по расчету уставок и выбору параметров настройки, а также методическими указаниями по техническому обслуживанию, паспортами на устройство и компоненты в составе шкафа, лицензионным программным обеспечением для проведения наладки и технического обслуживания, комплектом соединительных кабелей для связи с персональным компьютером и приборами. Требуемая документация также должна размещаться и актуализироваться на официальном сайте производителя с предоставлением к ней открытого доступа.

Срок службы разрабатываемых МП устройств РЗА, гарантированный изготовителем, должен составлять не менее 20 лет.

Гарантийный срок эксплуатации устройств РЗА должен составлять не менее 3 лет. На весь период срока службы МП устройства РЗА предприятие - изготовитель должно гарантировать (как минимум):

– ремонт или замену неисправного блока, либо замену устройства (при прекращении производства отдельных блоков);

– устранение заводских технических или программных ошибок в устройствах РЗА, выявленных в процессе эксплуатации;

– возможность обновления (актуализации) программного обеспечения устройства;

– дистанционную техническую поддержку в формате «горячая линия» (на русском языке) по вопросам эксплуатации устройства;

– при разработке устройств РЗА предприятием-изготовителем должен быть предусмотрен в составе эксплуатационной документации комплекс технических мероприятий по продлению срока службы сверх нормативного.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1.2 Стойкость к внешним воздействиям

В последнее время некоторые производители МП РЗА рекламируют возможность своих устройств работать в условиях 100% влажности с выпадением инея и росы. Однако это требует выполнения как минимум нескольких условий:

- применения герметичных выходных реле, работающих в среде инертного газа или осушенного воздуха при избыточном давлении;
- увеличения всех изоляционных расстояний по поверхности и по воздуху;
- герметизации всех собранных печатных плат с помощью многослойного покрытия специальными лаками или компаундами;
- применения специальных разъемов с увеличенными изоляционными расстояниями и гарантированным контактированием в 6–8 точках.

Местный подогрев не обеспечивает надежной работы. В 70-е годы прошлого столетия имели место факты отказов ответственных комплексов из-за отказов реле по причине образования ледяной корки на контактах и недостаточного времени для ее таяния после включения подогрева и до необходимости в срабатывании реле. Следует также иметь в виду, что, если бы и существовала техническая возможность создания устройств с рекламируемыми свойствами, цена их была бы в несколько раз выше розничной цены.

1.3 Электромагнитная совместимость

С точки зрения требований к помехозащищенности не все МП РЗА соответствуют требованиям руководящего документа (РД) по степени жесткости испытаний к отдельным видам помех с сохранением качества функционирования по ГОСТ Р 50746 (нормальное функционирование без сбоев) или вообще такие испытания не проводятся.

В частности, все импортные МП РЗА не соответствуют требованиям по устойчивости к прерыванию напряжения питания в течение 0,5 с (степень жесткости 4 по ГОСТ Р 51317.4.11). Они устойчивы к прерыванию напряжения питания

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

только от 10 до 100 мс (степень жесткости 2) (см. п. 34 таблицы), что может приводить к временному сбою в работе защит, прерыванию записей осциллограмм и другим временным нарушениям в выполнении основных и вспомогательных функций.

Частично не соответствуют требованиям РД и условия испытаний большинства МП РЗА на устойчивость к колебательным затухающим помехам частотой 0,1 МГц и 1,0 МГц по ГОСТ Р 51317.4.12, так как они испытываются только колебательными затухающими помехами частотой 1,0 МГц в соответствии с международной электротехнической комиссией МЭК 255-22-1 (п. 35). По непонятным причинам зарубежные МП РЗА не испытываются на устойчивость к импульсным магнитным полям (п. 36), хотя они могут подвергаться их воздействию при возникновении ударных токов КЗ в КРУ 6–35 кВ или при ударах молнии в здание подстанции.

В требования РД не входят испытания на устойчивость к наведенным помехам по ГОСТ Р 51317.4.6, хотя импортные МП РЗА на это воздействие испытываются (п. 37).

Особого рассмотрения требует вопрос защиты МП РЗА от коммутационных перенапряжений в сети оперативного переменного напряжения 380/220 В при питании от ТСН. В соответствии со статистическими данными, приведенными в ГОСТ 13109, в кабельных сетях 380 В могут возникать коммутационные импульсные напряжения 4,5 кВ длительностью на уровне 0,5 амплитуды импульса, равной 1–5 мс. При использовании оперативного переменного или выпрямленного напряжений дискретные входы и входы блоков питания этих терминалов должны, очевидно, защищаться от таких перенапряжений.

Защита дискретных входов от перенапряжений варисторами применяется двумя российскими производителями, данные о защите источников питания в документации не обнаружены (п. 38). Необходимо заметить, что в случае применения варисторов напряжение среза варисторами должно быть отстроено от временных повышений напряжения в этих цепях во избежание выгорания варисто-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

ров, что неоднократно отмечалось при защите сетей 110–220 кВ от перенапряжений варисторами.

В целом вопрос о мерах защиты сети оперативного напряжения 380/220 В при питании от ТСН от коммутационных и грозовых перенапряжений, очевидно, должен решаться с привлечением специалистов в этой области. Возможно, потребуется многоступенчатая защита от перенапряжений.

1.4 Алгоритмы обработки сигналов

От алгоритмов обработки сигналов во многом зависит техническое совершенство МП РЗА. Число выборок в рассматриваемых устройствах составляет от 12 до 24 за период промышленной частоты. В документации на некоторые МП РЗА число выборок за период промышленной частоты выявить не удалось (п. 39).

Частотная коррекция для сохранения числа выборок постоянным при изменении частоты применяется в 3 из 8 рассматриваемых МП РЗА (п. 40). Частотная коррекция обеспечивает отсутствие дополнительной погрешности измерительных органов защиты при изменении частоты по отношению к номинальной на $\pm 10\%$.

При отсутствии частотной коррекции выборок изменение частоты на $\pm 10\%$ вызывает дополнительную погрешность измерительных органов защиты от 2% до 10% (п. 41). Определение истинного действующего значения токов (с учетом гармонических составляющих) используется только для целей измерения в двух терминалах, а истинного значения напряжения для целей измерения – в одном (п. 42). В остальных для целей и защиты, и измерений используется действующее значение первой гармоники промышленной частоты (п. 43).

Следует отметить, что находящиеся в настоящее время в эксплуатации устройства РЗА имеют измерительные органы тока и напряжения, реагирующие на различные величины:

- электромеханические реле – на истинное действующее значение;
- статические реле на аналоговой элементной базе – на среднее значение;

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

- дискретные реле на МП элементной базе: одни типы реагируют на истинное действующее значение, другие – неизвестно на какие величины;

- МП терминалы РЗА – на действующее значение первой гармоники промышленной частоты.

В связи с этим отклонение от уставок при электромагнитных переходных процессах и дуговых КЗ в устройствах РЗА, построенных на различной элементной базе и использующих различные принципы измерения токов и напряжений, может значительно отличаться. Это может приводить к неселективному действию защит смежных участков сети, если их измерительные органы тока и напряжения построены на разных принципах измерения величин. Следует обратиться, по-видимому, к опыту фирмы General Electric, в МП РЗА которой F60 и F650 возможно измерение как истинного значения токов, так и действующих значений по первой гармонике, а выбор варианта осуществляется пользователем с помощью программных ключей.

Некоторые изготовители ссылаются на использование алгоритма восстановления синусоиды (п. 43), не приводя при этом никаких данных о дополнительных погрешностях. Подобных алгоритмов известно несколько, они используются при глубоком насыщении ТТ для уменьшения их погрешности и применяются в основном в защитах шин. Эти алгоритмы могут частично компенсировать погрешности ТТ, но не сводят их к нулю. Ощутимые погрешности такие алгоритмы могут давать при дуговых КЗ или при наличии больших амплитуд гармоник по другим причинам. Применение подобных алгоритмов для токовых защит ЛЭП 6–35 кВ вряд ли оправдано, когда предотвратить выход ТТ из класса точности можно увеличением сечения соединительных проводов между ТТ и устройством РЗА. Влияние гармоник на измерительные органы и дополнительные погрешности при этом дают только некоторые зарубежные производители (п. 44).

Следует отметить, что российские компании в технической документации приводят дополнительные погрешности измерительных органов только при изменении температуры окружающей среды и частоты напряжения в защищаемой сети. Но должны приводиться и другие дополнительные погрешности. Чтобы убе-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

даться в этом, можно обратиться к стандартам МЭК на аппаратуру, близкую к устройствам РЗА по применению и по требованиям, например, к стандартам на статические счетчики электроэнергии, где регламентируются дополнительные погрешности: при изменении напряжения питания; при наличии гармоник в цепях тока и напряжения; при наличии субгармоник в цепях переменного тока; при влиянии индукции внешнего магнитного поля и т.д. Часть указанных дополнительных погрешностей, отсутствующих в документации российских производителей, приводится в документации западных компаний, например, фирмы Siemens (погрешности при изменении напряжения питания, при наличии в токе 3-й гармоники и при наличии 5-й гармоники). Приводимые факты еще раз подчеркивают необходимость разработки обязательного перечня показателей, которые позволили бы объективно сравнивать характеристики различных МП РЗА.

1.5 Основные функции

У всех МП РЗА в качестве основной защиты от междуфазных КЗ применяется максимально-токовая защита со ступенчатой выдержкой времени (МТЗ), в которой ступени МТЗ могут быть направленными или ненаправленными (от 2 до 4 ступеней – п. 45).

Последние 1 или 2 ступени МТЗ могут иметь несколько характеристик с зависимыми от тока выдержками времени. У российских фирм число таких характеристик от 4 до 6 (обычно 4 по стандарту МЭК), у зарубежных – до 11, поскольку используются еще до 7 характеристик по американским стандартам (п. 48). Все технические характеристики МП терминалов РЗА представлены в таблице 1.1.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Таблица 1.1 – Технические характеристики микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики по данным эксплуатационной документации производителей

№ п/ п	Технические характеристики	Терминалы с аналоговыми входами по току		
		ТЭМП2501-1X (ИЦ «Бреслер»)	SIPROTEC 7SJ61 (Siemens)	Sepam1000 +S20 (Schneider)
Внешние воздействия				
29	Климатическое исполнение (ГОСТ 15150: ГОСТ 15543.1)	УХЛ3.1	-	-
30	Группа условий эксплуатации ГОСТ 17516.1): - вибрация Xg(хх-хх)Гц; - многократ. удары Xg (хх-хх) мс ;	M7 1g(10-100) 3g (15-20)	MЭК255-21-1. кл.2 MЭК255-21-2. кл.1	MЭК255-21-1, кл.2 MЭК255-21-2, кл.2
31	Диапазон рабочих температур (°C)	-25...+55 (-40...+55)	-20...+70	-20...+70
32	Влажная жара: - относительная влажность (%); - температура («C).	98 25	98 ?	MЭК068-2 93 40
33	Изоляция ~50Гц (2 кВ) – ГОСТ30328 (MЭК255-5) импульс 5 кВ (1,2/50-10 с)-	■ ■	■ ■	■ ■
Электромагнитная совместимость				
34	Прерывание напряжения питания / -50 Гц ГОСТ Р51317.4.11 (MЭК1000-4-11)- мс (500) / = ток (MЭК255-11) - мс (500)	ур. 4 / 500 / 500	/10/10	ур. 2/ 100/100
35	- Затухающие колебания 0.1; 1.0 МГц (ГОСТ Р 51317.4 12 (MЭК1000-4-12)) - ур. 3; - 1.0 МГц (MЭК255-22-1).	- кл.3	- кл.3	- кл.3

Продолжение таблицы 1.1

№ п/ п	Технические характеристики	Терминалы с аналоговыми входами по току		
		ТЭМП2501-1X (ИЦ «Бреслер») ур.4	SIPROTEC 7SJ61 (Siemens)	Sepam1000 +S20 (Schneider)
36	Импульсное магнитное поле - ГОСТ Р 50649 (МЭК1000-4-9] -ур. 4 (300		-	-
37	Устойчивость к наведенным помехам - ГОСТ51317.4.6 (МЭК1000-4-6) - ур.	-	ур 3	УР-3
38	Коммутационные перенапряжения (ГОСТ 13109 - прилож. Д) 4,5 кВ.	Защита дискр.вх.	?	?
Алгоритмы обработки сигналов				
39	Число выборок за период 50 Гц	12	?	?
40	Частотная коррекция выборок	-	?	■
41	Частотная погрешность измерительных органов при $\pm 0,11$ (%)	± 3	± 1 при $f=$ $\pm 5\%$	-
42	Измерение истинного действующего значения	-	?	измер. токов до 17
43	Измерение действующего значения составляющей 50 Гц	РЗА, измер.	РЗА, измер.	РЗА, измер.
44	Влияние гармоник (одной) на точность (%)	?	± 1 при 3-й или	?
Функции РЗА				
45	Число ступеней МТЗ напр./ненапр. с независимой выдержкой времени	0/3	0/2	0/2
46	Диапазон уставок МТЗ: - по току; -по времени (С).	1 и 2ст.- 0,25-40 З ст.- 0,1-5	0,1-37 0-60	0,3-24 0,05-300

Продолжение таблицы 1.1

№ п/ п	Технические характеристики	Терминалы с аналоговыми входами по току		
		ТЭМП2501- 1X (ИЦ «Бреслер»)	SIPROTEC 7SJ61 (Siemens)	Sepam1000 +S20 (Schneider)
47	Отклонения при переходных процессах (при X/R от 1 до 90): - потоку(%); - по времени (мс).	? ?	? ?	? ?
48	- Число ступеней МТЗ с зависимой выдержкой времени; - число характеристик.	0-1 6(4 - МЭК)	0-1 11(4-МЭК 7 - ANSI)	0-2 5 (4-МЭК 1 - RI)
49	ЗНЗ по I_c напр, /ненапр.. число ступеней	0/1	0/2 с отстройкой от БНТ+0/2 чувств. ЗНЗ	0/2 с отстройкой от БИТ
50	Диапазон уставок ЗНЗ: - по току (I_k) ;	0,1-2.5	0,05-37 (0,003-1.5) А 0-60	$I_k=2A-$ (0,2-2)A $I_k=20A-$
51	Основная погрешность ЗНЗ: - по току (%);	±5	±2	±5
52	- Число ступеней с зависимой от тока знз; - число характеристик.	- -	0-1 11 (4 – МЭК, 7-	0-2 5(4-МЭК, 1-RI)
53	ЗНЗ по току гармоник	-	-	-

Окончание таблицы 1.1

№ п/ п	Технические характеристики	Терминалы с аналоговыми входами по току		
		ТЭМП2501- 1X (ИЦ «Бреслер»)	SIPROTEC 7SJ61 (Siemens)	Sepam1000 +S20 (Schneider)
54	Изменение уставок МТЗ и ЗНЗ при включении	МТЗ	■	-
55	МТЗ обратной послед. $I_z >$ / число ступеней /диапазон уставок по току (I)	■/1/I=(10-100)%	■/2/0,1-15 или 1 зависимая характеристика	■ /1/0,1-50 или 1 зависимая характеристика
56	Пуск, блокировка МТЗ по напряжению: - диапазон по $U < (B)$; - диапазон по $U > (B)$.	- -	- -	- -
57	Защита мин напр, $U <$ число ступ/с завис. выдержкой диап. уставок по U (B)	-	-	-
58	Защита макс. напр. $U >$ - число ступ/с завис. выдержкой; - диап уставок по U (B).	- -	- -	- -
59	- УРОВ (число реле I<); - диапазон уставок по току (J).	3 0,05	3 0,04-1,0	- -
60	АВР	■	-	-
61	АВР с пуском по напряжению	внешнее	-	-
62	АПВ, кратность	0-2	0-9	0-4
63	Программируемая логика	-	■	-
64	Программируемые светодиоды	частично	■	■

Примечания:

■ функция присутствует; - функция отсутствует; ? наличие функции или параметра в документации не выявлено.

В отечественных МП РЗА для защиты от замыкания на землю (ЗНЗ) обычно используется одноступенчатая защита с двумя независимыми выдержками времени (с действием на сигнал и на отключение). В зарубежных, ориентированных на использование при различном режиме заземления нейтрали (глухом заземлении, заземлении через резистор, через реактор или изолированной), может применяться до трех типов защиты по току нулевой последовательности в одном МП РЗА с включением на ток нулевой последовательности вторичных обмоток ТТ, с вычислением тока нулевой последовательности по фазным токам или с подключением к ТТ нулевой последовательности с ферромагнитным сердечником или специального типа «пояс Роговского» (чувствительные ЗНЗ). Число характеристик с зависимыми от тока выдержками времени может достигать до 11 (пп. с 49 по 52). Защиты от замыкания на землю в импортных МП РЗА наиболее избыточны по функциям для российских потребителей.

Для ЗНЗ в сетях с заземлением нейтрали через реактор в России традиционно используются защиты по сумме токов гармоник с абсолютным или относительным их замером (п. 53).

Загрубление уставок МТЗ и ЗНЗ при включении выключателей обычно производится для отстройки от броска намагничивающего тока (БНТ) при включении линий, питающих трансформаторы, находящиеся в режиме незначительной нагрузки или на холостом ходу, и применяется в основном отечественными производителями (п. 54). Иногда для этой же цели используется комбинированный пуск МТЗ по напряжению. Зарубежные производители чаще используют для таких целей отстройку от БНТ МТЗ и ЗНЗ с использованием второй гармоники тока.

Все устройства имеют функцию защиты от обрыва фазы, которая реализуется с помощью МТЗ по току обратной последовательности или по разности действующих значений максимального и минимального токов фаз ($DI = I_{\max} - I_{\min}$)

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

(п. 55). Иногда используется более совершенный алгоритм защиты от обрыва фазы по соотношению токов обратной и прямой последовательности $I_2/I_1 >$, позволяющий выявлять обрыв фазы при малой нагрузке ЛЭП. МТЗ по $I_2 >$ может также использоваться как дополнительная защита для повышения чувствительности к несимметричным КЗ и может быть направленной (п. 55).

МП РЗА, обрабатывающие аналоговые сигналы токов и напряжений, имеют функцию пуска/блокировки МТЗ по напряжению (п. 56), защиту минимального напряжения ($U <$) с независимой выдержкой времени с числом ступеней от 1 до 4. Одна из ступеней, в некоторых случаях может быть с зависимой от напряжения выдержкой времени (п. 57).

Защита максимального напряжения ($U >$) используется в основном для защиты конденсаторных батарей и имеет 1–2 ступени с независимой выдержкой времени. В импортных МП РЗА одна из ступеней может быть с зависимой от напряжения выдержкой времени (п. 58).

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) отсутствует у некоторых импортных МП терминалов. Иногда нет и реле минимального тока в фазах ($I <$) (п. 59). При снижении тока ниже уставки этих реле снимается сигнал «УРОВ». Если такие реле отсутствуют и сигнал «УРОВ» снимается после возврата токовых реле МТЗ, могут не выявиться отказы выключателя с разрушением фазы и горением дуги, когда ток может оказаться ниже тока возврата МТЗ.

В зарубежных МП РЗА отсутствуют функции автоматического ввода резерва (АВР), АВР с пуском по напряжению и контролем встречного напряжения, восстановления нормального режима (ВНР) после АВР (пп. 60–61). Реализовать их не всегда возможно даже при наличии свободно программируемой логики, если это не обеспечивается наличием необходимых измерительных органов. В МП РЗА российского производства автоматическое повторное включение (АПВ) 1–2 кратное (если эта функция не выводится из действия программным ключом), в импортных кратность АПВ 1–9, иногда с контролем синхронизма (п. 62).

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Следует еще остановиться на требованиях к надежности МП РЗА, предъявляемых в РД. В технических описаниях и инструкциях по эксплуатации зарубежных устройств не содержится требуемых данных по надежности, таких как:

- средняя наработка на отказ сменного элемента;
- средний срок службы сменного элемента до капитального ремонта;
- средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год;
- параметр потока ложных срабатываний устройства в год;
- полный средний срок службы устройства.

Такие расчетные данные могут предоставляться при наличии исходных данных по надежности комплектующих электронных компонентов и узлов (интенсивность отказов, наработка до отказа, срок службы в часах и другие показатели), однако их производители не предоставляют (кроме, в ряде случаев, срока службы в часах электролитических конденсаторов).

Отечественные компании предоставляют в своей документации показатели надежности. При этом остается большим секретом, на базе каких исходных данных по надежности комплектующих компонентов они получены. Поэтому необходимо отменить требование к отечественным производителям давать показатели надежности, так как приводимые в настоящее время данные могут только вводить в заблуждение потребителей.

Вывод: В разделе проведено сравнение оборудования фирм: «Бреслер» Россия г.Чебоксары, Siemens Германия, Schneider Electric Франция. Сравнивались микропроцессорные терминалы защит вводных выключателей, секционных выключателей и отходящих линий. Часть указанных дополнительных погрешностей, отсутствующих в документации российских производителей, приводится в документации западных компаний, например, фирмы Siemens (погрешности при изменении напряжения питания, при наличии в токе 3-й гармоники и при наличии 5-й гармоники). В зарубежных МП РЗА отсутствуют функции автоматического ввода резерва (АВР), АВР с пуском по напряжению и контролем встречного напряжения.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

В отечественных МП РЗА для защиты от замыкания на землю (ЗНЗ) обычно используется одноступенчатая защита с двумя независимыми выдержками времени (с действием на сигнал и на отключение). В зарубежных, ориентированных на использование при различном режиме заземления нейтрали (глухом заземлении, заземлении через резистор, через реактор или изолированной), может применяться до трех типов защиты по току нулевой последовательности в одном МП РЗА с включением на ток нулевой последовательности вторичных обмоток ТТ.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2 ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Согласно ГОСТ 19431-84 потребитель электрической энергии — предприятие, организация, территориально-обособленный цех, строительная площадка, квартира, приемники электрической энергии, которых присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию. Главная схема электрических соединений показана на рисунке 2.1.

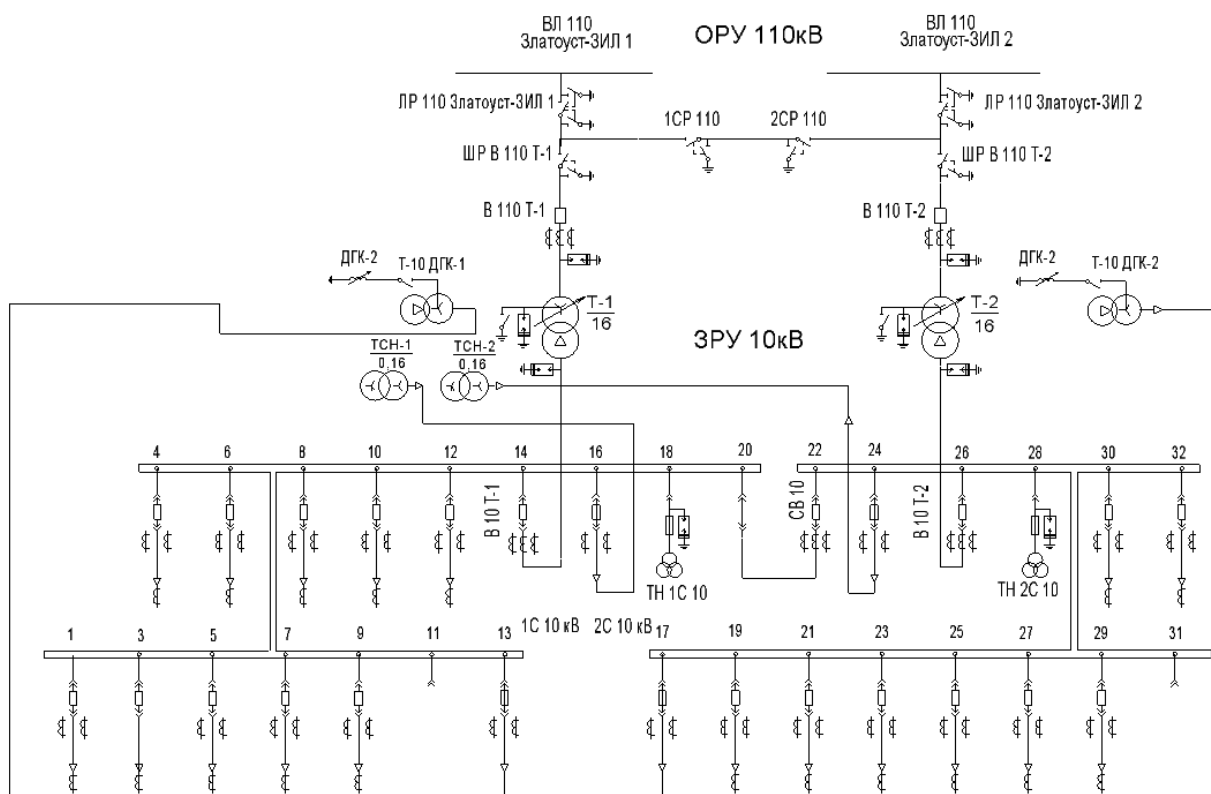


Рисунок 2.1 – Главная схема электрических соединений ПС 110/10 «Гагаринская»

Приемник электрической энергии — устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

При современных экономических условиях требования рынка стали более жесткими по отношению к качеству продукции. От качества электрической энер-

гии в значительной мере зависят условия работы ее потребителей. Повышение качества электрической энергии обычно связано с дополнительными затратами, так как требует применения дополнительных устройств.

Качество электрической энергии оценивается по технико-экономическим показателям, которые учитывают технологический процесс и ущерб, причиняемый оборудованию. ГОСТ 13109-97 устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на три категории.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и другие.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологиче-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

ских агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Основными потребителями электроэнергии в системе электроснабжения рассматриваемого района являются жилые дома с плитами на природном газе. Согласно ГОСТ 13109-97 качество электрической энергии — степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Непрерывный контроль качества электрической энергии — контроль качества электрической энергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях от средств измерений и оценка их происходят непрерывно.

Систематический контроль качества электрической энергии — контроль качества электрической энергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях и оценка их происходит в заранее установленные мо-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

менты времени или периодически с интервалами, определяемыми организацией контроля.

Различают следующие показатели качества электрической энергии:

- отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- доза колебаний напряжения (доза Фликера);
- коэффициент не синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент «n-ной» гармонической составляющей;
- коэффициент обратной последовательности напряжения;
- коэффициент нулевой последовательности напряжения;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение.

История фабрики началась в 1935-ом, когда сапожная мастерская Челябинжтреста привлекла к работе 15 златоустовских кустарей для выполнения индивидуальных заказов жителей города. В году великой отечественной мастерская получила госзаказ на пошив рабочей обуви на деревянной подошве для работников химической промышленности. В 50-е фабрика перешла к выпуску модельной обуви и начала работать в две смены.

Непрерывно росло производство. Оборудовались год за годом всё новые сборочные, заготовочные потоки, сейчас их уже 14! Столько же бригад. Опять стало приобретаться современное оборудование, оснастка. Вот недавние «обновки» - агрегат сушки клеевых деталей обуви с двухминутным тепловым ударом; и новый модернизированный пресс. В холдинге техническое перевооружение идёт постоянно. И на следующий год программа составлена. Включены были в работу все незадействованные раньше площади огромного здания фабрики. Загрузка диктует почти везде двухсменный режим работы, собственно, так было всегда. И сейчас здесь шьют 500 тысяч пар обуви в год.

Все потребители рассматриваемого района, по категориям надежности, представлены в таблице 2.1.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Таблица 2.1 – Потребители ПС Гагаринская 110/10 кВ

Потребитель элек- троэнергии	Количество по- требителей, шт	Категория на- дежности	Нагрузка, кВ·А
КЛ Медик	444	2,3	25,1
КЛ ГПТУ	678	2,3	
КЛ Обувная ф-ка 1	350	2,3	
КЛ РП 6-1	469	2,3	
КЛ Горбольница-1	750	2,3	
КЛ РП 5-1	510	2,3	
КЛ МЖК-1	620	2,3	
КВ Тяговая 8-1	609	2,3	
КЛ Ретранслятор-1	320	2,3	
КЛ Демидовская-1	1081	2,3	
КЛ МЖК-2	620	2,3	
КЛ РП 6-2	469	2,3	
КЛ РП 5-2	510	2,3	
КЛ Ретранслятор-2	1081	2,3	
КЛ Демидовская-2	280	2,3	
КЛ Горбольница-2	750	2,3	
КЛ Тяговая 8-2	609	2,3	
КЛ Обувная ф-ка 2	350	2,3	

Вывод: Описаны потребители электрической энергии, запитанные от данной подстанции, указаны категории надежности электроприемников, а так же нагрузка на фидера. Подстанция питает потребителей 2 и 3 категории, а так же главный потребитель подстанции «Гагаринская» это Швейная фабрика, который запитан от Обувная ф-ка 1,2.

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Выбор защит фидеров

Для защиты отходящего фидера применяем микропроцессорный блок F 650 фирмы GE Multilin.

F 650 – это устройство для защиты, управления, контроля, измерения и регистрации, подходящее для различных применений, таких как основная защита линии передачи распределения и резервная защита трансформаторов, шин, батарей конденсаторов и т.п.

F 650 составляет последовательность блоков, объединенных для выполнения функций защиты и управления. Прежде всего, F 650 включает в себя защиту трансформаторов переменного тока для измерений тока и напряжения. Эти измерения, переведенные в цифровую форму, посылаются в процессор цифровых сигналов (ПЦС), который выполняет измерительные функции.

Основной процессор выполняет функции защиты, управления и связи и состоит из двух внутренних процессоров: одного - для общего применения, и второго – предназначенного для осуществления связи.

Терминал F 650 включает в себя следующие основные функции:

1) Максимальная токовая защита (МТЗ) - отключает фидер при превышении тока уставки с выдержкой времени. Токовая отсечка отключает фидер без выдержки времени при появлении в сети больших токов короткого замыкания. Ускорение МТЗ автоматически вводится при включении выключателя и после работы АПВ на время 0,5с., при этом время МТЗ уменьшается до 0 с.

2) Токовая отсечка (ТО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю.

3) Защита от снижения и повышения напряжения нулевой последовательности.

4) Защита от тепловой перегрузки.

5) Защита от замыканий на землю (на ВЛ может работать на сигнал, на КЛ на отключение). На данном терминале реализуем функцию включения фидера от

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

ЧАПВ, а также функции УРОВ (устройство резервирования отказа выключателя) – то есть, при отказе выключателя отходящего фидера идет сигнал на отключение выключателя ввода 10 кВ и секционного выключателя.

б) Кроме того, на предложенном терминале возможно реализовать логическую защиту шин (ЛЗШ). ЛЗШ работает следующим образом: при КЗ на отходящей линии запускается защита этой линии и, возможно, защита ввода 10 кВ. При этом МТЗ фидера и ввода работают с заданными временными уставками. Если запускается защита ввода 10 кВ, а ни одна из защит фидеров не запустилась, то выдержка времени МТЗ ввода 10 кВ снижается до 0,25 с.

Терминал F 650 предусматривает измерение следующих параметров:

- Токи фаз;
- напряжения фаз, линейные напряжения;
- мощность активная, реактивная и полная;
- энергия, частота, cos;
- расстояние до места КЗ.

Преимущества предложенной схемы:

- 1) Нагрузка токовых цепей значительно меньше.
- 2) Возможность реализации УРОВ.
- 3) Логическая защита шин.
- 4) Аппаратная часть сокращена до одного блока, вместо электромеханических реле, каждое из которых может нести опасность отказа.
- 5) Возможность самодиагностики значительно повышает надежность работы.

3.2 Выбор защит вводных выключателей 10 кВ

Используем терминалы защиты и автоматики рабочего ввода 6-35 кВ «ТОР 200-В».

Терминалы «ТОР 200-В» предназначены для использования в качестве защиты и автоматики выключателей рабочих вводов секций шин напряжением 6-35

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

кВ. Устройства обеспечивают действие защит и автоматики как для секций шин с мощными синхронными или асинхронными двигателями, так и для секций шин собственных нужд электростанций, а также для секций шин распределительных сетей.

Основные характеристики.

Управление выключателем:

- дистанционное управление от АСУ ТП;
- местное управление от ключей на двери релейного шкафа;
- местное управление с кнопок на лицевой панели,
- блокировка от многократных включений выключателя;
- контроль цепей управления (РПО, РПВ), контроль давление элегаза;
- запрет включения при отключенном автомате ШП и неисправности цепей включения;

- возможность действия на вторую катушку отключения выключателя.

Защиты:

- трехступенчатая ненаправленная МТЗ;
- трехступенчатая направленная МТЗ;
- одноступенчатая ненаправленная токовая защита от замыканий на землю;
- одноступенчатая направленная токовая защита от замыканий на землю;
- защита от несимметричных режимов работы по току обратной последовательности (I_2) и по току несимметрии ($I_?$);
- степень контроля напряжения обратной последовательности (U_2);
- ускорение второй ступени МТЗ при включении выключателя;
- защита от потери питания с контролем снижения частоты (в версии «ТОР 200-В 22»);
- УРОВ с отдельным токовым органом;
- одноступенчатая трехфазная защита максимального напряжения;
- одноступенчатая однофазная защита максимального напряжения;
- двухступенчатая трехфазная защита минимального напряжения;
- дистанционная защита (в версии «ТОР 200-В 29»);

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

- организация цепей блокировки ЛЗШ.

Автоматика:

- одноступенчатое АПВ;
- отключение от внешних цепей;
- цепи пуска АВР ввода;
- восстановление схемы исходного режима.

3.3 Выбор защит силового трансформатора

Используем шкаф защиты трансформаторов 110-220 кВ «Бреслер Ш2500 08.21Х» (рисунок 3.1).

«Бреслер Ш2500 08.21Х» – серия шкафов микропроцессорной релейной защиты и автоматики понижающих двухобмоточных трансформаторов 35-110кВ мощностью до 40 МВА, предназначенных для выполнения функций релейной защиты, автоматики, местного/дистанционного управления, измерения, сигнализации, регистрации, осциллографирования.

Шкаф Бреслер «Ш2500 08.21Х» содержит комплект основных и резервных защит трансформатора.



Рисунок 3.1 – Внешний вид шкафа

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Описание комплектов защиты

Комплект защиты «Ш2500 08.214» реализован на базе микропроцессорного терминала защиты и автоматики типа «ТОР 200-Т». Содержит комплект основных защит двухобмоточного трансформатора 35-110 кВ. Имеет входы для подключения токов с двух сторон трансформатора (ВН и НН) и напряжения от стороны ВН.

Функции защиты:

- дифференциальная токовая защита трансформатора;
- цепи отключения от газовой защиты трансформатора и РПН;
- УРОВ стороны ВН;
- ТЗНП стороны ВН;
- МТЗ стороны ВН;
- цепи отключения от внешних устройств РЗА;
- цепи сигнализации от датчиков трансформатора;
- защита от перегруза.

Комплект защиты и автоматики «Ш2500 08.211» реализован на базе микропроцессорного терминала защиты и автоматики типа «ТОР 200-Л». Содержит комплект резервных защит двухобмоточного трансформатора 35-110 кВ и автоматику управления выключателем стороны ВН. Имеет входы для подключения трёхфазных токов, тока нейтрали трансформатора, трёх междуфазных напряжений и напряжения 3U₀.

Терминал реализует следующий набор функций защиты и автоматики:

- автоматика управления выключателем ВН;
- диагностика выключателя ВН;
- цепи отключения от газовой защиты трансформатора и РПН;
- ТЗНП стороны ВН;
- МТЗ стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению;
- УРОВ стороны ВН;
- защита от обрыва фаз.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Комплект защиты и автоматики «Ш2500 08.216» реализован на базе микропроцессорного терминала защиты и автоматики типа «ТОР 200-Р». Имеет входы для подключения трёх фазных токов, трёх междуфазных напряжений и напряжения 3U0.

Терминал реализует следующий набор функций защиты и автоматики:

- Автоматика регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой.
- компенсация падения напряжения в линии (регулирование напряжения на шинах потребителя). Возможность регулирования напряжения в соответствии с календарём и временем суток;

- автоматическое и ручное регулирование;
- возможность дистанционного управления;
- МТЗ для сигнализации и блокирования АРНТ при перегрузе;
- диагностика привода РПН;
- цифровой индикатор положения РПН.

Особенности защиты:

- Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) обладает высокой чувствительностью ко внутренним КЗ. Минимальная уставка составляет 30 % от номинального тока трансформатора. Малое время отключения — время срабатывания защиты составляет 30–40 мс. В защите предусмотрена дифференциальная токовая отсечка для мгновенного отключения замыканий с большим током КЗ. Внутренние замыкания с малым током КЗ выявляются дифференциальным органом с торможением, надёжно отстроенным от бросков намагничивающего тока с помощью блокировки по второй гармонике. Подключение токовых цепей ДЗТ к ТТ, соединённым по схеме «звезда», обеспечивается независимо от группы соединения защищаемого трансформатора. Компенсация группы соединения обмоток трансформатора и выравнивание токов плеч в широком диапазоне выполняются программно;

- Цепи отключения от газовой защиты трансформатора и РПН. Предусмотрены сигнальная и отключающая ступени газовой защиты транс-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

форматора, отключающая ступень газовой защиты РПН. Возможно перевести ступени на сигнал и отключение;

- Предусмотрен набор резервных токовых защит для защиты трансформатора от длительного протекания токов внешних КЗ.

Достоинства:

- Бюджетное решение для защиты двухобмоточных трансформаторов до 40 МВА;

- реализация функций защиты и автоматики трансформатора с помощью трех комплектов РЗА в одном шкафу;

- высокая чувствительность и быстродействие при внутренних замыканиях;

- наличие рекомендаций по универсальному набору значений уставок для дифференциальной защиты трансформатора, не требующих расчета.

3.4 Выбор защит шин 10 кВ

Для выполнения полноценной защиты секций шин 10 кВ устанавливается терминал REF 543 ВМ 129 ВААА, в котором реализованы следующие функции:

1) Автоматическое и оперативное управление выключателями с учетом всех необходимых блокировок.

2) Диагностика выключателей.

3) Резервные защиты шин 10кВ выполненные в виде трехфазной МТЗ (уставки по току срабатывания МТЗ на выводах и соответствующем СВ-10 кВ должны быть одинаковыми и отличаться только по времени на ступень селективности).

4) Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

5) Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) реализована волоконно-оптическим устройством ОВОД, обеспечивающим мониторинг состояния оптоэлектронного тракта. Применение такого метода построения защиты позволяет быстро определять место повреждения и сделать более селективной и гибкой логику работы устройства дуговой защиты совместно с РЗА распределительного устройства.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Основные технические характеристики волоконно-оптического устройства:

- Время срабатывания без блокировки – не более 0,5с;
- рабочий диапазон температур - -40 +55;
- порог срабатывания ТКЗ – не более 500 А;

Для защиты шин 10 кВ при междуфазных КЗ непосредственно на шинах и при двойных замыканиях на землю в случае, когда одна точка замыкания на землю находится на линии, а вторая на шинах, а также для резервирования отказа выключателя или защиты отходящих линий 10 кВ, предусматривается токовая защита шин «ПУМА 3342». Защита действует на отключение вводов трансформаторов и секционного выключателя.

Основные функции токовой защиты шин «ПУМА 3342»:

- Защита при междуфазных КЗ на шинах;
- защита при двойных замыканиях на землю когда одна точка замыкания находится на шинах, а вторая на линии;
- резервирование отказа защиты линии или их выключателей.

Резервные функции токовой защиты шин «ПУМА 3342»:

- По фазная индикация текущих значений токов всех присоединений и дифференциальных токов фаз;
- местный и дистанционный ввод, хранение и отображение уставок;
- индикация с помощью светодиодов факта срабатывания защиты или ее неисправности;
- регистрация работы защиты на семь последних повреждений, информация о виде повреждения;
- непрерывная диагностика исправности и сигнализация о неисправности;
- организация локальной сети.

3.5 Выбор защит трансформатора напряжения

Используем терминал защиты трансформатора напряжения секции 6-35 кВ «ТОР 200-Н».

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Терминалы TOP 200-Н имеют в своём составе набор измерительных органов по напряжению, которые предназначены для выполнения групповых защит и автоматики секции шин. Терминалы позволяют реализовать функции АВР ввода, двух ступеней ЗМН, вольтметровой блокировки токовых защит, органа напряжения на секции, органа напряжения обратной последовательности, защиты от понижения и повышения частоты.

Основные характеристики.

- защита минимального напряжения первой ступени (ступень $U_{<<<}$);
- защита минимального напряжения второй ступени (ступень $U_{<<<<}$);
- защита от замыкания на землю по напряжению нулевой последовательности (ступень $U_{0>}$);
- защита по напряжению обратной последовательности (ступень $U_{2>}$);
- четырёхступенчатая защита по снижению частоты;
- двухступенчатая защита по повышению частоты;
- защита по скорости изменения частоты.
- комбинированный пуск МТЗ присоединений секции шин (ступень $U_{<}$, $U_{2>}$).

АЧР

Используем контроллер частотной разгрузки «TOP 200-КЧР-22».

Комплектные устройства автоматики «TOP 200-КЧР» предназначены для выполнения функций автоматического отключения и последующего поэтапного включения потребителей электроэнергии при снижении частоты в сети в режиме дефицита активной мощности.

Контроллер выполняет отключение потребителей тремя очередями АЧР при дефиците активной мощности в сети. Включение потребителей производится как в ручном, так и в автоматическом режиме. Предусмотрено ручное прерывание циклов ЧАПВ, а также блокирование действия автоматики.

Основные характеристики.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Вывод: В разделе выбрано:

- для защиты отходящих фидеров микропроцессорный блок F650 фирмы GE Multilin;
- для защиты вводного выключателя 10 кВ «ТОР 200-В» ;
- в качестве защиты силового трансформатора «Бреслер Ш2500 08.21Х»;
- для защиты шин 10 кВ REF 543 ВМ 129 ВААА, при междуфазных КЗ «ПУМА 3342», защита от дуговых замыканий реализована волоконно-оптическим устройством ОВОД;
- для защиты трансформатора напряжения «ТОР 200-Н».

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И УСТАВОК ЗАЩИТЫ

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Коротким замыканием называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а в системах с изолированной нейтралью также замыкание фаз на землю. Такой режим является самым тяжелым для элементов системы. И именно по нему проводят выбор и проверку электрического оборудования подстанции. При коротких замыканиях токи в фазах увеличиваются, а напряжение снижается. Как правило, в месте КЗ возникает электрическая дуга, которая вместе с сопротивлением пути тока образует переходное сопротивление. Пренебрежение переходным сопротивлением значительно упрощает и дает максимально возможное при одних и тех же исходных условиях значения тока короткого замыкания. Для выбора аппаратуры необходим именно этот расчет:

- не учитываются емкости, а, следовательно, и емкостные токи в кабельной линии;
- трехфазная цепь считается симметричной, сопротивления фаз равным друг другу;
- отсутствует насыщение стали электрических машин;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- не учитывается влияние регулирования коэффициента трансформации силовых трансформаторов на величину напряжения короткого замыкания ($U_{кз}\%$) этих трансформаторов;
- не учитываются переходные сопротивления в месте короткого замыкания.

Указанные приводят к незначительному преувеличению токов короткого замыкания (погрешность не превышает 10%, что допустимо). На расчетной схеме в однолинейном изображении указываются источники питания (в данном случае энергетическая система) и элементы сети (линии электрических передач, трансформаторы), связывающие источники питания с точками короткого замыкания, а так же параметры всех элементов, необходимых для расчета токов короткого замыкания. Схему замещения подстанции «Каменка» для расчета тока короткого

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

замыкания составляют по расчетной схеме. Для этого все элементы схемы заменяются соответствующими сопротивлениями. В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать средние номинальные напряжения по шкале:

$$U_{\text{ср.ном}}, \text{ кВ} - 515; 340; 230; 154; 115; 37; 10,5; 6,3.$$

Расчетная схема и схема замещения приведены на рисунке 3.1.

Далее проводится расчет токов короткого замыкания. При этом рассматриваются два режима: максимальный и минимальный.

При расчете тока короткого замыкания определяются следующие величины:

$i_{\text{по}}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания для проверки оборудования на электродинамическую устойчивость;

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания, необходимый для проверки электрических аппаратов на электродинамическую устойчивость;

$i_{\text{ао}}$ - наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, А, для проверки оборудования по отключающей способности;

$B_{\text{к}}$ - тепловой импульс короткого замыкания, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, для проверки оборудования на термическую устойчивость.

Исходные данные:

- сопротивление энергосистемы:

$$r_c = 0,230 \text{ Ом};$$

$$X_c = 2,494 \text{ Ом};$$

На рисунке 4.1 представлены схемы расчетов токов КЗ.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$i_{y\partial, \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial, \kappa 1} \cdot I_{no, \kappa 1}, \quad (4.2)$$

Г.к. $\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{2,494}{0,23} = 11 \geq 5$, то ударный коэффициент определяем по

формуле:

$$k_{y\partial, \kappa 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a, \kappa 1}}}, \quad (4.3)$$

где $T_{a, \kappa 1}$ — постоянная времени, с,

$$T_{a \kappa 1} = \frac{x_c}{r_c \cdot \omega}; \quad (4.4)$$

ω — угловая частота, рад/с,

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f;$$

f — частота сети, Гц, равна 50.

$$\omega = 314 \text{ рад/с,}$$

$$T_{a \kappa 1} = \frac{2,494}{0,23 \cdot 314} = 0,035 \text{ с,}$$

$$k_{y\partial, \kappa 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,035}} = 1,75.$$

Тогда

$$i_{y\partial, \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 26135 = 64680 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая, А:

$$i_{a, \kappa 1, t=0} = \sqrt{2} \cdot I_{no, \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 26135 = 36960 \text{ А,} \quad (4.5)$$

$$i_{a, \kappa 1, t_{y\partial}} = i_{a, \kappa 1, t=0} \cdot e^{\frac{-t_{y\partial}}{T_{a, \kappa 1}}}, \quad (4.6)$$

где $t_{y\partial}$ — время от начала КЗ до появления ударного тока, с.

$$t_{y\partial} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_{\kappa}}{\pi}, \quad (4.7)$$

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

где $\varphi_{\kappa} = \arctg \frac{X_{\Sigma\kappa 1}}{R_{\Sigma\kappa 1}}$ – сдвиг фазы тока.

$$\varphi_{\kappa} = \arctg \frac{2,495}{0,23} = 1,48 \text{ рад,}$$

$$t_{y\partial} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + 1,48}{\pi} = 9,7 \cdot 10^{-3} \text{ с,}$$

$$i_{a,\kappa 1,t_{y\partial}} = 36960 \cdot e^{-\left(\frac{9,7 \cdot 10^{-3}}{35 \cdot 10^{-3}}\right)} = 28013 \text{ А.}$$

Полный ток короткого замыкания в момент времени $t_{y\partial}$, А,

$$I_{\kappa 1,t_{y\partial}} = \sqrt{I_{n0,\kappa 1}^2 + i_{a,\kappa 1,t_{y\partial}}^2} = \sqrt{26135^2 + 28013^2} = 38311 \text{ А.}$$

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов КЗ в точке К1

Параметры	КЗ в точке К1
	L1
Напряжение на высокой стороне, $U_{вн}$, кВ	110
Индуктивное сопротивление, X_1 , Ом	0,23
Активное сопротивление R_1 , Ом	2,494
Полное сопротивление Z_1 , Ом	2,494
Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{по,\kappa 1}$, $A \times 10^3$	26,1
Ударный коэффициент, $K_{уд,\kappa 1}$	1,75
Ударный ток, $i_{уд,\kappa 1}$, $A \times 10^3$	64,7

Окончание таблицы 4.1

Параметры	КЗ в точке К1
	L1
Апериодическая составляющая, $ia_0, A \times 10^3$	37
Время от начала КЗ до появления ударного тока, $t_{уд}, c \times 10^{-3}$	9,7
Постоянная времени, $Ta, c \times 10^{-3}$	35
Апериодическая составляющая в момент времени $t_{уд}, ia, t_{уд}, A \times 10^3$	28
Полный ток короткого замыкания в момент времени, $I_{к1}, t_{уд}, A \times 10^3$	38,3

4.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения

Исходные данные трансформатора ТМН-6300/110 представлены в таблице 4.2 сопротивление энергосистемы

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформаторов ТМН-6300/110

Тип Трансформатора	$S_{ном},$ МВА	$U_{ном},$ кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %	$r_2,$ Ом	$X_2,$ Ом	$Q,$ кВАр
		ВН	НН							
ТМН-6300/110	6,3	115	11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Активное сопротивление до точки К2, Ом,

$$r_{\Sigma K2} = r_c + r_2 = 0,23 + 2,494 = 2,724 \text{ Ом.} \quad (4.8)$$

Реактивное сопротивление до точки К2, Ом,

$$X_{\Sigma K2} = X_c + X_2 = 2,494 + 220,4 = 222,9 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Т.к. условие $r_{\Sigma} < \frac{x_{\Sigma}}{3}$ выполняется ($14,7 < 74,3$), то реактивное сопротивление $r_{\Sigma K2}$ до точки К2 не учитывается,

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{X_{\Sigma K2}^2} = 222,9 \text{ (Ом)}. \quad (4.10)$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, А,

$$I_{no, K2(BH)} = I_{K, K2(BH)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}}; \quad (4.11)$$

$$I_{no, K2(BH)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 222,9} = 285 \text{ А.}$$

Для вычисления действительного значения тока КЗ на данной ступени, полученный ток необходимо привести к низкому напряжению:

$$I_{no, K2(HH)} = I_{K, K2(HH)} = I_{K, K2(BH)} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}}; \quad (4.12)$$

$$I_{no, K2(HH)} = 285 \cdot \frac{110000}{10000} = 3135 \text{ А.}$$

Ударный ток в точке К2, А,

$$i_{y\delta, K2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta, K2} \cdot I_{K, K2(HH)}, \quad (4.13)$$

$$T_{a, K2} = \frac{222,9}{2,724 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,26 \text{ с}, \quad (4.14)$$

$$t_{y\delta} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_K}{\pi}; \quad (4.15)$$

$$t_{y\delta} = 0,01 \cdot \frac{\frac{\pi}{2} + \arctg \frac{X_{\Sigma K2}}{r_{\Sigma K2}}}{\pi}; \quad (4.16)$$

$$t_{y\delta} = 280 \cdot 10^{-3} \text{ с},$$

$$k_{y\delta, K2} = 1 + e^{\frac{-t_{y\delta}}{T_{a, K2}}}; \quad (4.17)$$

$$k_{y\partial, \kappa 2} = 1 + e^{\frac{-28010^{-3}}{0,26}} = 1,34$$

$$i_{y\partial, \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial, \kappa 2} \cdot I_{\kappa, \kappa 2(HH)}; \quad (4.18)$$

$$i_{y\partial, \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot 3135 = 5941 \text{ A.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К2, А:

$$i_{a, \kappa 2, t=0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0, \kappa 2}; \quad (4.19)$$

$$i_{a, \kappa 2, t=0} = \sqrt{2} \cdot 3135 = 4434 \text{ A,}$$

$$i_{a, \kappa 2, t=0.01} = i_{a, \kappa 2, t=y\partial} \cdot e^{\frac{-t_{y\partial}}{T_{a, \kappa 2}}}, \quad (4.20)$$

$$i_{a, \kappa 2, t=0.01} = 4434 \cdot e^{\frac{-28010^{-3}}{0,26}} = 1511 \text{ A.}$$

Полный ток короткого замыкания

$$I_{\kappa 2, t_{y\partial}} = \sqrt{(I_{n0, \kappa 2})^2 + (i_{a, \kappa 2, t_{y\partial}})^2} = \sqrt{3135^2 + 4434^2} = 5430 \text{ A.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точке К3 2 приводятся в таблице 4.3.

Таблица 4.3 — Результаты расчета токов КЗ в точке К2

Параметры	КЗ в точке К2
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}, \text{ кВ}$	10
Индуктивное сопротивление X_2 , Ом	2,724
Активное сопротивление, $R_2, \text{Ом}$	222,9
Полное сопротивление, $Z_2, \text{Ом}$	222,9
Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{п0, \kappa 2} \text{ A} \times 10^3$	0,29

Окончание таблицы 4.3

Параметры	КЗ в точке К2
Ударный коэффициент, $k_{уд,к2}$	1,34
Ударный ток, $i_{уд,к2} \text{ А} \times 10^3$	5,9
Апериодическая составляющая $i_{a0}, \text{ А} \times 10^3$	4,4
Время от начала КЗ до появления ударного тока $t_{уд}, \text{ с} \times 10^{-3}$	280
Постоянная времени $T_a, \text{ с} \times 10^{-3}$	260
Апериодическая составляющая в момент времени $i_{a,t_{уд}} \text{ А} \times 10^{-3}$	1,5
Полный ток короткого замыкания в момент времени $I_{к2,t_{уд}} \text{ А} \times 10^3$	5,4

4.3 Расчет теплового импульса тока короткого замыкания

Полный импульс тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot \left[t_{отк} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{отк}}{T_a}} \right) \right], \quad (4.21)$$

где $t_{отк}$ — полное время отключения выключателя, с.

Полный импульс тока короткого замыкания на стороне высокого напряжения равен:

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР					

$$B_{к1} = I_{но}^2 \cdot \left[t_{отк} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{отк1}}{T_a}} \right) \right] \quad (4.22)$$

$$B_{к1} = 26100^2 \cdot \left[0,05 + 0,035 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,05}{0,035}} \right) \right] = 56,5 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Полный импульс тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения равен:

$$B_{к2} = I_{но}^2 \cdot \left[t_{отк} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{отк2}}{T_a}} \right) \right] \quad (4.23)$$

$$B_{к2} = 290^2 \cdot \left[0,07 + 0,26 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,07}{0,26}} \right) \right] = 0,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Результаты расчетов теплового импульса представляются в таблице 4.4.

Таблица 4.4 — Результаты расчета теплового импульса

Точка КЗ	Тепловой импульс $B_{к}, 10^6 \times \text{A}^2 \cdot \text{c}$
	L1
K1	56,5
K2	0,1

4.4 Расчет токов уставок максимально-токовой защиты и токовой отсечки для фидеров

Для надежной защиты фидеров от токов короткого замыкания и перегрузок необходимо правильно определить токи уставок защитной аппаратуры.

Определим величину уставок токовой отсечки (ТО) и максимальной токовой защиты (МТЗ).

Уставки аппаратов защиты будем определять исходя, из величины мощности приемника и типа линии, приведенных в таблице 4.5.

Таблица 4.5 Характеристики электроприемников

Фидер	Нагрузка, кВА	Длина линии, км	Тип линии	Уд. сопротивление линии, Ом/км
W1	1,33	4,42	АС-35/6,2	0,7774
W2	1,25	5,13	АС-35/6,2	0,7774
W3	4,32	8,35	АС-35/6,2	0,7774

Определим величину тока уставки МТЗ для отходящего фидера W1:

Определим номинальный ток, $I_{\text{НОМ}}$ линии. От данного фидера запитана КТП мощностью 1330 кВА, длина линии 7,42 км.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (4.24)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность электроприемника, кВА;

$U_{\text{ср}}$ – генераторное напряжение цепи, кВ

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1330}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73,13 \quad \text{А};$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (4.25)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,3;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент самозапуска, равен 1,25;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 0,95;

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{1,3 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 73,13 = 125,09 \text{ А};$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.реле}} = \frac{I_{\text{ср.з}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (4.26)$$

где $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, равен 60;

$$I_{\text{ср.реле}} = \frac{125,09}{60} = 2,08 \text{ А};$$

Определим коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ_min}}}{I_{\text{ср.з}}} \quad (4.27)$$

где $I_{\text{КЗ_min}}$ – минимальный ток короткого замыкания

Суммарное сопротивление до точки КЗ находим по формуле:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{С}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{В}} + X_{\text{Н}} + X_{\text{ЛП}}, \quad (4.28)$$

где $X_{\text{ЛП}}$ - сопротивление линии электроприемника, равное

$$X_{\text{ЛП}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{В}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (4.29)$$

где X_0 - удельное сопротивление на единицу длины линии, Ом/м;

$$X_{\text{ЛП}} = 0,7774 \cdot 4,42 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 3,1167$$

Максимальный режим:

$$Z_{\Sigma} = 0,1111 + 0,2127 + 1,075 + 0,625 + 3,1167 = 5,1908;$$

$$I_{\text{КЗ_max}} = \frac{10000}{5,1908} = 1926,4853 \text{ А.}$$

Минимальный режим:

$$Z_{\Sigma} = 0,248 + 0,2127 + 1,075 + 0,625 + 3,1167 = 5,2774;$$

$$I_{\text{КЗ_min}} = \frac{10000}{5,2774} = 1894,8725 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР					

$$K_q = \frac{1894,8725}{125,09} = 15,15$$

Определим величину тока уставки токовой отсечки:

При расчете величины тока уставки длину линии возьмем 20% от реальной, т. к. токовая отсечка должна иметь большую чувствительность. Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = 1,2 \cdot I_{\text{КЗ_max}} \quad (4.30)$$

Определим сопротивление линии:

$$X_{\text{ли}} = 0,7774 \cdot 0,2 \cdot 4,42 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 3,6233$$

Максимальный режим:

$$I_{\text{КЗ_max}} = \frac{10000}{3,6233} = 2759,9150 \text{ А.}$$

Минимальный режим:

$$I_{\text{КЗ_min}} = \frac{10000}{3,9674} = 2520,5424 \text{ А.}$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = 1,2 \cdot 2759,9150 = 3311,898 \text{ А;}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.реле}} = \frac{3311,898}{60} = 55,1983 \text{ А;}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{2520,5424}{3311,898} = 0,761$$

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Величина тока уставок остальных фидеров рассчитывается аналогично, результаты расчета приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 Токи уставок

№ фид	I _{ном}	МТЗ				ТО			
		K _{ГТ}	I _{ср.з}	I _{ср.реле}	K _ч	K _{ГТ}	I _{ср.з}	I _{ср.реле}	K _ч
W1	73,13	60	125,09	2,08	15,15	60	3311,9	55,2	0,76
W2	68,89	60	117,85	1,96	6,24	60	2401,82	40,03	0,79
W3	105,73	60	180,86	3,01	10,60	60	1752,36	29,21	0,80

4.5 Защита от повреждений внутри кожуха и от понижений уровня масла

Тип защиты – газовая, реагирующая на образование газов, сопровождающих повреждение внутри кожуха трансформатора, в отсеке переключения отпаек устройства регулирования коэффициента трансформации (в отсеке РПН), а также действующая при чрезмерном понижении уровня масла. В качестве реле защиты в основном используется газовые реле. При наличии двух контактов газового реле защита действует в зависимости от интенсивности газообразования на сигнал или на отключение.

Типовыми схемами защиты предусматривается в соответствии с требованиями ПЭУ возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме реле отсека РПН) на сигнал и выполнение отдельной сигнализации от сигнального и отключающего контактов реле. Газовое реле отсека РПН должно действовать только на отключение.

При выполнении газовой защиты с действием на отключение принимаются меры для надежного отключения выключателей трансформатора при кратковременном замыкании соответствующего контакта газового реле.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Газовая защита установлена на трансформаторах ТМН и на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и более. Применяем реле типа РГУЗ-66.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена и с помощью реле давления, а защита от понижения уровня масла – реле уровня в расширителе трансформатора.

4.6 Защита от повреждений на выводах и внутренних повреждениях трансформатора

Для этой цели будем использовать продольную дифференциальную токовую защиту, действующую без выдержки времени на отключение поврежденного трансформатора от неповрежденной части электрической системы с помощью выключателя. Данная защита осуществляется с применением реле тока, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса. Согласно рекомендациям [3] будем использовать реле торможением типа ДЗТ-11. Рассматриваемая защита с реле ДЗТ-11 выполняется так, чтобы при внутренних повреждениях трансформатора торможение было минимальным или совсем отсутствовало. Поэтому тормозная обмотка реле обычно подключается к трансформаторам тока, установленных на стороне низшего напряжения трансформатора.

Произведем расчет продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПГВ, выполненной с реле типа ДЗТ-11.

Для этого сначала определяем первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}},$$

где $S_{\text{ном}}$ -номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА.

$U_{\text{ном}}$ –номинальное напряжение соответствующей стороны, кВ.

Ток для высшей стороны напряжения:

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$I_{НОМ,ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А}$$

Для низшей стороны напряжения:

$$I_{НОМ,НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ А}$$

Принимаем трансформаторы тока с $n_{Т\text{ВН}} = 150/5$ и $n_{Т\text{НН}} = 1500/5$. Схемы соединения трансформаторов тока следующие: на высшей стороне Δ , на низшей стороне – Y .

Определим соответствующие вторичные токи в плечах защиты:

$$I = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{n_T} \quad (4.31)$$

где $K_{СХ}$ – коэффициент схемы включения реле защиты, который для ВН равен $\sqrt{3}$, для НН - 1.

Тогда:

$$I_{ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН} \cdot K_{СХВН}}{n_{ТВН}};$$

$$I_{НН} = \frac{I_{НОМ.НН} \cdot K_{СХНН}}{n_{ТНН}};$$

$$I_{ВН} = \frac{31,63 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 1,83 \text{ А}$$

$$I_{НН} = \frac{346,41 \cdot 1}{1500/5} = 1,15 \text{ А}$$

Выберем сторону, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле. На трансформаторах с расщепленной обмоткой тормозная обмотка включается в сумму токов трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщепленной обмоток. Первичный минимальный

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР					

ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot I_{НОМ ВН} \quad (4.32)$$

где $K_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки.

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 31,63 = 47,45 \text{ А}$$

Расчетный ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН:

$$I_{CP} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{СХВН}}{n_{ТВН}}; \quad (4.33)$$

$$I_{CP} = \frac{47,45 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 2,74 \text{ А}$$

Расчетное число витков рабочей обмотки реле включается в плечо защиты со стороны ВН:

$$W_{ВНрасч} = \frac{F_{CP}}{I_{CP}} \quad (4.34)$$

где $F_{CP} = 100$ – магнитодвижущая сила срабатывания реле, А.

$$W_{ВНрасч} = \frac{100}{2,74} = 36,50$$

Согласно условию $W_{ВН} \leq W_{ВН расч}$ принимаем число витков $W_{ВН} = 36$, что соответствует минимальному току срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{F_{CP} \cdot n_{ТВН}}{W_{ВН} \cdot K_{СХ ВН}} \quad (4.35)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100 \cdot 150/5}{36 \cdot \sqrt{3}} = 48,11 \text{ А}$$

Расчетное число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

$$W_{ННрасч} = \frac{W_{ВН} \cdot I_{ВН}}{I_{НН}}$$

$$W_{\text{ННрасч}} = \frac{36 \cdot 1,83}{1,15} = 57,29$$

Принимаем ближайшее к $W_{\text{НН расч}}$ целое число, т.е. $W_{\text{НН}} = 57$.

Определим расчетное число витков тормозной обмотки, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

$$W_{\text{Т.расч}} = \left(\varepsilon + \Delta u + \frac{W_{\text{НН}} - W_{\text{ННрасч}}}{W_{\text{ННрасч}}} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot W_{\text{НН}}}{\text{tg} \alpha} \quad (4.36)$$

где $\varepsilon=0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформатора тока;

Δu – относительная погрешность, обусловленная РНП, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения;

α – угол наклона касательной к горизонтальной характеристике реле типа ДЗТ-11, $\text{tg} \alpha = 0,75$.

Для ТМН-6300/110 $\Delta u = 0,5 \cdot 2 \cdot 9 \cdot 0,0178 = 0,16$

$$W_{\text{Т.расч}} = \left(0,1 + 0,16 + \frac{57 - 57,29}{57,29} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot 57}{0,75} = 29,07$$

Согласно стандартного ряда, приведенного в [3], принятое число витков тормозной обмотки для реле ДЗТ-11 $W_{\text{T}} = 29$.

Определим чувствительность защиты при металлическом КЗ в защищаемой зоне, когда торможение отсутствует. Для этого определим ток КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{К-2}}^{(3)} = 9,75 \cdot \frac{6,3}{115} = 0,534 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К-2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,534 = 0,462 \text{ кА} = 462 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К-2}}^{(2)} \cdot K_{\text{СХ}}^{(2)}}{I_{\text{С.З.}} \cdot K_{\text{СХ}}^{(3)}} \quad (4.37)$$

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$K_{\varphi} = \frac{462 \cdot \sqrt{3}}{192,45 \cdot \sqrt{3}} = 2,4 > 2,0, \text{ что удовлетворяет условиям ПУЭ.}$$

Определяем чувствительность защиты при КЗ в защищаемой зоне, когда имеется торможение.

Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке реле:

$$I_{\text{раб.р.}} = \frac{I_K^{(2)} \cdot K_{\text{СХВН}}}{n_{\text{ТВН}}} \quad I_{\text{раб.р.}} = \frac{462 \cdot \sqrt{3}}{30} = 26,67 \text{ А}$$

Второй ток, подводимый к тормозной обмотке:

$$I_{\text{тор.р.}} = \frac{I_K^{(2)} \cdot K_{\text{СХНН}}}{n_{\text{ТНН}}} \quad I_{\text{тор.р.}} = \frac{462 \cdot 1}{300} = 1,54 \text{ А.}$$

Рабочая МДС реле:

$$F_{\text{раб}} = \sum_{n=1}^p I_{\text{раб.р.}} \cdot W_{\text{раб.н}} \quad F_{\text{раб}} = 26,67 \cdot 9 = 240,03 \text{ А}$$

Тормозная МДС реле:

$$F_{\text{тор}} = I_{\text{тор.р.}} \cdot W_{\text{тор}} \quad F_{\text{тор}} = 1,54 \cdot 9 = 13,86 \text{ А}$$

По характеристике срабатывания реле, приведенной в [9], графически определяем рабочую МДС срабатывания реле: $F_{\text{CP}} = 125 \text{ А}$.

Тогда коэффициент чувствительности:

$$K_{\varphi} = \frac{F_{\text{раб}}}{F_{\text{CP}}} \quad (4.38)$$

$$K_{\varphi} = \frac{240,03}{125} = 1,92 > 1,5, \text{ что удовлетворяет условиям ПУЭ.}$$

4.7 Защита от токов внешних многофазных КЗ

Защита предназначена для отключения внешних многофазных КЗ при отказе защиты или выключателя смежного поврежденного элемента, а также для выполнения функции ближайшего резервирования по отношению к основным защитах трансформатора (дифференциальной и газовой). В качестве защиты трансформатора от токов внешних КЗ используются:

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего и среднего напряжений, подключенных к соответствующим выводам трансформатора;

максимальная токовая защита с пуском напряжения, устанавливаемая на стороне высшего напряжения защищаемого трансформатора.

Защита установленная на стороне ВН, выполняется на двухобмоточных трансформаторах с двумя, а на трехобмоточных с тремя реле тока. Реле присоединяется ко вторичным обмоткам ТТ, соединенным, как правило, в треугольник.

Непосредственное включение реле защиты от токов внешних КЗ в токовые цепи дифференциальной защиты не допускается.

Расчёт МТЗ.

Ток срабатывания защиты МТЗ-1 на стороне НН:

$$I_{C31} = \frac{K_O \cdot K_{C3} \cdot I_{НН}}{K_B}, \quad (4.38)$$

где $K_O=1,2$ – коэффициент отстройки реле;

$K_B=0,85$ – коэффициент возврата реле РТ-40;

$K_{C3}=2,3$ – коэффициент самозапуска секции шин потерявшей питание;

$$I_{C31} = \frac{1,2 \cdot 2,3 \cdot 290}{0,85} = 941,64 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты МТЗ-2 на стороне ВН:

$$I_{C32} = \frac{K_O \cdot K_{C3} \cdot I_{ВН}}{K_B}; \quad (4.39)$$

$$I_{C32} = \frac{1,2 \cdot 2,3 \cdot 26,1}{0,85} = 84,75 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле на стороне ВН:

$$I_{CP2} = \frac{I_{C32} \cdot K_{CX}}{n_T}; \quad (4.40)$$

$$I_{CP2} = \frac{84,75 \cdot \sqrt{3}}{10} = 14,7 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ-2:

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$K_q = \frac{K_{CX} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{K-1}^{(3)}}{2 \cdot n_T \cdot I_{CP2}} ; \quad (4.41)$$

$$K_q = \frac{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot 290}{2 \cdot 10 \cdot 14,7} = 2,96 > 1,5$$

Ток срабатывания реле МТЗ на стороне НН:

$$I_{CP1} = \frac{I_{C31} \cdot K_{CX}}{n_T} ; \quad (4.42)$$

$$I_{CP1} = \frac{941,64 \cdot 1}{200} = 4,7 A$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$K_{q-1}^{(3)} = \frac{I_{K-2}^{(3)}}{I_{C31}} ; \quad (4.43)$$

$$K_{q-1}^{(3)} = \frac{3135}{941,64} = 3,3 > 1,5$$

Условие чувствительности выполняется.

Коэффициент чувствительности защиты в резервной зоне:

$$K_q^2 = \frac{I_{K-5}^{(3)}}{I_{C31}} ; \quad (4.44)$$

$$K_q^2 = \frac{\sqrt{3} \cdot 3135}{941,64} = 5,7 > 1,2$$

Чувствительности защиты в резервной зоне обеспечивается.

4.8 Выбор предохранителей для трансформаторов собственных нужд

При эксплуатации электрической подстанции небольшая часть электроэнергии расходуется на нужды самой подстанции: питание устройств автоматики, освещение и отопление. Электроэнергия из системы передается через трансформаторы собственных нужд, которые установлены на стороне 10 кВ.

На рисунке 4.2 представлена схема питания собственных нужд подстанции.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

где $I_{откл}$ – предельный отключающий ток.

Трансформатор собственных нужд работает на напряжении 10 кВ. Расчётный ток потребителей собственных нужд равен:

$$I_{ном} = \frac{S_{расч}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{224}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 6,5 \text{ А};$$

$$I_{макс} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{224}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель типа ПКТ101-10-16-31,5УЗ, с каталожными данными:

- номинальное напряжение $U_{ном} = 10 \text{ кВ};$
- наибольшее рабочее напряжение $U_{раб} = 12 \text{ кВ};$
- номинальный ток предохранителя $I_{ном} = 16 \text{ А};$
- номинальный ток отключения $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}.$

4.9 Электромагнитная совместимость

Надежность работы энергетических и промышленных объектов во многом определяется надежностью работы электронной (цифровой) аппаратуры защиты, автоматики, связи и т.п. Специфика современных объектов такова, что устанавливаемая на них электронная аппаратура часто подвергается воздействию высоких уровней электромагнитных помех.

Основные виды электромагнитных помех

1) Помехи при грозовых разрядах. Ток молнии обычно составляет десятки и даже сотни килоампер, то есть часто превосходит ток КЗ.

Растекание тока молнии практически через все здание вблизи элементов систем связи, АСУ, сигнализации. Приводят к массовым повреждениям элементов этих систем. Причиной ряда повреждений, согласно проведенному анализу,

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

явилось непосредственное воздействие импульсного электромагнитного поля на аппаратуру. По приближенной оценке, напряженность магнитного поля в месте размещения аппаратуры составила от 300 до 1000 А/м, что может представлять угрозу даже для специальной аппаратуры в промышленном исполнении.

2) Импульсные помехи при коммутационных операциях выключателями и разъединителями.

При коммутационных операциях выключателями и разъединителями в сети высокого напряжения возникает высокочастотный переходный процесс. Параметры этого процесса индивидуальны для каждого объекта и, более того, даже для каждой конкретной коммутации. ВЧ токи и перенапряжения через системы шин распространяются по территории объекта. Они создают электромагнитные поля, способные вызывать наводки во вторичных кабелях и даже во внутренних цепях аппаратуры. Кроме того, проникновение коммутационных помех во вторичные кабели происходит через ТТ, ТН, фильтры присоединения ВЧ-связи и т.п. Особенно серьезна ситуация на компактных элегазовых подстанциях, где высоковольтное оборудование и подверженная влиянию электронная аппаратура размещаются очень близко друг к другу.

3) Импульсные помехи при работе электромеханических устройств.

При работе реле, электроприводов и другого оборудования также возникают электромагнитные помехи, частоты которых обычно оказываются значительно выше, чем при коммутациях высоковольтного оборудования (до сотни МГц и даже выше). Работа традиционных электромеханических реле может приводить к генерации помех до 2—3 кВ.

4) Низкочастотные магнитные поля при нормальной работе силового электрооборудования.

При компактном расположении силового и электронного оборудования возможно постоянное воздействие на аппаратуру полей высокого уровня. Кроме того, часто приходится сталкиваться с повышением уровня магнитного поля промышленной частоты, обусловленным ошибочной конструкцией системы собственных нужд объекта. Амплитуда таких полей обычно слишком мала для того,

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

чтобы вызвать сбои или отказы оборудования. Однако часто приходится сталкиваться с их негативным влиянием на дисплеи («дрожь» изображения). Это приводит к быстрой утомляемости оперативного персонала, имеющего автоматизированные рабочие места

5) Низкое качество напряжения питания.

Чаще всего проблемы качества питания возникают на подстанциях, питающих мощную нелинейную нагрузку. Таковы тяговые подстанции, подстанции многих промышленных предприятий и т.п. Другим распространенным источником проблем с качеством питания является использование устаревших ИБП, инверторов, стабилизаторов.

Методы уменьшения электромагнитных помех включают в себя:

б) Оптимизацию заземляющего устройства, включая:

- восстановление поврежденных и прокладку недостающих заземляющих электродов;
- установку вертикальных заземлителей для устройств грозозащиты, разрядников и ОПН;
- приведение систем заземления и выравнивания потенциалов в зданиях и помещениях УС в соответствие с современными требованиями ;
- обеспечение растекания тока молнии на безопасном расстоянии от цепей питания и связи, а также мест расположения аппаратуры;
- разделение заземляющих проводников для информационной техники и устройств, способных нести значительные помехи, например вводов кабелей с мачт радиосвязи;
- разрыв ненужных связей (например, между элементами грозозащиты и фильтрами присоединения ВЧ-связи, кабельными каналами и т.п.).

7) Обеспечение правильной прокладки вторичных цепей

- отдельная прокладка информационных и силовых цепей;
- организация экранирования (с двух- или односторонним заземлением экранов в зависимости от условий на объекте);
- применение информационных кабелей с высокой степенью симметрии

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

(«витая пара»);

- прокладка трасс кабелей в обход областей с высокими уровнями электромагнитных полей;

- применение барьерных заземлителей, шин выравнивания потенциала;

- использование (там, где это оправдано) оптической развязки.

8) Оптимизацию систем питания

- уменьшение токов утечки (позволяет снизить уровень магнитных полей и низкочастотных наводок на кабели связи);

- установка стабилизаторов, разделительных трансформаторов и устройств резервирования питания;

- использование вторичных источников (выпрямителей) с высокой помехоустойчивостью;

- организация защищенной подсети для устройств связи, АСУ и т.п. (например, отдельная фаза через стабилизатор).

9) Установку устройств защиты от перенапряжений

В последнее время все интенсивнее стали применяться устройства подавления импульсных перенапряжений в цепях питания и обмена информацией. Такие устройства выполняются на базе силовых элементов с сильно нелинейной вольт-амперной характеристикой: разрядников, варисторов, стабилитронов и т.п. Нелинейность ВАХ позволяет организовать канализацию импульсных помех по схеме «провод-провод» или «провод-земля», не позволяя им достигнуть входов аппаратуры.

10) Экранирование чувствительной аппаратуры

Иногда высокий уровень магнитных полей при КЗ в высоковольтной сети представляет непосредственную угрозу для аппаратуры. В этом случае обычно рассматриваются варианты размещения аппаратуры в специальных экранирующих шкафах.

Разумеется, приведенными методами не исчерпывается все разнообразие решений, направленных на снижение уровней помех, воздействующих на аппаратуру. Более того, специфика энергетических и промышленных объектов, как

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

правило, таково, что уровень действующих на аппаратуру помех не может быть снижен до очень малых значений без больших капитальных затрат. Поэтому для всей микропроцессорной аппаратуры, влияющей на безопасность и надежность работы объекта, должен обеспечиваться высокий уровень собственной устойчивости к помехам. Это подразумевает проведение в рамках сертификации.

4.10 Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ предусматривают на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередач, сборных шинах подстанций.

Устройства АПВ устанавливаются на главных понизительных подстанциях.

Пуск АПВ осуществляется от дифференциальной защиты шин при успешном действии АПВ на питающей линии. АПВ должно контролировать наличие напряжения на шинах (АПВНН).

На отходящих кабельных линиях напряжением 6 кВ должно устанавливаться частотное АПВ (ЧАПВ). Пуск устройства ЧАПВ производится при восстановлении частоты до заданной уставки срабатывания.

Выдержка времени АПВ выбирается из следующих условий:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{г.п}} + t_{\text{зап}}; \quad (4.45)$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0,15 + 0,4$$

где $t_{\text{г.п}}$ – время готовности привода в зависимости от типа привода $t_{\text{г.п}} = 0,1-0,2$ с.

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{г.в}} - t_{\text{в.в}} + t_{\text{зап}}; \quad (4.46)$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0,25 - 0,6 + 0,4$$

где $t_{\text{г.в}}$ – время готовности выключателя. Для маломасляных выключателей

$t_{\text{г.в}} = 0,2-0,5$ с, для баковых $t_{\text{г.в}} = 1-2$ с;

$t_{\text{з}}$ – время запаса, учитывающее непостоянство и погрешность реле времени АПВ; принимается равной 0,3-0,5 сек.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$t_{в.в}$ – время включения выключателя составляет $t_{в.в} = 0,3 \div 1,0$ с.

$$t_{АПВ} \geq t_{д} + t_{зап}; \quad (4.47)$$

$$t_{АПВ} \geq 0,2 + 0,4$$

где $t_{д}$ – время деионизации среды принимается равным $t_{д} = 0,1 \div 0,3$ с.

$$t_{АПВ} \geq t_{с.з. \min U} + t_{зап}; \quad (4.48)$$

где $t_{с.з. \min U}$ – время срабатывания минимального напряжения на электродвигателях не предназначенных для самозапуска.

$$t_{с.з. \min U} = 6 - 9 \text{ с}$$

Время запаса для всех случаев следует принять равным 0,5 с.

$$t_{АПВ} \geq 7,5 + 0,5$$

4.11 Автоматическая частотная разгрузка

Устройства АЧР предназначены для отключения части электроприёмников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности, сопровождающегося снижением частоты до аварийно низкого уровня.

К устройствам АЧР на напряжении 10 кВ подключаются электроприёмники III и II категории по надёжности электроснабжения, отключение которых не ведёт к невозможности недоотпуску продукции.

Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории.

Первая категория автоматической частотной разгрузки АЧР1 быстродействующая ($t = 0,3 \div 0,5$ сек) с уставками срабатывания от 48,5 Гц (в отдельных случаях от 49,2 ÷ 49,3 Гц) до 46,5 Гц. Назначение очередей АЧР1 – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР1 отличаются одна от другой на 0,1 Гц.

Мощность, подключаемая к АЧР1, примерно равномерно распределяется

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

между очередями.

Вторая категория автоматической частотной разгрузки - АЧРІІ предназначена для восстановления частоты до длительно допустимого значения – выше 49,0 Гц. Вторая категория АЧР ІІ работает после отключения части потребителей от АЧРІ, когда снижение частоты прекращается, и она устанавливается на уровне 47,5 ÷ 48,5 Гц. Выдержки времени АЧРІІ отличаются друг от друга на 3 сек и принимаются равными 5 ÷ 90 сек.

Кроме двух категорий автоматической частотной разгрузки – АЧРІ и АЧРІІ в эксплуатации применяются некоторые другие очереди АЧР. Спецочередь АЧР – имеющая уставки 49,2 Гц, 0,3 ÷ 0,5 сек должна препятствовать понижению частоты ниже 49,2 Гц, а защитная очередь АЧР 49,1 Гц 0,3 ÷ 0,5 сек. не должна допустить снижения частоты ниже 49 Гц, опасной вследствие возможной разгрузки атомных электростанций и дальнейшего снижения частоты.

$$dF = \frac{f_{II} - f_I}{t}; \quad (4.49)$$

где dF – скорость изменения частоты;

f_{II} – уставка по частоте АЧР ІІ;

f_I – уставка по частоте АЧР І;

t – время между срабатыванием ИО АЧРІІ и АЧРІ.

$$dF = \frac{49 - 48,5}{5 - 0,4} = 0,11 \frac{\text{Гц}}{\text{с}}$$

4.12 Допустимые отклонения уставок устройств релейной защиты и автоматики от заданного значения

Уставки устройств РЗА следует настраивать при новом включении или при ТО в случаях, если отклонения уставок устройств РЗА отличаются от заданных на

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

значения более, чем указанные в таблице 1.2. Допустимое отклонение выражено в единицах измерения параметра или в процентах от заданного значения уставки.

Таблица 4.7 – Допустимое отклонение уставок защиты устройств РЗА

Наименование параметра	Допустимое отклонение
Выдержка времени быстродействующих защит без элементов задержки	Не должно превышать значения отклонений, указанных в техническом паспорте устройства РЗА
Выдержка времени УРЗА с элементами задержки на базе электромеханических реле, с:	
- с реле времени с максимальной уставкой более 3,5 с	$\pm 0,1$
- с реле времени с максимальной уставкой более 3,5 с	$\pm 0,06$
- устройств БАПВ, УРОВ, ПА, выполненной с реле времени повышенной точности (с макс. уставкой по времени 1,3 с)	$\pm 0,03$
Выдержка времени УРЗА с зависимой характеристикой, с:	
- в зависимой части (контрольные точки)	$\pm 0,15$
- в независимой части	$\pm 0,1$
Выдержка времени встроенных в привод реле в независимой части (с учетом времени отключения выключателя),с	$\pm 0,15$
Ток и напряжение срабатывания реле, встроенных в привод, %	± 5

Окончание таблицы 4.7

Наименование параметра	Допустимое отклонение
Угол срабатывания панели угловой автоматки, %	± 2
Параметры срабатывания и возврата поляризованных реле измерительных органов УРЗА, %	$\pm 5-10$
Напряжение срабатывания устройства блокировки неисправности цепей напряжения, %	$\pm 10-15$
Координаты особых точек характеристик реле сопротивления, %	$\pm 15-20$

Вывод: В разделе были посчитаны токи короткого замыкания, которые использовались для расчета максимальной токовой защиты и коэффициентов чувствительности. Посчитаны уставки защит трансформатора, защит фидеров, вводов 10 кВ. В результате расчетов для защиты трансформатора и воздушных линий. Были выбраны предохранители типа ПКТ101-10-16-31,5УЗ, реле РГУЗ-66, ДЗТ-11.

5 ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЗАЩИТЫ

Для соединения с реле через порт RS232 на лицевой панели используется стандартный последовательный кабель с проходным соединителем. Штекерная часть соединителя DB9 подсоединяется к реле, а розеточная часть соединителя DB9 или DB25 - к порту COM1 или COM2 ПК, как это показано на рисунке 5.1. Прямое соединение с портом Ethernet выполнено с помощью проходного кабеля. Если это соединение выполнено через концентратор или коммутационное устройство, то используется непосредственно кабель Ethernet. Для связи порта RS485 на тыльной панели реле с портом RS232 компьютера необходим конвертер RS232/RS485. Экранированная витая пара используется для соединения блока конвертера к связным зажимам на тыльной панели реле. С целью минимизации сбоев в каналах связи, обусловленных внешними помехами, используется экранированная витая пара. Во избежание образования контуров с протеканием внешних токов экранирующая оболочка кабеля должна быть заземлена только на одном конце. Зажимы конвертера (-, +, GND) соединяются с контактами реле (SDA, SDB, GND) соответственно. При длинных кабелях связи (более 1 км), цепь RS485 должна заканчиваться RC цепью (т.е. 120 Ом, 1 нФ).

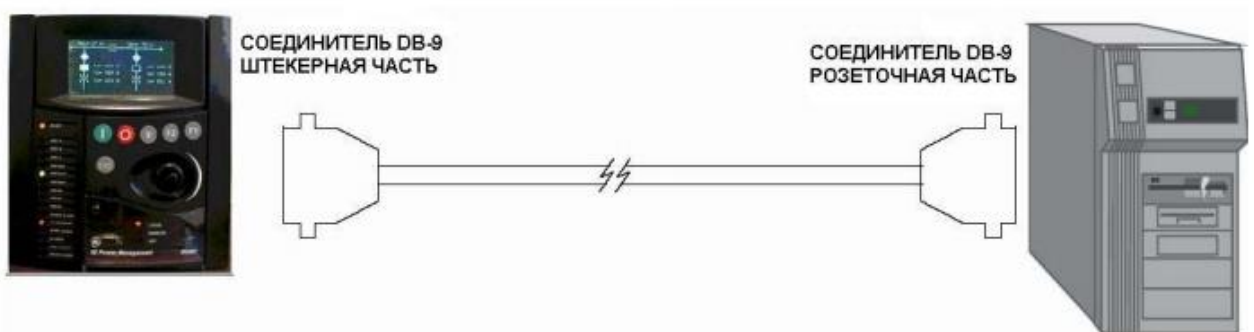


Рисунок 5.1 - Связь реле - ПК через порт RS232 лицевой панели

Чтобы начать сеанс связи с реле, выбирается раздел "Communication>Computer>Computer settings" в основном меню ПО EnerVista для F650. Под-

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

ключая компьютер к реле, следует соблюдать правила безопасности. Подсоединяется зажим заземления реле и компьютер к хорошему заземлению. Иначе связь может быть не функциональной, или даже, в худшем случае, реле или компьютер могут быть повреждены перенапряжениями. При работе по одной линии предварительно следует убедиться в том, что все параметры связи реле, такие как скорость двоичной передачи, подчиненный адрес ModBUS совпадают с уставками ПК.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Токовые отсечки (50PH, 50PL, 50N, 50G Y 50SG)

Устанавливается реле на отключение от испытываемых элементов защиты. Сконфигурировать любые выходы на активизацию только от испытываемых элементов защиты. Подается 0,9-кратный ток пускового уровня и убеждаемся в том, что реле не вырабатывает сигнал отключения. Постепенно увеличиваем значение тока и убеждаемся в том, что реле срабатывает в диапазоне 1 -: 1.1- кратного пускового тока. Реле должно срабатывать мгновенно в течение времени от 10 до 55 мс. Должны срабатывать все отключающие контакты реле, равно же как и контакт, установленный как 50. Разорвем ток и внезапно подадим его снова со значением 4-кратного пускового тока. Реле должно срабатывать мгновенно в течение времени от 10 до 45 мс. Испытываем по одной точке для каждой фазы и группы элементов защиты. Параметры испытания элементов защиты указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Параметры испытания элементов защиты 50

Уставки элементов (50PH, 50PL, 50G и 50SG)		
Уставка	Значение	Единицы
Функция	Разрешено	
Вход	Эфф.знач.	Н/о
Уровень пуска	3	А
Выдержка времени	0	Секунды
Выполнение испытания		
Сконфигурировать один выход на отключение 50-м устройством		
Кратность 1 пуска	Элемент отключения	Время отключения, мс
0,9 x 1 пуска	Н/о	Н/о
1,1 x 1 пуска	ДА	10-55
4 x 1 пуска	ДА	10-45

Окончание таблицы 5.1.

Уставки элементов (50PH, 50PL, 50G и 50SG)		
Элементы	Фазный	Группа
50PH и 50PL	IA	0
	IB	0
	IC	0
50G	IG	0
50SG	ISG	0

Обратно зависимые МТЗ с выдержкой времени (51PH, 51PL, 51N, 51G)

Установим реле на отключение от испытываемых элементов защиты. Сконфигурируем любые выходы на активизацию только от испытываемых элементов защиты. Подаем 0,9-кратный ток пускового уровня и убеждаемся в том, что реле не вырабатывает сигнал отключения. Подаем 1,5-кратный ток пускового уровня. Реле должно срабатывать с соблюдением времени, соответствующего его набору кривых. Подаем 5-кратный ток пускового уровня. Реле должно срабатывать с соблюдением времени, соответствующего его выбранной кривой.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 5.2 - Уставки элементов защиты (51 PH, 51PL, 51N, 51G и 46)

Уставка		Значение		Единица		
Функция Вход Уровень пуска		Разрешено Вектор (DFT) 1		А		
Кривая		Изменять для каждого испытания				
Множитель выдержки времени		Изменять для каждого испытания				
Напряжение торможения		Выведено				
Элемент	Фаза	Тип кривой	Пост. времени	Кратность I пуска	Время отключения, с	
					Теоретич.	Допустим.
51PH	IA	IEEE Крайне обр. завис.	0,5	0,9	Н/о	
				1,5	11,34	11,00-11,60
				5	0,648	0,600-0,710
	IB	МЭК Кривая А	0,05	0,9	Н/о	
				1,5	0,860	0,750 - 0,950
				5	0,214	0,200 - 0,300
51PL	IC	IEEE Крайне обр.завис.	0,5	0,9	Н/о	
				1,5	11,34	11,00-11,60
				5	0,648	0,600-0,710
	IB	МЭК Кривая А	0,05	0,9	Н/о	
				1,5	0,860	0,750 - 0,950
				5	0,214	0,200 - 0,300
51N	IC	IEEE Крайне обр.завис.	0,5	0,9	Н/о	
				1,5	11,34	11,00-11,60
				5	0,648	0,600-0,710
51G	IG	Независим. уставка	2	0,9	Н/о	
				5	2,000	1,900-2,100
46	12	МЭК Кривая А	0,05	0,9	Н/о	
				1,5	0,860	0,750 - 0,950
				5	0,214	0,200 - 0,300

Устройство АПВ

Задаем уставки элемента следующим образом, как показано в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Уставки элемента АПВ

Функция	Разрешено
Макс. количество попыток	4
Бестоковая пауза 1	2,10с
Бестоковая пауза 2	4,10с
Бестоковая пауза 3	6,10 с
Бестоковая пауза 4	8,10с
Время восстановления	3,00 с
Тип блокировки	Разрешение
Время удержания	7,00 с
Время сброса	5,00 с

Устанавливаем реле на отключение от 50РН, как показано в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки 50РН

Функция	Разрешено
Вход	Эфф. значение
Уровень пуска	3А
Задержка отключения	0,00 с
Задержка сброса	0,00 с

Подключаем реле с защелкой, имитирующее выключатель, управляемый устройством F650. Как только реле подключено, включаем выключатель и ждем 5 секунд. По истечении этого времени АПВ готово к иницированию цикла повторного включения. По команде отключения от 50РН убеждаемся, что выключатель отключается, а реле включает его через 2,1 с. По команде отключения от 50РН убеждаемся, что выключатель отключается, а реле включает его через 4,1 с. По команде отключения от 50РН убеждаемся, что выключатель отключается, а реле включает его через 6,1 с. По команде отключения от 50РН убеждаемся, что выключатель отключается, а реле включает его через 8.1 с. По команде отключения от 50РН убеждаемся, что выключатель отключается, а реле переходит в со-

стояние блокировки. Проверяем правильность работы запрограммированных выходов.

Время отключения показано в таблице 5.5:

Таблица 5.5 – Цикл повторного включения

№ попытки	Теоретич.	Допустим,
	время	время
1	2,1 с	[1,8-2,3]
2	4,1 с	[3,8-4,3]
3	6,1 с	[5,8-6,3]
4	8,1 с	[7,8-8,3]

Блокировка

Активизируем блокировочный вход и убеждаемся в том, что АПВ находится в заблокированном состоянии. Включаем выключатель и ждем 5 секунд. Выдаем команду отключения и убеждаемся в том, что выключатель отключается, но АПВ не срабатывает.

Запрет условием АПВ.

Включаем выключатель и ждем 5 секунд. Выдаем команду отключения, убеждаемся в том, что выключатель отключается и ждем первую попытку. Активизируем вход запрета и выдаем новую команду отключения. Убеждаемся в том, что выключатель отключается, ждем 8 секунд и убеждаемся в том, что реле не выполняет попытку АПВ.

Включаем выключатель и ждем 5 секунд. Активизируем вход инициации АПВ и отключаем выключатель, убеждаемся в том, что реле выполняет первую попытку АПВ.

6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

6.1 Общие сведения

В специальной части дипломного проекта представлена автоматизация релейной защиты. Микропроцессорная база позволяет существенно повысить (по сравнению с электромеханическими и микроэлектронными устройствами) технические характеристики дифференциальной защиты различного первичного оборудования (постоянная самодиагностика, высокая селективность, чувствительность и быстрдействие) за счет применения более совершенных алгоритмов.

Целью данного проекта является повышение качества и надежности электроснабжения района, снабжаемого ПС «Гагаринская».

6.2 Расчет стоимости оборудования

Стоимость оборудования определяется на основе сметной стоимости оборудования.

В текущих ценах учтены: оптовые цены поставщика, стоимость упаковки и тары, стоимость транспортных расходов по доставке, величина заготовительно-складских расходов и налог на добавленную стоимость. В таблице 6.1 представлена смета затрат на оборудование.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Таблица 6.1 - Смета затрат на оборудование

Название оборудования/материала	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу измерения, руб	Сумма, руб
Основное оборудование				
Терминал Бреслер ШТ 2108	штук	2	592300	87174
Терминал REF 543 GM 129 ВААА	штук	2	78600	78600
Бреслер Тор 200-В	штук	4	250000	92300
Бреслер Тор 200-Н	штук	2	97800	67800
ПУМА 3342	штук	2	70000	70000
Контроллер Multilin F 650	штук	2	87174	780000
Оптоволоконное устройство ОВОД	штук	2	48500	48500
Итого:				1224374

Общая стоимость оборудования $C_o = 1224374$ руб.

6.3 Расчет затрат

Единовременные затраты

$$K_1 = K_{TC} + K_{BC} + K_{MH} + K_{DM}, \quad (6.1)$$

где K_{TC} - затраты на основные технические средства, руб;

K_{BC} - затраты на неучтенное оборудование, руб;

K_{MH} - затраты на монтаж и наладку технических средств, руб;

K_{DM} - затраты на демонтаж технических средств, руб.

Затраты на основные технические средства

$$K_{TC} = C_0 + C_{TP}, \quad (6.2)$$

где C_{TP} - транспортные расходы, руб.

Транспортные расходы C_{TP} составляют от 5 до 15% от стоимости оборудования

$$C_{TP} = 0,15 \cdot C_0;$$

$$C_{TP} = 0,15 \cdot 1224374 = 183656 \text{ руб.}$$

По формуле (7.2)

$$K_{TC} = 1224374 + 183656 = 1408030 \text{ руб.}$$

Затраты на неучтенное оборудование K_{BC} составляют 20% от стоимости оборудования

$$K_{BC} = 0,2 \cdot C_0;$$

$$K_{BC} = 0,2 \cdot 1224374 = 244875 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж и наладку технических средств K_{MH} составляют 10% от стоимости оборудования

$$K_{MH} = 0,1 \cdot C_0;$$

$$K_{MH} = 0,1 \cdot 1224374 = 122437 \text{ руб.}$$

Затраты на демонтаж технических средств K_{DM} составляют 10% от стоимости оборудования

$$K_{DM} = 0,1 \cdot C_0;$$

$$K_{DM} = 0,1 \cdot 1224374 = 122437 \text{ руб.}$$

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Общая величина капиталовложений включает в себя стоимость оборудования, стоимость электромонтажных и пусконаладочных работ.

Таблица 6.2 - Общая величина капиталовложений

Наименование затрат	Стоимость, руб
Оборудование	1224374
Электромонтажные и пуско-наладочные работы	122437
Затраты на демонтаж технических средств	122437
Итого:	1469248

6.4 Расчет экономии эксплуатационных расходов

Энергосбытовая организация получает прибыль за каждый кВт·ч с учетом коэффициента тарифа по передаче. Кусинский район потребил за 2014 год 370000 кВт·ч энергии.

Прибыль энергосбытовой организации

$$P_p = N_q \cdot T_{np}, \quad (6.3)$$

где N_q - количество потребленных кВт·ч;

T_{np} - тариф по передаче электроэнергии, $T_{np} = 2,09$.

$$P_p = 370000 \cdot 2,09 = 773300 \text{ руб.}$$

6.5 Расчет суммы амортизационных отчислений дополнительного оборудования

В статье «амортизация основных фондов» отражается сумма амортизационных отчислений на полное восстановление производственного оборудования.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Амортизация рассчитывается по формуле

$$A = \frac{t_{\text{экс}} \cdot C_{\text{об}}}{t_a}, \quad (6.4)$$

где $t_{\text{экс}}$ - срок эксплуатации оборудования, мес; $t_{\text{экс}} = 1$ год;

$C_{\text{об}}$ - стоимость оборудования, руб;

t_a - срок амортизации оборудования, мес; $t_a = 50$ лет.

В ходе проектирование было использовано оборудование, срок службы оборудования, в среднем, составляет 50 лет. Срок эксплуатации оборудования - 1 год.

По формуле (6.4)

$$A = \frac{1224374}{50} = 24488 \text{ руб.}$$

Экономия годовых эксплуатационных затрат

$$\Delta S = \mathcal{E}_{\text{зн}} + \mathcal{E}_{\text{м}} + P_p - A, \quad (6.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{зн}}$ - экономия на заработной плате работников, руб;

$\mathcal{E}_{\text{м}}$ - экономия на материалах, руб;

A - амортизация, руб.

$$\Delta S = 773300 - 24488 = 748812 \text{ руб.}$$

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

6.6 Расчет экономической эффективности реконструкции системы электроснабжения

Годовой экономический эффект

$$\mathcal{E}_z = \Delta S - \Delta K \cdot e_n, \quad (6.6)$$

где ΔS - экономия годовых и эксплуатационных затрат;

ΔK - дополнительные капитальные вложения;

e_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $e_n=0,15$.

$$\mathcal{E}_z = 748812 - 1469248 \cdot 0,15 = 528425 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости капитальных вложений

$$T_{\text{ок}} = \frac{\Delta K}{\mathcal{E}_z}, \quad (6.7)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{1469248}{528425} = 2,8 \text{ года}$$

Вывод: в данном разделе дипломного проекта был произведен расчет экономической эффективности автоматизации релейной защиты ПС «Гагаринская», в результате которого получено, что срок окупаемости капиталовложений – 2,8 года

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Темой выпускной квалификационной работы является автоматизация релейной защиты на ПС 110/10 «Гагаринская». Основной целью выпускной квалификационной работы является обеспечение надежности электроснабжения и качества электрической энергии за счет внедрения ряда микропроцессорных терминалов и контроллеров для защиты, управления, измерения и регистрации линий электропередач, распределения, а так же защиты трансформаторов, шин на ПС 110/10 кВ «Гагаринская». Микропроцессорная база позволяет существенно повысить (по сравнению с электромеханическими и микроэлектронными устройствами) технические характеристики дифференциальной защиты различного первичного оборудования (постоянная самодиагностика, высокая селективность, чувствительность и быстродействие) за счет применения более совершенных алгоритмов. В работе представлена автоматизация подстанции с применением новейшего оборудования произведенных отечественными и зарубежными производителями. Произведены испытания элементов микропроцессорной защиты.

Рассчитаны токи КЗ на стороне высокого и низкого напряжения для дальнейших расчетов максимальной токовой защиты и коэффициентов чувствительности. Посчитаны уставки защит трансформатора, защит фидеров, вводов 10 кВ.

Капитальные затраты на внедрение системы составляют 1469248 руб.

Также были рассмотрены вопросы по охране труда, произведен анализ всех производственных и экологических опасностей. Предусмотрены меры по охране труда и определены требования производственной санитарии. Рассмотрены вопросы по экологической безопасности и гражданской обороне.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Коровин Ю.В., Пахомов Е.И., Горшков К.Е. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114с.
- 2 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая школа, 1991. - 467 с.
- 3 Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. современные средства релейной защиты и автоматики электросетей. М.: «Энергомашин», 4 электронная версия, 2004. – с.48-52.
- 4 Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика линий электропередачи ВН и СВН. Часть 1. – М.: НТФ «Прогресс», 2007. - 52 с.: ил.
- 5 Чернобровов Н.В., Семёнов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
- 6 Шабад М.А. Расчёт релейной защиты и автоматики распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 1985. - 296 с.
- 7 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений/ Кудрин Б.И. – 2-е изд. – М.: Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с.: ил.
- 8 Блок А.В - Пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению - М.: “Высшая школа” , 1987.
- 9 Небрат, И.Л. Расчет токов короткого замыкания: учебное пособие / И.Л. Небрат. – М.: Минтопэнерго, 1996. - 50 с.
- 10 ГОСТ 12.2.032-88. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – Введ. 1979-01-01.- М.: Госстандарт СССР: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
- 11 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

12 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.- М.: Энергоатомиздат, 2000.- 290с.

13 Типовая инструкция по охране труда для пользователей персональными электронно-вычислительными машинами ПЭВМ в электроэнергетике [текст]: РД 153-34.0-03.298-2001: утв. РАО "ЕЭС России" от 16.05.2001: введ. в действие 01.05.2001. – М.: ЭНАС, 2001. – 90 с.

					13.04.02.2018.375.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89