

**Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Институт электронного обучения

Специальность: Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Кафедра: ЭЭС

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы	
Релейная защита и автоматика «Северо-Останиского нефтяного месторождения» ОАО «Томскгазпром».	

УДК621.316.925.1-5:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Плотников Даниил Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кац Илья Маркович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Лидия Афанасьевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов Алмаз Омурзакович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Универсальные компетенции		
Р1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1, 2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>	Требования ФГОС (ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-2, 3; ОПК-1; ПК-1, 2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, с готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-1, 4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
Р5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной</i>	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК- 4-6)1, Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов

	деятельности в области электроэнергетики и электротехники.	
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.	Требования ФГОС (ПК-1, 7,8), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.	Требования ФГОС (ПК-2, 9, 10, 11), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.	Требования ФГОС (ПК-3, 13, 14, 15, 24-26), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных с

Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы
Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт _____

Направление подготовки (специальность) _____

Кафедра _____

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Плотников Даниил Николаевич

Тема работы:

Релейная защита и автоматика «Северо-Останиского нефтяного месторождения» ОАО «Томскгазпром»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.02.2016 г. № 577/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом проектирования является релейная защита и автоматика Северо-Останиского нефтяного месторождения. Исходными данными для дипломного проекта является однолинейная схема электрической сети Северо-Останиского нефтяного месторождения в программном комплексе АРМ СРЗА.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Цель данной работы является: проектирование РЗА: газотурбинной электростанции для повышения активной мощности, реконструкция действующей энергосистемы в целом, модернизация электроустановок в плане средств РЗА. Выполнить оценку экономической эффективности спроектированной релейной защиты, разработать меры по производственной и экологической безопасности.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Однолинейная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Северо-Останиской группы месторождений.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭБЖ Амелькович Юлия Александровна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры менеджмента Коршунова Лидия Афанасьевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Доцент</i>	<i>Кац Илья Маркович</i>	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>3-9401</i>	<i>Плотников Даниил Николаевич</i>		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 с., 23 рис., 33 табл., 62 источников, 1 приложений.

Ключевые слова: релейная защита, газотурбинная установка (ГТУ), автономная ЭС, автоматика, СИРИУС, дизель-генераторная установка, генератор, кабельная линия, АРМ СРЗА.

Объектом исследования является: релейная защита основного и вновь вводимого оборудования, присоединений к газотурбинной электростанции Северо-Останинской группы нефтяных месторождений ОАО «Томскгазпром» в Томской области.

Цель работы: Целью данной работы является проектирование РЗА: газотурбинной электростанции для повышения активной мощности, реконструкция действующей энергосистемы в целом, модернизация электроустановок в плане средств РЗА. Выполнить оценку экономической эффективности спроектированной релейной защиты, разработать меры по производственной и экологической безопасности.

В процессе исследования использовались: расчетно-аналитические методы. Реализация названных методов и алгоритмов осуществлялась через пакеты прикладных программ «АРМ СРЗА», «MathCAD» и др.

В результате исследования: были выбраны и рассчитаны защиты основного и вновь вводимого оборудования и присоединений ГТЭС.

Область применения: электростанции 6/10/35 кВ,

Экономическая эффективность/значимость работы: полученные в проекте результаты могут быть использованы как эскизные для рабочего проектирования, так и в качестве предварительных в расчетных группах РЗА.

В будущем планируется развитие и внедрение автономных теплоэлектростанций этого же типа, но большей мощности и уровнем КПД.

Обозначения и сокращения

РЗ – релейная защита;
РЗА – релейная защита и автоматика;
ТТ – трансформатор тока;
ТН – трансформатор напряжения;
Т – трансформатор;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
КЗ - короткое замыкание;
УРОВ - устройство резервирование отказа выключателя;
МТЗ – максимальная токовая защита;
ТО – токовая отсечка;
АПВ - автоматическое повторное включение;
ВЛ - воздушная линия электропередачи;
ЗП - защита от перегрузки;
НН - низшее напряжение;
АУВ – автоматика управления выключателем;
РТ – реле тока;
НН – низшее напряжение;
ВН – высшее напряжение;
ГЗ – газовая защита;
РПН – регулирование под нагрузкой;
АРКТ – автоматическое регулирование коэффициента трансформации;
АС – провод из алюминиевых проволок и стального сердечника;
ГТУ – газотурбинная установка.

Содержание									
Задание									4
Реферат									6
Обозначения и сокращения									7
Содержание									8
Введение.....									10
1.Описание района автономной энергосистемы Северо-Останинской группы нефтяных месторождений ОАО «Томскгазпром».....									12
2. Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений.....									18
2.1. Общие сведения при проектировании и интеграции комплексов									
РЗА									18
2.2. Принятие вариантов решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов									18
2.3. Принципы, виды и основные характеристики выбранной аппаратуры РЗА.....									22
2.4. Выбор измерительных трансформаторов.....									39
3. Расчёт уставок релейной защиты.....									43
3.1. Расчёт уставок защит генератора ГТА-1-6РМ (Р=6 МВт.)									45
3.1.1. Расчет параметров срабатывания и проверка чувствительности продольной дифференциальной защиты с торможением в кодировке ANSI 87М.....									45
3.1.2. Максимальная токовая защита с выдержкой времени и пуском по напряжению в кодировке ANSI 51.....									49
3.1.3. Токовая защита обратной последовательности в кодировке ANSI 46									50
3.1.4. Защита от однофазных замыканий на землю с выдержкой времени в кодировке ANSI 51N.....									50
3.1.5 Максимальное напряжение нулевой последовательности в кодировке ANSI 59.....									50
3.1.6. Максимальная защита активной мощности в кодировке ANSI 32Р.....									50
3.1.7. Защита максимального напряжения ANSI 59, защиты по частоте в кодировке ANSI 81Н, 81L.....									50
3.2. Релейная защита силового трансформатора 35/6 кВ.....									51
3.2.1. Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора.....									52
3.2.2. Расчет уставок МТЗ.....									55
3.2.3. Защита от перегрузки.....									56
3.2.4. Блокировка РПН.....									56
3.2.5. УРОВ									56
3.3. Релейная защита линии 35 кВ.....									56
3.3.1. Расчет уставок дистанционной защиты.....									57
3.3.2. Сигнализация однофазных замыканий на землю.....									61

					ФЮРА. 3710000.000.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Плотников Д.Н.			Релейная защита и автоматика «Северо-Останинского нефтяного месторождения» ОАО «Томскгазпром».	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Кац И.М.					8	
Реценз.						ЭНИН гр.3-9401		
Н. Контр.								
Утверд.								

3.3.3. Выбор уставок МТЗ.....	61
3.3.4. Защита минимального напряжения.....	62
3.3.5. Устройство резервирования отказа выключателя.....	62
3.4. Автоматизированная система управления объектами энергорайона СОНМ.....	63
3.4.1. Архитектура построения АСУЭ СОНМ.....	63
3.4.2. Программно-технический комплекс «ЕКРА SMS», как мощное программное средство мониторинга, управления, настройки конфигураций и хранения информации.....	65
4. Технико-экономическое обоснование полной замены оборудования РЗиА старого образца на современное	72
4.1. Оценка технического уровня оборудования	72
4.2. Капитальные вложения в проектирование РЗиА	74
4.2.1. Организация и планирование проектных работ	74
4.2.2. Составление сметы затрат на разработку проекта	75
4.2.3. Затраты на вновь вводимое оборудование	79
4.3. Экономическая эффективность спроектированной РЗиА	79
4.4. Расчет основных показателей экономической эффективности проекта	80
5. Социальная ответственность	86
5.1 Производственная безопасность.....	87
5.1.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	87
5.1.2. Вредные проявления факторов производственной среды.....	87
5.1.2.1. Повышенная напряженность электрического поля.....	87
5.1.2.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	88
5.1.2.3. Превышение уровней шума и вибрации	90
5.1.2.4. Недостаточная освещённость рабочей поверхности.....	92
5.1.3. Опасные производственные факторы.....	93
5.1.3.1. Опасность поражения электрическим током.....	93
5.1.3.2. Падение с высоты.....	95
5.1.3.3. Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.....	96
5.2. Экологическая безопасность.....	96
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
5.3.1. Пожарная безопасность.....	99
5.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	102
5.4. Расчёт ёмкостных токов вновь вводимого оборудования в эксплуатацию (территория ГТЭС).....	105
5.4.1. Режим заземления нейтрали.....	106
5.4.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
5.4.2.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	108
5.4.2.2. Эргономические требования к организации рабочих мест.....	111
Заключение	113
Список источников литературы	114

Введение

Энергетическая система представляет собой сравнительно сложную многозвенную техническую систему, предназначенную для производства, распределения и потребления электроэнергии. При этом, эксплуатация любой электроэнергетической системы (ЭЭС) приходится считаться с возможностью возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы. Наиболее распространёнными и опасными видами повреждений в них являются короткие замыкания (КЗ), основными причинами которых являются нарушение изоляции токоведущих частей, вызванные старением, неудовлетворительным состоянием, перенапряжением, механическим повреждением, термическими повреждениями. В связи с быстротекущими процессами при КЗ в электрических сетях, необходимы автоматический контроль и ликвидация аварийной ситуации.

Устойчивая работа ЭЭС обеспечивается релейной защитой и автоматикой (РЗиА). Назначение РЗиА заключается в постоянном контроле за работой систем электроснабжения, обнаружении повреждённых участков и их быстром отключении, либо информировании персонала о повреждении или ненормальном режиме.

В настоящее время в электроустановках используются устройства релейной защиты и автоматики, выполненные на электромеханической, микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе. Несмотря на незначительное количество внедрённых микропроцессорных устройств, при проектировании РЗиА необходимо обращаться именно к ним, как к более современным и перспективным, т.к. РЗ на микропроцессорной элементной базе отличается повышенной надёжностью, чувствительностью, быстродействием, многофункциональностью, удобством в эксплуатации.

Целью данной работы является проектирование средств РЗиА вновь вводимого оборудования, в связи с расширением нефтяного месторождения «Северо-Останинское» ОАО «Томскгазпром» в Томской области. Для достижения поставленной цели использованы расчетные и графоаналитические методы, программный комплекс АРМ СРЗА.

Получены результаты и новизна решений. Спроектированные релейная защита и автоматика линии и трансформатора базируются на современной микропроцессорной аппаратуре, производимой «НПП ЭКРА». Чувствительность измерительных органов ряда ступеней токовых и дистанционных защит достигнута благодаря использованию возможностей аппаратуры, применению сопротивления смещения. Для защиты трансформатора использована микропроцессорная дифференциальная защита с тормозной характеристикой. В связи с этим в работе рассматриваются принципы выполнения селективной защиты для автоматизируемого объекта. Экономическая эффективность спроектированных защит весьма высока. Полученные в проекте результаты будут внедряться

и использоваться в качестве предварительных для дальнейшего развития средств РЗА местного участка РЗА и ПС цеха электроснабжения ОАО «Томскгазпром».

1. Описание района автономной энергосистемы Северо-Останинской группы нефтяных месторождений ОАО «Томскгазпром»

ОАО «Востокгазпром» – дочернее предприятие ОАО «Газпром». Компания создана в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. ОАО «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в списке крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли Сибирского Федерального округа. В состав ОАО «Востокгазпром» входят добывающий актив компании ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Сибметахим».

В свою очередь ОАО «Томскгазпром» обладает правом пользования недрами участков Казанского, Северо-Останинского, Мыльджинского и Васюганского месторождений, расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

На территории Северо-Останинской группы месторождений располагаются следующие энергоснабжающие и энергопотребляющие объекты:

- Энергокомплекс №1;
- Энергокомплекс №2 (проектируемый объект);
- ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинское НМ»;
- ПС 35/10 кВ «Останинское НМ»;
- ПС 35/6 кВ «Рыбальное НМ» (проектируемый объект);
- КТПН 2х630 кВА «Газокомпрессорная станция» (ГКС);
- КТПН 2х1600 кВА «Блочная кустовая насосная станция»(БКНС);
- КТПН 2х1600 кВА «Установка подготовки нефти» (УПН);
- 18 КТПН кустовых площадок по добыче нефти и газа;

В соответствии с профилем обучения целесообразным будет подробно рассмотреть основное оборудование, входящее в состав Энергокомплекса №1, Энергокомплекса №2, ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинское НМ», ПС 35/10 кВ «Останинское НМ», ПС 35/6 кВ «Рыбальное НМ» (вновь вводимый объект).

Энергокомплекс № 1 состоит из:

- Три газотурбинные установки «ПАЭС-2500», производства компании «Мотор Сич», мощностью по 2.5 МВт каждая.
- Одна вспомогательная/резервная дизель-генераторная электростанция РДЭС-6кВ, производства компании «Cummins», мощностью 1 МВт;
- ЗРУ6кВ-1 «Энергокомплекс № 1»;
- Два силовых трансформатора ТМН-6/35/6300 кВА;
- Два силовых трансформатора ТСЗ-10/35/2500 кВА ;

Энергокомплекс № 2 состоит из:

- Двух газотурбинных установок «ГТУ-6PM», производства ОАО «САТУРН-Газовые турбины», мощностью по 6 МВт каждая.
- КРУ6кВ-2 «Энергокомплекс № 2»

На рисунке 1, представлена принципиальная схема электрических соединений энергоучастка СОНМ.

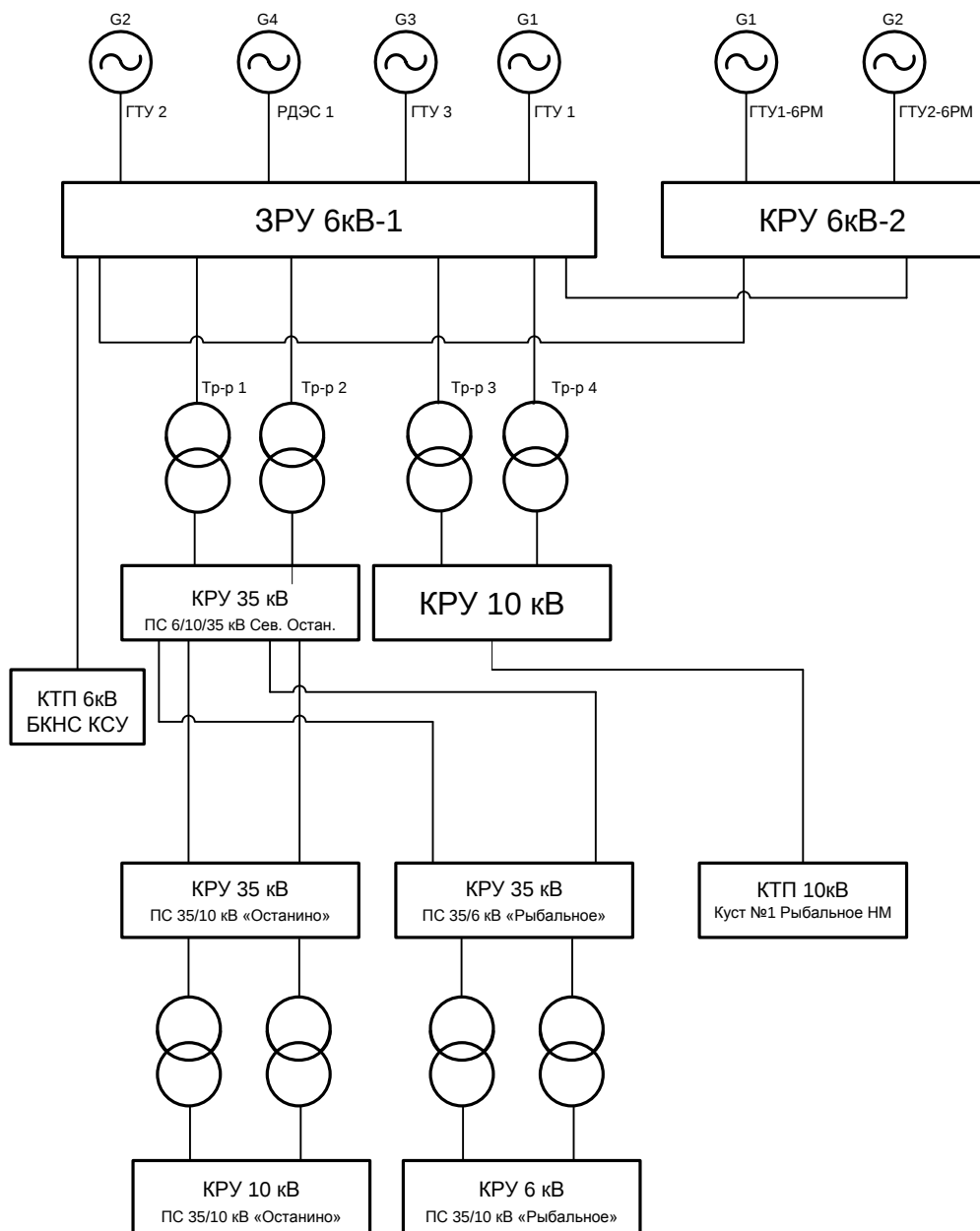


Рисунок 1. – Принципиальная схема электрических соединений энергоучастка СОНМ

Рассматриваемые газотурбинные электростанции (далее - ГТЭС) предназначены для обеспечения электрической и тепловой энергией промышленных объектов ОАО «Томскгазпром», расположенных в Парабельском районе Томской области, установленной электрической мощностью: «Энергокомплекс № 1» 7.5 МВт и «Энергокомплекс № 2» 12 МВт.

На проектируемом «Энергокомплекс № 2» к установке принимаются две ГТЭС типа ГТА-6РМ.

ГТУ-6РМ представляет из себя электроагрегат, который спроектирован для работы в условиях умеренного и холодного климата ($t_{\text{окр}}$ от -60 до $+45^{\circ}\text{C}$), эксплуатации на открытой местности. Энергоагрегат предназначен для работы на природном, нефтяном попутном газе. Электроагрегат имеет блочно-транспортное исполнение полной заводской готовности в едином шумо-теплоизолирующем контейнере со всеми системами жизнеобеспечения (автоматического управления, освещения, отопления и вентиляции, воздухоочистки, шумоглушения, маслообеспечения, контроля вибраций и т.д.). Энергоагрегат оборудован элементами системы пожаротушения и контроля. Общий вид ГТА-6РМ представлен на рисунке 2.

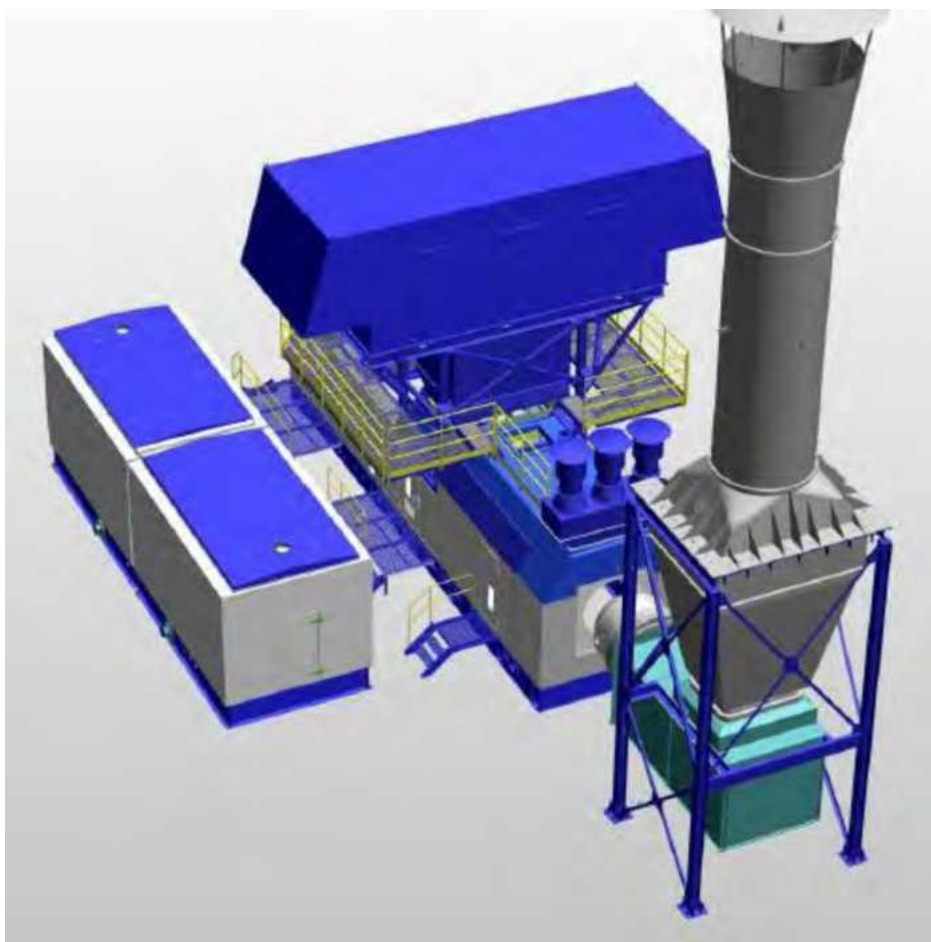


Рисунок 2 - Электроагрегат (пример компоновки ГТА-6РМ)

ГТА выполнен в виде транспортабельных модулей полной заводской готовности и состоит из следующих составных частей:

а) блока энергетического (состоит из 2-х блоков-модулей: блок-модуля двигателя и блок-модуля турбогенератора) в дальнейшем - БЭ, который выполнен в виде силовой рамы с установленным на ней следующим оборудованием:

- ГТД на раме;

- входная улитка;
- осевой газоотвод;
- трансмиссия фирмы «FLENDER»;
- укрытие ГТД с системами вентиляции, освещения, контроля загазованности, пожаробнаружения и пожаротушения;
- турбогенератор ТК-6-2Р УХЛЗ.

Шкафы САУ, шкаф аппаратный, системы вибромониторинга, устройства распределительное низковольтное (НКУ), высоковольтное (КРУ), шкаф синхронизации (ШС), шкаф управления (ШУ) системы раскрутки ГТД с регулятором частоты тока и напряжения (РЧТиН), включающей в себя силовой модуль UNI 5401 и модуль управления пультом, приборы управления системы пожаротушения устанавливаются в отдельном блоке - модуле электротехническом.

ЗРУ6кВ-1 «Энергокомплекс № 1» имеет 10 отходящих линий на 6 кВ, питающих ряд промышленных потребителей, и две линии связи КЛ-6 кВ с объектом "Энергокомплекс № 2", отходящие к ЗРУ6кВ-2. От данного ЗРУ, запитана по КЛ-6кВ ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинское НМ/ Рыбальное НМ».

КРУ6кВ-2 «Энергокомплекс № 2» имеет 6 отходящих линий на 6 кВ, зарезервированных для расширения зоны, в виде дополнительных промышленных потребителей, и две линии связи КЛ-6 кВ с объектом "Энергокомплекс № 1", отходящие к ЗРУ6кВ-1.

Два энергокомплекса связаны между собой по КЛ-6 кВ, и могут работать как в параллельном режиме, так и по отдельности, учитывая нагрузку от потребителей. Предлагаемая схема выдачи мощности турбогенераторов ГТА выполнена исходя из условий максимального покрытия ими нагрузок объекта при сохранении параллельной работы с автономной энергосистемой.

ГТЭС через собственное комплектное распределительное устройство 6 кВ коммутируются на шины вновь устанавливаемого ЗРУ-6 кВ состоящего из двух секций. Проектируемое ЗРУ-6 кВ комплектуется ячейками КРУ-СЭЩ-70 с вакуумными выключателями ВВУ- СЭЩ-П, трансформаторами тока ТОЛ-СЭЩ и ТЗЛК, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ-6.

Для питания потребителей собственных нужд 0,4 кВ ГТЭС предусматривается распределительное устройство собственных нужд (РУСН-0,4 кВ) с одним рабочим трансформатором 6,3/0,4 кВ, присоединённого к шинам ГРУ-6,3 кВ новой ГТЭС.

Для питания цепей управления, защит, сигнализаций, аварийного маслососа, турбогенератора и аварийного освещения предусматривается аккумуляторная батарея со щи-

том постоянного тока.

Для распределения электрической энергии постоянного и переменного тока и управления электропотребителями собственных нужд ГТА предназначено низковольтное распределительное устройство РУ-0,4 кВ. Оно является составной частью станционного НКУ, взаимодействующей с ГТА, и обеспечивает питание электропотребителей ГТА по первой категории согласно ПУЭ, а САУ ГТА - по особой группе. По переменному напряжению РУ-0,4 кВ имеет два вывода: основной и резервный. Оперативное питание САУ ГТА поступает со станционных аккумуляторных батарей, а в короткие моменты переключений - с агрегата бесперебойного питания (АБП) САУ.

Параметры основных элементов района энергосистемы приведены в табл. 1 –5.

Таблица 1. Газотурбинные установки ГТА-6РМ с турбогенераторами ТК-6-2Р УХЛЗ.

Число, шт	Номинальная мощность при $\cos\varphi=1$, кВт	Номинальная мощность при $\cos\varphi=0.8$, кВт	$\sin\varphi_{\text{ном}}$	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	Частота тока, Гц	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная скорость вращения, об/мин	$X''d$, о.е.	Расчетное сопротивление, Ом
2	6085	6000	0,6	687	50	6.3	3240	0,1488	0,7874496

Таблица 2. Газотурбинные установки ПАЭС-2500Г-Т6300 с турбогенераторами СГСБ-14-100-6У2.

Число, шт	Номинальная мощность при $\cos\varphi=1$, кВт	Номинальная мощность при $\cos\varphi=0.8$, кВт	Частота тока, Гц	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная скорость вращения, об/мин	$X''d$, о.е.	Расчетное сопротивление, Ом
3	2547	2500	50	6.3	1500	0,136	1,7273088

Таблица 3. Сопротивление генератора для расчётов.

Наименование генератора	Тип генератора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ	$X''d$, о.е	Расчетное сопротивление генератора, Ом
ГТУ-1-2,5 МВт	СГС-14-100-6У2	3,125	6,3	0,136	1,7273088
ГТУ-2-2,5 МВт	СГС-14-100-6У2	3,125	6,3	0,136	1,7273088
ГТУ-3-2,5 МВт	СГС-14-100-6У2	3,125	6,3	0,136	1,7273088
РДЭС-1 МВт	Stamford HV804R	1,25	6,3	0,15	4,7628
ГТА-1-6 МВт	ТК-6-2Р	7,5	6,3	0,1488	0,7874496
ГТА-2-6 МВт	ТК-6-2Р	7,5	6,3	0,1488	0,7874496

Таблица 4. Исходные и расчетные данные трансформаторов.

Наименование трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение высшего напряжения, кВ	Номинальное напряжение низшего напряжения, кВ	Uк, %	Хт, Ом	
Т1, Т2 - КРУ 35 кВ	6,3	35	6,3	7,35	0,46305	приведено к 6,3 кВ
Т1, Т2 - КРУ 35 кВ ПС Рыбальная	6,3	35	6,3	7,35	14,29166667	приведено к 35 кВ
Т1 ТП БКНС	1,6	6,3	0,4	6	1,488375	

Таблица 5. Исходные и расчетные данные кабельных линий.

Наименование линии	Марка кабеля/линии	Удельное сопротивление, Ом/км		Длина ,км	Расчетное сопротивление, Ом		Элемент в АРМ СРЗА	
		активное	реактивное		активное	реактивное	Н элемента	Пара узлов
ГТУ-2 яч.17 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	ВБбШвнг 3х150	0,122	0,074	0,1	0,0122	0,0074	13	1-7
РДЭС яч.13 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	ВБбШвнг 3х150	0,122	0,074	0,15	0,0183	0,0111	14	1-8
ГТУ-1 яч.12 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	ВБбШвнг 3х150	0,122	0,074	0,08	0,00976	0,00592	16	2-10
ГТУ-3 яч.8 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	ВБбШвнг 3х150	0,122	0,074	0,15	0,0183	0,0111	15	2-9
КЛ до КРУ-6 кВ яч.25 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	3хПвВнг 1х240	0,0754	0,157	1,2	0,09048	0,1884	8	1-3
КЛ до КРУ-6 кВ яч.26 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	3хПвВнг 1х240	0,0754	0,157	1,2	0,09048	0,1884	43	2-4
КЛ до КРУ-35 кВ яч.19 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	2х(3хПвВнг 1х120)	0,153	0,166	0,15	0,011475	0,01245	51	1-14
КЛ до КРУ-35 кВ яч.20 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	2х(3хПвВнг 1х120)	0,153	0,166	0,15	0,011475	0,01245	50	2-13
ТП БКНС яч.27 ЗРУ-6 кВ "Энергокомплекс"	ВБбШвнг 3х95	0,194	0,078	0,37	0,07178	0,02886	37	1-21
ГТА-1 яч.7 КРУ-6 кВ "Энергокомплекс-2"	3хПвВнг 1х120	0,153	0,166	0,12	0,01836	0,01992	9	3-5
ГТА-2 яч.8 КРУ-6 кВ "Энергокомплекс-2"	3хПвВнг 1х120	0,153	0,166	0,14	0,02142	0,02324	11	4-6
Гибкая ошиновка Т1 КРУ-35 кВ яч.3	3хАС-95/16	0,301	0,421	0,05	0,01505	0,02105	53	12-16
Гибкая ошиновка Т2 КРУ-35 кВ яч.8	3хАС-95/16	0,301	0,421	0,05	0,01505	0,02105	51	11-15
ЦЛ-3 яч.1 КРУ-35 кВ	3хАС-120/19	0,244	0,414	26	6,344	10,764	31	16-18
ЦЛ-4 яч.10 КРУ-35 кВ	3хАС-120/19	0,244	0,414	26	6,344	10,764	30	15-17

2. Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений

2.1 Общие сведения при проектировании и интеграции комплексов РЗА

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с типовыми техническими требованиями к распределительным устройствам 6-110 кВ утвержденных нормами технологического проектирования (НТП), нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Технические решения разработаны с учетом:

- требований ПУЭ;
- Норм технологического проектирования (НТП) ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказа РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008г № 57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики»;
- других нормативных материалов.

Средства релейной защиты КРУ-6 кВ «Энергокомплекса №2» должны иметь возможность интеграции в систему связи и АСУ ТП.

При установке МП устройств должны быть неукоснительно выполнены все регламентированные требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности. Необходимые мероприятия по защите от импульсных помех разрабатываются в соответствии с действующими нормативными документами:

- «Методическими указаниями по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства». СТО 56947007-29.240.044-2010, ОАО «ФСК ЕЭС»;
- «Руководством по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов». СТО 596447007-29.240.043-2010, ОАО «ФСК ЕЭС».

Аварийный запас устройств РЗА принимается в количестве по одному терминалу каждого типа.

2.2. Принятие вариантов решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов

Защита кабельных линий и присоединений.

По действующим правилам (ПУЭ п. 3.2.91) для линий, в сетях 6/10/35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от

многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

В соответствии с этим, в данном проекте должны быть установлены:

- максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения;
- защита минимального напряжения;
- защита от замыкания на землю

Для защиты кабельных присоединений 6кВ, КЛ-6кВ ФСО-27 и ФСО-28 к потребителю КТП «УПН 2х1600 кВА», применяется микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-МЛ-5А».

Аналогично, для защиты кабельных присоединения КЛ-6кВ ГТУ № 1, 2, 3, применяется микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-МЛ-5А».

Для защиты секционного выключателя (ЗРУ1-6кВ, яч.№5) применяется микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2С-5А».

На секционном выключателе 6 кВ предусматривается:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению и/или с контролем направления мощности
- автоматическое включение секционного выключателя при аварийной потере питания на одной из секций шин (АВР);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);

На вводе 6 кВ предусматривается выполнение следующих защит и устройств:

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению или с контролем направления мощности
- устройство резервированного отключения при отказе выключателя (УРОВ);

В терминалах ТН 6 кВ предусматривается:

- контроль отсутствия напряжения на секции шин для схемы АВР (КОНШ);
- контроль наличия напряжения на секции шин для схемы АВР (КННШ);
- контроль исправности ТН и его первичных и вторичных цепей (КИТН);
- сигнализация однофазных замыканий на землю (СЗЗ).

На отходящих присоединениях 6 кВ предусматривается:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- автоматическое повторное включение (для воздушных или кабельно-воздушных линий).

Защита генераторов ГТУ и ГТА.

Согласно ПУЭ п. 3.2.34 для генераторов выше 1 кВ и мощностью более 1 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, проектом предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и нарушений нормального режима работы:

- многофазные замыкания в обмотке статора генератора и на его выводах;
- однофазные замыкания на землю в обмотке статора;
- двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети;
- внешних КЗ;
- симметричной перегрузки обмотки статора;

Для реализации перечисленных защит применяется микропроцессорное устройство защиты «Seram G87», которое объединяет в себе следующие функции:

- управление автоматикой на цифровой логике,
- устройством визуализации SFT2841,
- дифференциальная токовая защита.

Ниже приведен требуемый объем функций РЗА входящий в «Seram G87».

- дифференциальная токовая защита с торможением;
- трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных повреждений;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотках статора;
- защита от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе во внешней сети;
- защита от асинхронного режима с потерей возбуждения;
- защита ротора от перегрузок;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора;
- защита от замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения;
- защита от симметричной перегрузки обмотки статора;

Секционные выключатели и защита шин.

Согласно ПУЭ 6 п. 3.2.124, для секционированных шин 6-10 кВ электростанций должна быть предусмотрена двухступенчатая неполная дифференциальная защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки по току и напряжению или дистанционной защиты, а вторая - в виде максимальной токовой защиты.

Защитные устройства секционных выключателей изучаемой схемы должны обеспечивать переток мощности в пределах рабочих значений от секций ГПЭС

подключенных к ПС-389 «Керамика» к секциям с присоединениями ГПУ и отходящих фидеров СПК, синхронизацию частоты ГПУ с частотой энергосистемы, в случае аварийных отключений. Данные требования реализует микропроцессорный терминал защиты ЭКРА «БЭ2502А0303», синхроноскоп Э1550.

Помимо всего выше перечисленного, также имеется дуговая защита шинного моста, выполненная на устройстве ЗДЗ «ОВОД-М» или «Орион-ДЗ».

Трансформатор собственных нужд в ячейке ТСН защищен плавкими предохранителями.

Для защиты шин 6 кВ в шинных и высоковольтных отсеках предусмотрена защита от дуговых замыканий с контролем тока.

Для выполнения синхронного включения генераторных выключателей и выключателей вводов 6 кВ предусмотрена установка шкафа синхронизации.

В ЗРУ-6 кВ «Энергокомплекс №1» для ячеек №25, 26 предусмотрены следующие защиты:

- токовая отсечка;
- МТЗ с контролем направления мощности;
- защита от перегрузок по току;
- защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- автоматическое повторное включение (АПВ) (для воздушных или кабельно-воздушных линий).

Релейную защиту 6 кВ «Энергокомплекса №2» реализовать на терминалах ЭКРА серии БЭ2502.

Защита воздушной линий 35 кВ и присоединений.

Согласно ПУЭ п. 3.2.98, для линий в сетях 20 и 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. А так же, пункт ПЭЭ 3.2.101 гласит, что на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, то на головных участках, требуется использовать дистанционную ступенчатую защиту преимущественно с пуском по току. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

В ОПУ-10 кВ ПС 3/10/35 кВ «Северо-Останинское» для панелей защит линии 35 кВ

предусмотрены следующие защиты:

- дистанционная защита от КЗ возникших между фазами ВЛ;
- максимальная токовая защита;
- защита от минимального напряжения;
- защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- автоматическое повторное включение (для воздушных линий).

Релейную защиту линии 35 кВ «ЦЛ 1,2,3,4» реализовать на терминалах ЭКРА серии БЭ2502А-1002 входящих в шкаф ШЭ 2607-182.

2.3 Принципы, виды и основные характеристики выбранной аппаратуры РЗА

В настоящее время ассортимент производимой аппаратуры различными фирмами для устройств релейной защиты достаточно широк.

Учитывая то, что в современной энергосистеме ведется процесс по внедрению микропроцессорных реле, то в выпускной квалификационной работе будем рассматривать применение микропроцессорных устройств.

В настоящее время для напряжения 6 кВ разработаны микропроцессорные устройства защиты, автоматика, управления и сигнализации серии Сириус-2 производства ЗАО «РАДИУС Автоматика», ЭКРА БЭ2502А, производства НПО «ЭКРА».

Релейная защита (РЗ) распределительного устройства выполнена в объеме, предусмотренными действующими нормативными документами, и обеспечивает необходимый уровень защиты всех присоединений.

Все ячейки, кроме ячеек трансформаторов собственных нужд, оснащены многофункциональными блоками цифровой защиты и управления вышеуказанного типа. С помощью этих блоков можно выполнять различные задачи от регистрации измеряемых величин и их полной цифровой обработки, до выдачи команд управления на выключатели и другое оборудование, установленное в сети.

Реализованные в устройствах алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что в конечном случае обеспечит совместимость с аппаратурой, которая выполнена на различных элементных базах и устройствах.

БРЗ Сириус-2-МЛ-5А [5].

Устройство является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Вид спереди устройства изображён на рисунке 3.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов (любая ступень может быть выполнена направленной, а также может иметь комбинированный пуск по напряжению);
- автоматическое ускорение любых ступеней МТЗ при каком угодно включении выключателя;
- логическая защита шин (ЛЗШ)
- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
- двухступенчатая защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты (первая ступень может быть выполнена направленной);
- защита минимального напряжения (ЗМН);

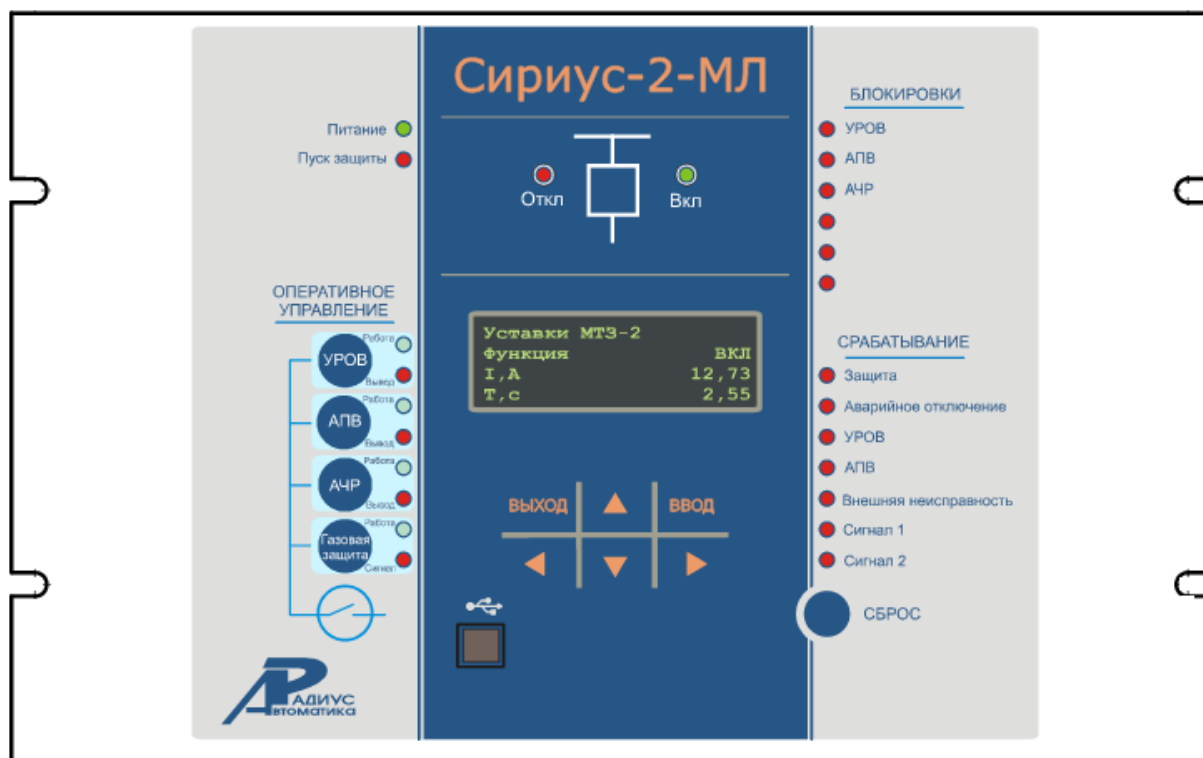


Рисунок 3. – Вид спереди Сириус-2-МЛ [5, стр. 49]

МТЗ может иметь 3 ступени: первая, МТЗ-1 (токовая отсечка), с независимой времятоковой характеристикой, вторая, МТЗ-2, и третья, МТЗ-3, – с зависимыми или независимыми времятоковыми характеристиками. Тип зависимости ток-время ступеней МТЗ-2 и МТЗ-3 задается с помощью уставок. Ступени МТЗ-1, МТЗ-2 и МТЗ-3 могут быть выполнены направленными, то есть срабатывать только при условии заданного направления мощности. Все ступени с независимой времятоковой характеристикой функционально идентичны и имеют характеристики, указанные ниже:

Диапазон уставок по току, А:

- для I ступени 2,00 – 200,00
- для II ступени 1,00 – 200,00
- для III ступени 0,40 – 100,00

Диапазон уставок по времени, с:

- для I ступени 0 – 10,00
- для II ступени 0,10 – 20,00
- для III ступени 0,20 – 99,99

Коэффициент возврата по току 0,95 – 0,92

Время возврата, мс, не более 50

Защита минимального напряжения срабатывает при понижении сразу всех трех линейных напряжений ниже порога, задаваемого уставкой $U_{ЗМН}$. ЗМН имеет одноступенчатую независимую характеристику с одной выдержкой времени.

Диапазон уставок по напряжению срабатывания $U_{ЗМН}$, В 5,0 – 99,9

Диапазон уставок по времени срабатывания, с 0,20 – 99,99

Коэффициент возврата 1,06

Для устранения существенного изменения тока срабатывания защиты при насыщении первичных трансформаторов тока в устройстве предусмотрено восстановление формы в виде синусоиды тока практически до 52% погрешности трансформатора тока. При отсутствии измерительного трансформатора тока в фазе В ток фазы В рассчитывается. При отсутствии измерительного трансформатора напряжения нулевой последовательности (ТННП) $3U_0$ рассчитывается.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

- операции отключения и включения выключателя по местным и дистанционным (внешним) командам с защитой от многократных включений выключателя;
- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- одно- или двукратное АПВ;
- реализация двух алгоритмов блокировки управления в зависимости от типа защищаемого присоединения.

Дополнительные сервисные функции:

- определение места повреждения (ОМП) при срабатывании МТЗ;

- фиксация токов и напряжений в момент аварии;
- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
- измерение текущих фазных токов, напряжений, мощности;
- дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

Также терминал включает в себя функцию автоматического повторного включения.

Наличие АПВ, а также количество циклов задается соответствующей программной и аппаратной уставкой. Уставками так же задаётся время выдержки первого и второго циклов. Время для восстановления АПВ составляет 120 с (2 минуты). В случае же аварийного отключения - в первые 30 с после включения выключателя линии функция АПВ будет заблокирована и на устройстве отобразится соответствующая информация (блокировка АПВ в режиме опробования).

Устройство имеет каналы связи для передачи на компьютер данных аварийных отключений, просмотра и изменения уставок, контроля текущего состояния устройства, а также дистанционного управления выключателем.

Терминал защиты ЭКРА БЭ2704 У041 [6].

Шкаф типа ШЭ2607 048 предназначен для защиты трансформатора (Т). Шкаф типа ШЭ2607 048 состоит из двух комплектов.

Первый комплект (так называемый «комплект А1») реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака,
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП),
- максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения (ВН) с пуском по напряжению (МТЗ ВН),
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1),
- реле минимального напряжения стороны НН1, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1,
- реле максимального напряжения стороны НН1, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1,
- защиту от перегрузки (ЗП),
- токовое реле для блокировки РПН при перегрузке,

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,
- реле минимального напряжения стороны НН1, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН,
- УРОВ выключателя ВН,
- логику пуска пожаротушения.

Кроме того комплект А1 обеспечивает прием сигналов от сигнализирующей и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения. Вид терминала спереди изображён на рисунке 4.

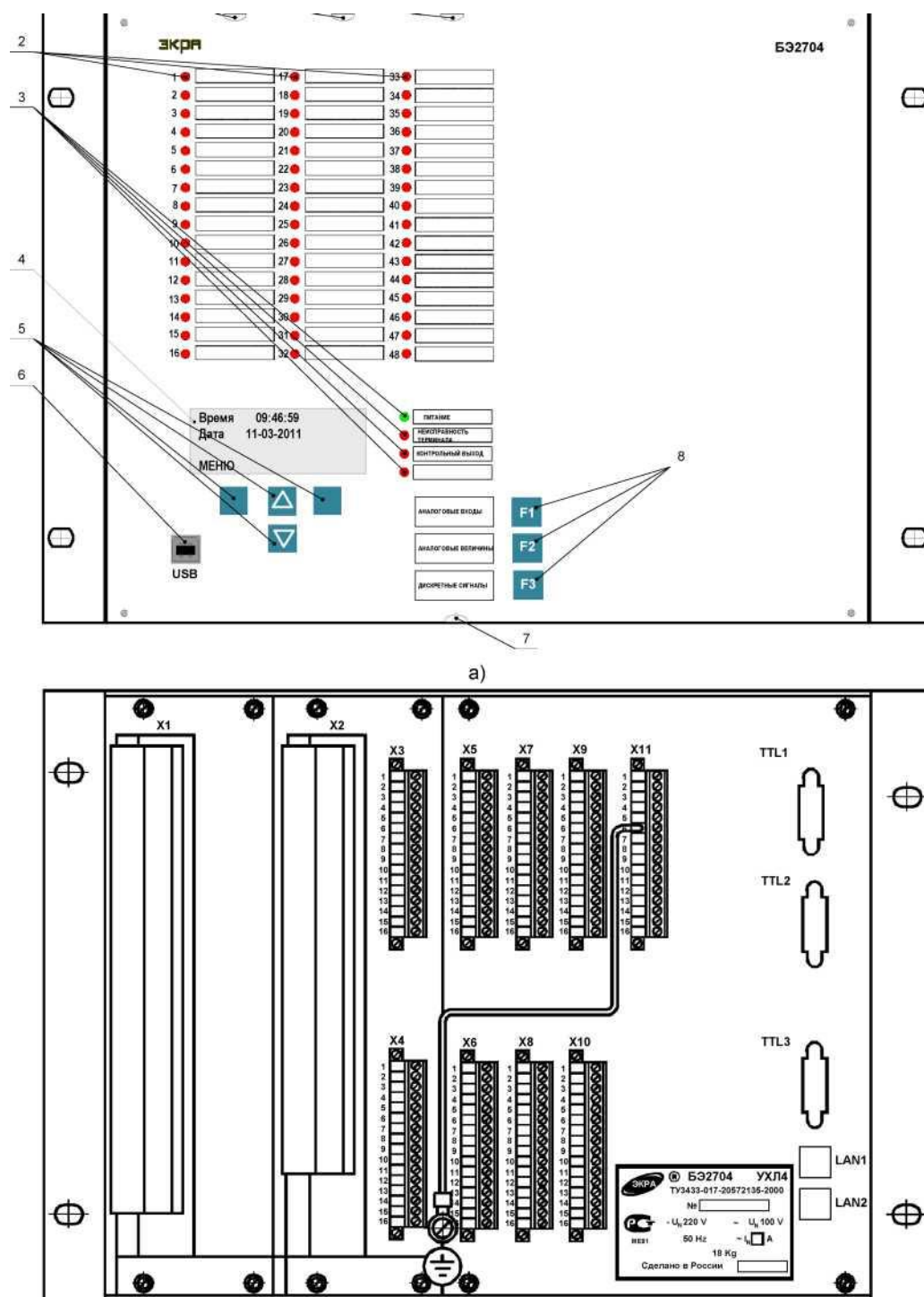


Рисунок 4. – Вид спереди и сзади терминала защиты ЭКРА БЭ2704У041 входящий в состав шкафа ШЗТ ШЭ2607 048

Второй комплект (так называемый «комплект А2») обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней ГЗТ, ГЗ РПН и действует на отключение через комплект А1.

Терминал защиты Seram серий G87 [7].

Seram серий G87 обеспечивает токовую дифференциальную защиту по всем трем фазам для защиты генераторов, двигателей и трансформаторов. Трансформаторы тока, расположенные по обеим концам защищаемого объекта, обеспечивают надежное измерение

токов в каждой фазе. Seram серий G87 выявляет любые виды коротких замыканий в соответствии с настройкой терминала в плане использования тех или иных защит. Seram серий G87 обладает высокой функциональностью и надежностью. Вид спереди устройства изображён на рисунке 5.



Рисунок 5. – Внешний вид Seram серий G87

Функции защиты:

- Дифференциальная защита электрической машины (ANSI 87 M)
- Максимальная токовая в фазах (ANSI 50/51)
- Максимальная токовая от замыканий на землю (ANSI 50N/51N или 50G/51G)
- Защита от отказов выключателей (ANSI 50BF)
- Максимальная обратной последовательности (ANSI 46)
- Устройство автоматического повторного включения (АПВ)
- Контроль синхронизма ANSI 25
- Защиты по напряжению
- Защита по частоте

На рисунке 6, изображён вид втросенного ЖК-монитора Seram G87.

На рисунке 7, окно программы мониторинга и настройки Seram G87.

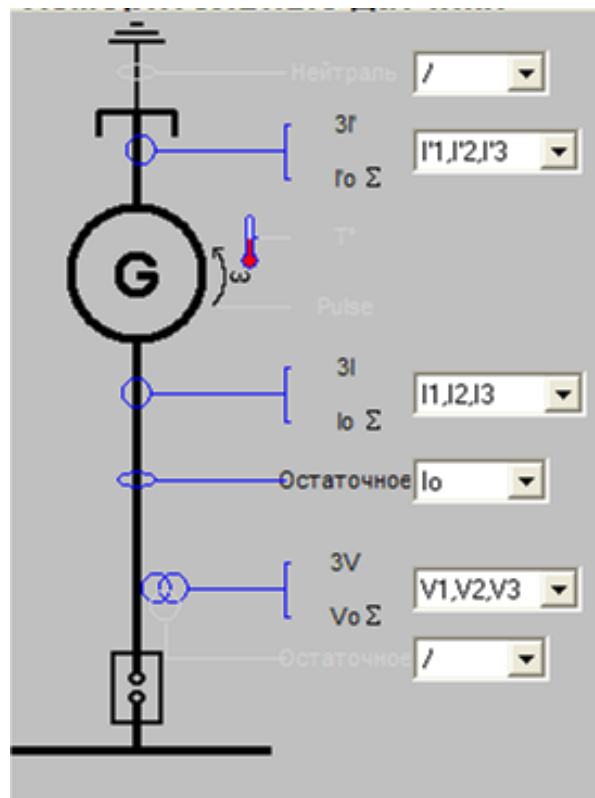


Рисунок 6. - Пример вида встроенного ЖК- монитора Seram G87

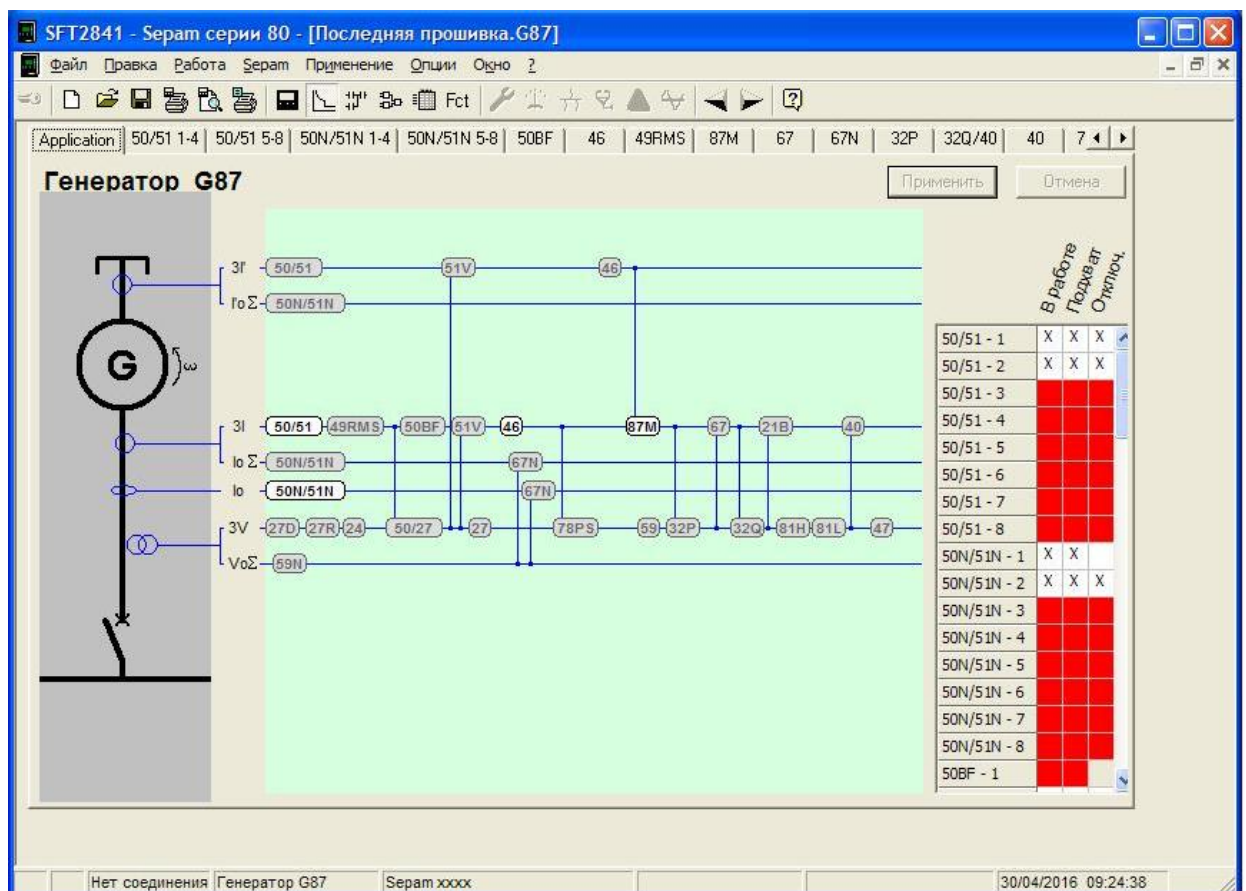


Рисунок 7. Окно программы мониторинга, настройки и программирования логики Seram G87 (в данном окне показаны введённые защиты в кодировке ANSI и матрица логики)

АРМ оператора энергоблока АРМ ЭБ-01 в составе САУ ГТА-6/PM-S.

Автоматизированное рабочее место оператора энергоблока АРМ ЭБ-01 (далее по тексту - АРМ ЭБ-01) [8] является составной частью САУ ГТА-6/PM-S. АРМ ЭБ-01 осуществляет информационный обмен с другими блоками САУ ГТА-6/PM-S через контроллер ШСАУ1-01.

Программа АРМ ЭБ-01 предназначена для выполнения во взаимодействии с аппаратной частью АРМ ЭБ-01 следующих задач:

- прием и сохранение информации от САУ ГТА-6/PM-S в соответствии с перечнем принимаемых параметров;
- подача команд управления и команд изменения регулировок в САУ ГТА-6/PM-S;
- выдачу сообщений аварийной и предупредительной сигнализации САУ

ГТА-6/8PM-S. Сообщения фиксируются в журнале событий АРМ с указанием даты и времени;

- отображение в режиме реального времени информации, полученной от САУ ГТА-6/PM-S с возможностью выбора параметров;
- просмотр зарегистрированной информации с возможностью выбора параметров;
- запись зарегистрированной информации на CD-R/RW;
- формирование файлов в формате, доступном для просмотра программой Adobe Acrobat Reader;
- вывод зарегистрированной информации на печать;
- предоставление при наличии соответствующих полномочий возможности установки системного времени и даты в САУ.

АРМ ЭБ-01 отображает информацию в виде панелей и предоставляет оператору возможность одновременного использования нескольких панелей. Панели отображения информации имеют элементы управления, обеспечивающие оператору возможность смены панелей. Каждый элемент управления сопровождается всплывающей подсказкой. Расположение панелей и элементов управления АРМ ЭБ-01 показано на рисунке 8.

На экране отображаются:

- панель управления, которая обеспечивает управление станцией и обеспечивает переключение между панелями и индикаторами АРМ ЭБ-01;
- панель дискретных сообщений, в которой отображается информация о наличии дискретных сообщений;
- панель мнемосхем, которая предоставляет пользователю информацию о состоянии технологического процесса, позволяет изменять числовые значения параметров и подавать команды.

- панель аналоговых параметров, в которой отображается информация по всем параметрам;

- панель графиков, в которой отображается информация в графическом виде;

Панель управления обеспечивает:

- выбор режима и выдачу команд управления,
- переключение между мнемосхемами,
- переключение между группами аналоговых параметров,
- переключение между группами дискретных сообщений,
- выбор способа отображения параметров,
- выбор способа печати зарегистрированной информации,
- выход из программы АРМ ЭБ-01.

Управление станцией с панели управления АРМ ЭБ-01 осуществляется при помощи управляющих элементов и кнопок панели управления.

Отдельные компоненты соединяются между собой помехоустойчивой проводкой (промышленная шина). Регистрация текущих значений осуществлена в концепции вынесенных (децентрализованных) блоков входов/выходов (I/O).

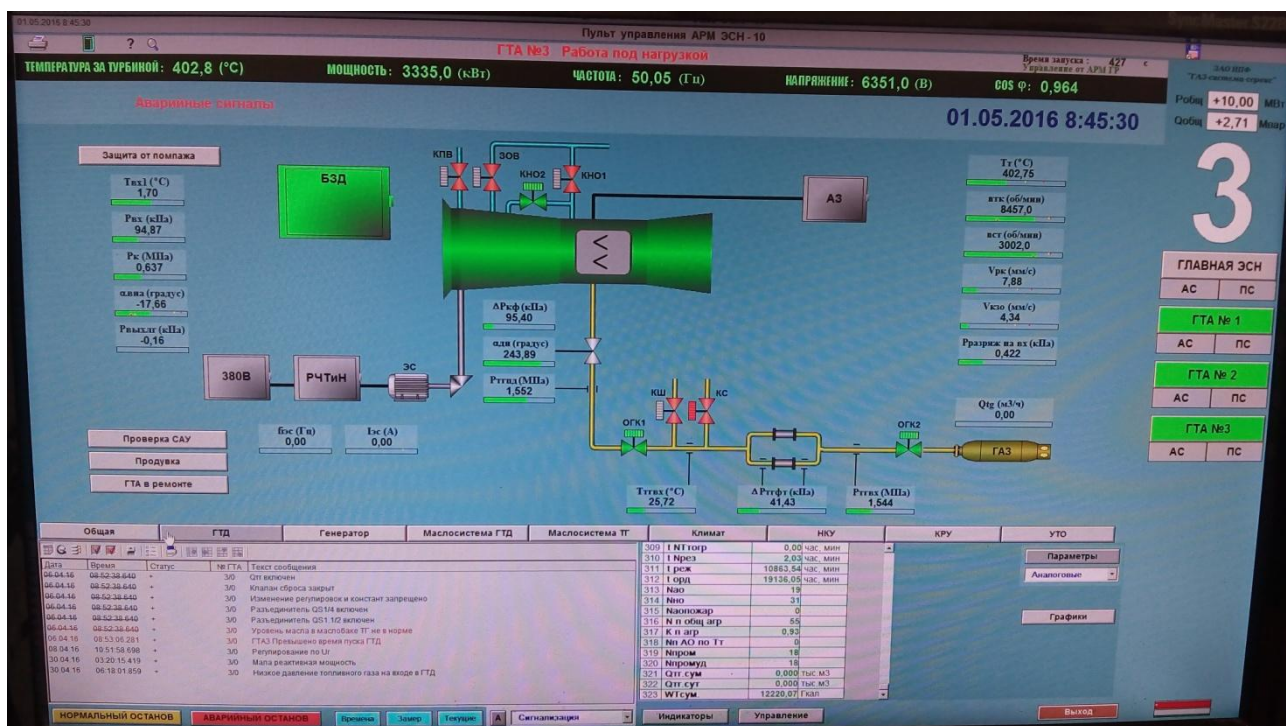


Рисунок 8. – основное рабочее пространство АРМ ЭБ-01

Элементы аппаратуры представляют собой так называемый Power Panel: управление с программируемой памятью и визуализация.

Функции регулировки:

- регулировка числа оборотов на холостом ходу и в автономном режиме,

- регулировка мощности при параллельной с сетью работе по внутренним или внешним заданным значениям в зависимости от поставленной задачи,
- регулировка LEANOX: изменение давления нагнетания в зависимости от выходной мощности генератора и температуры через настройку газосмесителя с э/моторным приводом,
- регулировка стука: смещение угла зажигания, снижение мощности и — если предусмотрено местными системами — снижение температуры смеси при регистрации стука,
- уравнивание активной нагрузки нескольких модулей в автономном режиме;
- линейное снижение мощности при завышенной температуре смеси и при сбоях зажигания.

Многофункциональный измерительный преобразователь для регистрации значений следующих электрических параметров генератора:

- токи фаз (с запоминающим указателем)
- ток нулевого провода
- напряжение
- активная мощность (с запоминающим указателем)
- реактивная мощность
- полная мощность
- коэффициент мощности
- частота
- счётчик активной и реактивной мощности

Дополнительные устройства с выходами 0(4) - 20 mA для полезной мощности и активной энергии.

Мульти функциональный измерительный преобразователь контролирует следующие параметры генератора:

- свёрток/короткое замыкание
- перенапряжение
- недостаточное напряжение
- асимметричное напряжение
- асимметричная нагрузка
- сбой возбуждения
- завышенная частота
- недостаточная частота

Сириус-2-С

Устройство Сириус-2-С [9] выполняет функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя в ЗРУ6кВ-1 «Энергокомплекс №1». Вид спереди устройства изображён на рисунке 9.

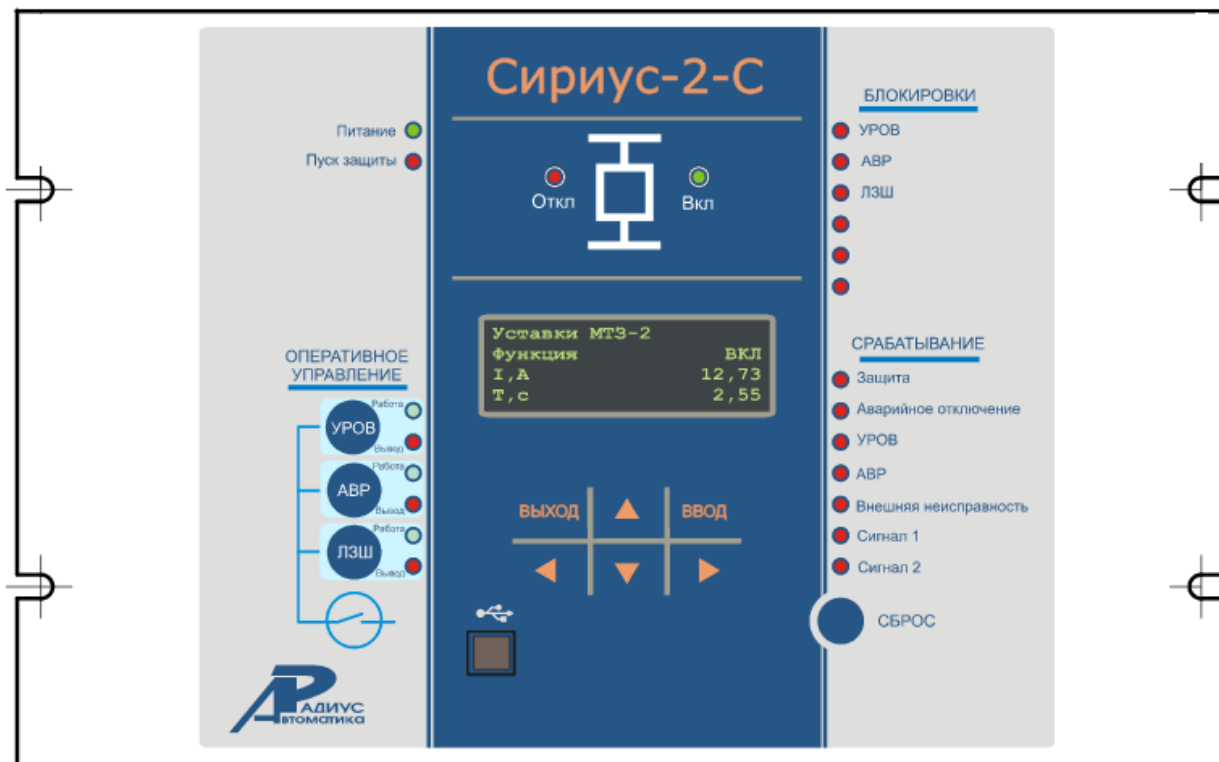


Рисунок 9. – Передняя панель Сириус-2-С

Функции защиты, выполняемые устройством:

- трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;
- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
- защита от обрыва фазы;
- логическая защита шин;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;
- возможность подключения внешних защит, например, дуговой;
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей.

Дополнительные сервисные функции:

- определение вида повреждения при срабатывании МТЗ;
- фиксация токов в момент аварии;
- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
- измерение текущих фазных токов;
- дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

Шкаф защиты линии, автоматики и управления линейным выключателем 6-35 кВ ШЭ 2607 – 182 (Дист. защита линии 35кВ) [10].

Главной задачей шкафа является дистанционная защита линия 35кВ: ЦЛ 1,2,3,4.

Вид спереди терминала изображён на рисунке 10.

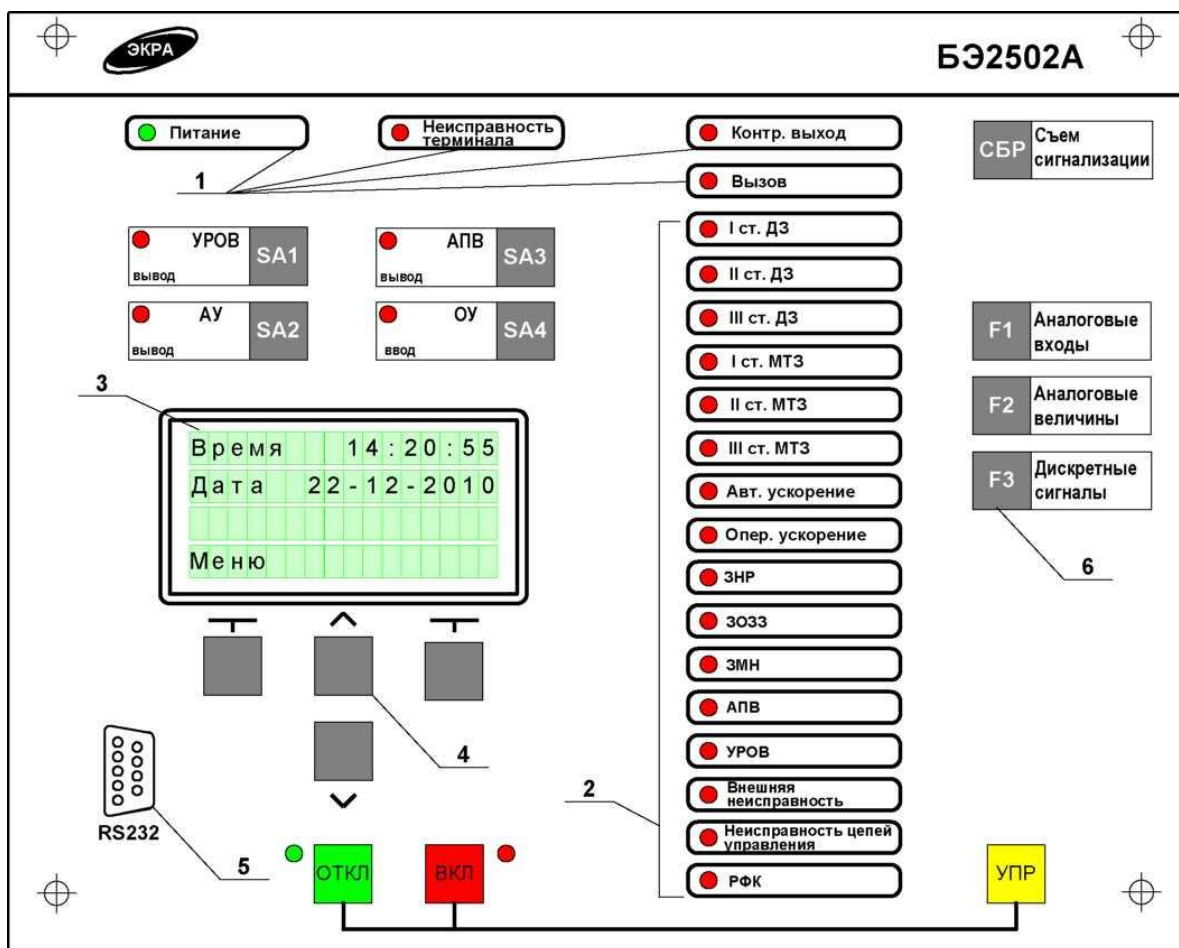


Рисунок 10 - Общий вид терминала БЭ2502А-1002 комплекта шкафа.

Дистанционная защита содержит:

- три ступени от междуфазных КЗ, две ступени от двойных КЗ на землю и дополнительный ненаправленный измерительный орган сопротивления (ИОС);
- блокировку при качаниях (пуск по току (и напряжению) либо по изменению величины токов прямой или обратной последовательности);

- блокировку при неисправностях в цепях напряжения;
- орган выявления вида короткого замыкания (междуфазное или «на землю»);
- цепи логики.

I...III ступени ДЗ от междуфазных КЗ содержат по три измерительных органа сопротивления, реагирующие на междуфазные КЗ и включенные на разности фазных токов ($U_d - I_B, I_B - I_C, I_C - I_A$) и соответствующие междуфазные напряжения (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}). I и II ступени ДЗ содержат по три ИОС, реагирующие на двойные КЗ на землю и включенные на фазные напряжения (U_{Ao}, U_{Bo}, U_{Co}) и соответствующие фазные токи (I_B, I_C), с учетом компенсации вычисляемого тока нулевой последовательности линии (I_{3o}) в соответствии с выражением для расчета сопротивления на входе ИО:

$$I_{\Phi} = U_{\Phi} / (I_{\Phi} + K_I * I_{3o}),$$

где: Φ - фаза А, В, С,

$K = (Z_{0yd} - Z_{1yd}) / 3Z_{1yd}$ - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности линии,
 Z_{0yd}, Z_{1yd} - комплексные удельные сопротивления линии нулевой и прямой последовательностей, соответственно (Ом/км).

С учетом раздельного задания уставок ИО сопротивления по осям активных и реактивных сопротивлений выражения для расчета сопротивления на входе ИО приобретают вид:

$$X_{\Phi} = U_{\Phi} / (I_{\Phi} + K_{IX} * K_{KX} * I_{3o}),$$

$$\wedge \Phi = U_{\Phi} / (I_{\Phi} + K_R * K_{KR} * I_{3o}),$$

где: Φ - фаза А, В, С,

$K_{IX} = (X_{0yd} - X_{1yd}) / 3X_{1yd}$ - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности линии по оси X без учета корректирующего множителя K_{KX} ,

K_{KX} - корректирующий множитель коэффициента компенсации тока I_{3o} по X,

$K_{IR} = (R_{0yd} - R_{1yd}) / 3R_{1yd}$ - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности линии по оси R без учета корректирующего множителя K_{KR} ,

K_{KR} - корректирующий множитель коэффициента компенсации тока I_{3o} по R,

$X_{0yd}, X_{1yd}, R_{0yd}, R_{1yd}$ - удельные сопротивления линии нулевой и прямой последовательностей и взаимной индукции с параллельной линией, соответственно (Ом/км).

В терминале задаётся величина $K_X = K_{IX} * K_{KX} = K_{KX} * (X_{0yd} - X_{1yd}) / 3X_{1yd}$ и величина

$$K_R = K_{IR} * K_{KR} = K_{KR} * (R_{0yd} - R_{1yd}) / 3R_{1yd}.$$

Характеристика срабатывания каждого ИОС представляет собой многоугольник, верхняя сторона которого параллельна оси R и пересекает ось X в точке с координатой $X_{уст}$, правая сторона имеет угол наклона ϕ_1 , относительно луча +R оси R и пересекает её в точке с координатой $R_{уст}$ ($X_{уст}$ и $R_{уст}$ - уставки соответствующей ступени по реактивному и активному сопротивлениям). Характеристики РС направленных ступеней ограничены с помощью двух отрезков, исходящих из

начала координат и расположенных во втором и четвертом квадрантах, причем направленность определяется углами наклона этих отрезков относительно оси R : соответственно, φ_3 и φ_2 . Отсчет всех углов производится от оси R против часовой стрелки. Для характеристики РС I ступени дополнительно существует область, вырезаемая углом φ_4 . Это позволяет предотвратить срабатывание ступени из-за снижения замера сопротивления КЗ вследствие отклонения угла и в случае КЗ на линии с двухсторонним питанием. Для характеристик всех ступеней предусмотрен общий вырез области сопротивления нагрузки с параметрами $R^{\wedge}$ и $\varphi_{нагр}$. На рисунке 11 изображена характеристика реле сопротивления терминала дистанционной защиты.

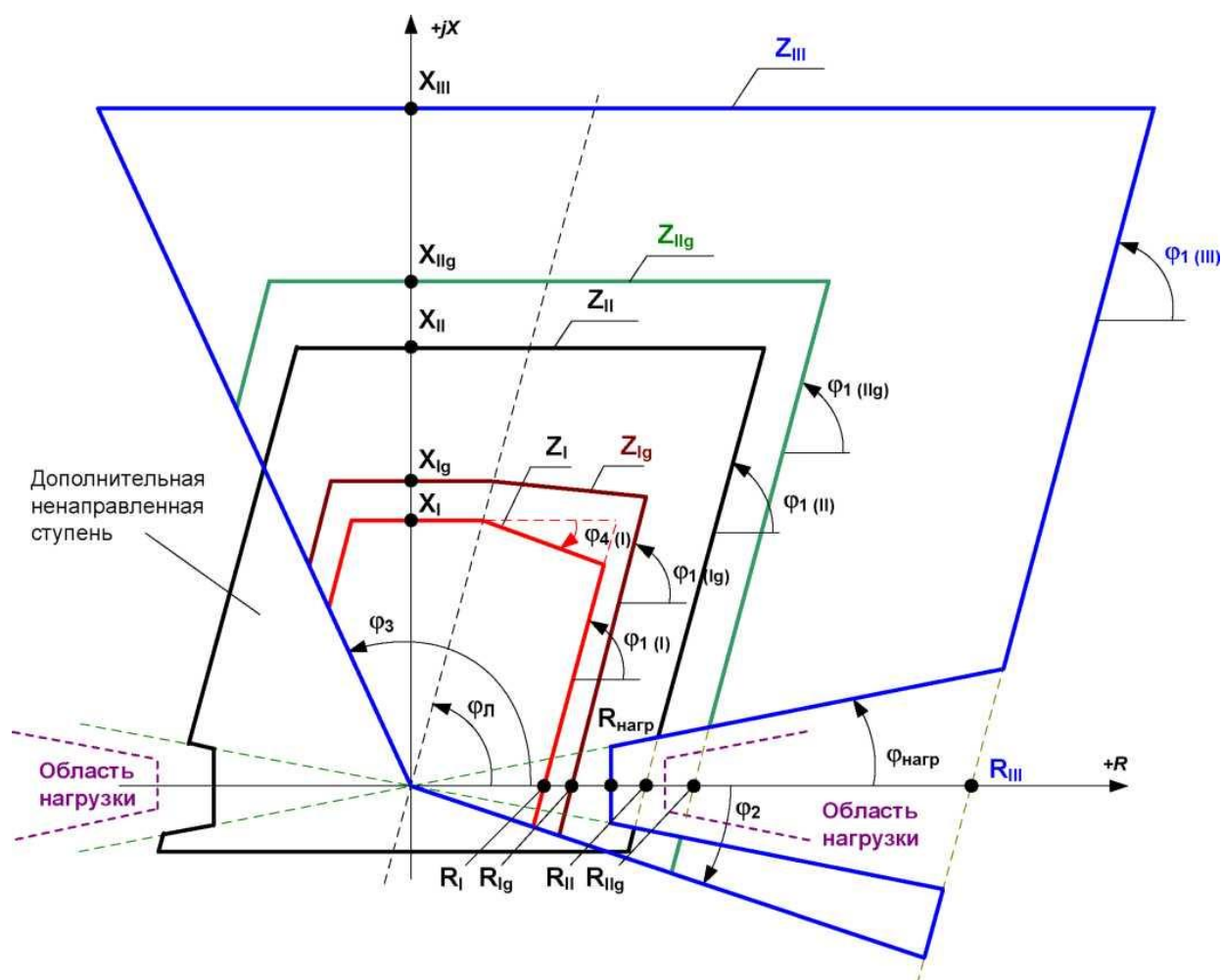


Рисунок 11 . Характеристики реле сопротивления терминала БЭ2502А1002 комплекта шкафа

Синхроноскоп Э1550

На секционных выключателях ячеек ЗРУ6кВ-1 и КРУ6кВ- 1, в помещении блока электротехнического (БЭТ) ГТУ-6РМ и резервного дизель-генератора РДЭС 6кВ-1МВт предусмотрена ручная точная синхронизация с блокировкой от несинхронных включений, выполненная на электронном синхроноскопе Э1550 [11]. Внешний вид синхроноскопа изображён на рисунке 12.

Синхроноскоп Э1550 предназначен для синхронизации 3-фазных генераторов.



Рисунок 12. – Внешний вид синхроскопа Э1550

Синхроскоп обеспечивает:

- измерение и сравнение частот и напряжений работающего генератора и синхронизируемого генератора;
- сравнение углов фаз измеряемых напряжений и формирование сигнала управления на подключение генератора к шине с заданным временем опережения (для учета быстродействия внешних выключателей);
- блокировку сигнала управления при выходе измеряемых величин за граничные значения ранее установленных параметров;
- установку требуемых параметров по разности напряжений, частот генератора и сети, по времени опережения включения сигнала управления, по напряжению помех на обесточенной шине сети;
- выработку дискретного сигнала на синхронизацию 3-фазного генератора переменного тока с сетью;
- индикацию сигналов управления для подгонки напряжения и частоты генератора к напряжению и частоте на шине при выходе этих параметров за границы установленных значений;
- функцию защиты от двигательного режима.

Орион-ДЗ.

Устройство с волоконно-оптическим датчиком предназначено для фиксации момента возникновения дуги в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ) 6–35 кВ и выдачи сигнала управления в цепи автоматики и релейной защиты.

Устройство может быть использовано как совместно с устройствами микропроцессорной релейной защиты типа «Сириус», «Орион» [12], с устройствами других фирм-изготовителей, так и с любыми другими видами защит, например, на электромеханической элементной базе.

Устройство выполнено в виде блока (имеющего выходные реле для подключения к исполнительным органам), устанавливаемого в релейном отсеке ячейки, и трёх датчиков дуги, размещаемых в контролируемых отсеках. На рисунке 13, изображён вид спереди устройства «Орион-ДЗ»

Устройство имеет три датчика дуги – по числу возможных замкнутых объемов ячейки КРУ, КРУН или КСО. Первый и второй датчики могут объединяться по схеме ИЛИ при конфигурировании системы и работать одновременно на отключение секционного выключателя, вводного выключателя и, дополнительно, на вход сигнализации блока защиты своего выключателя (для локализации места и причины отключения секции или ввода). Третий датчик работает на реле, которое может воздействовать на собственный выключатель и, после определённой временной задержки, на отключение секционного и вводного выключателя.

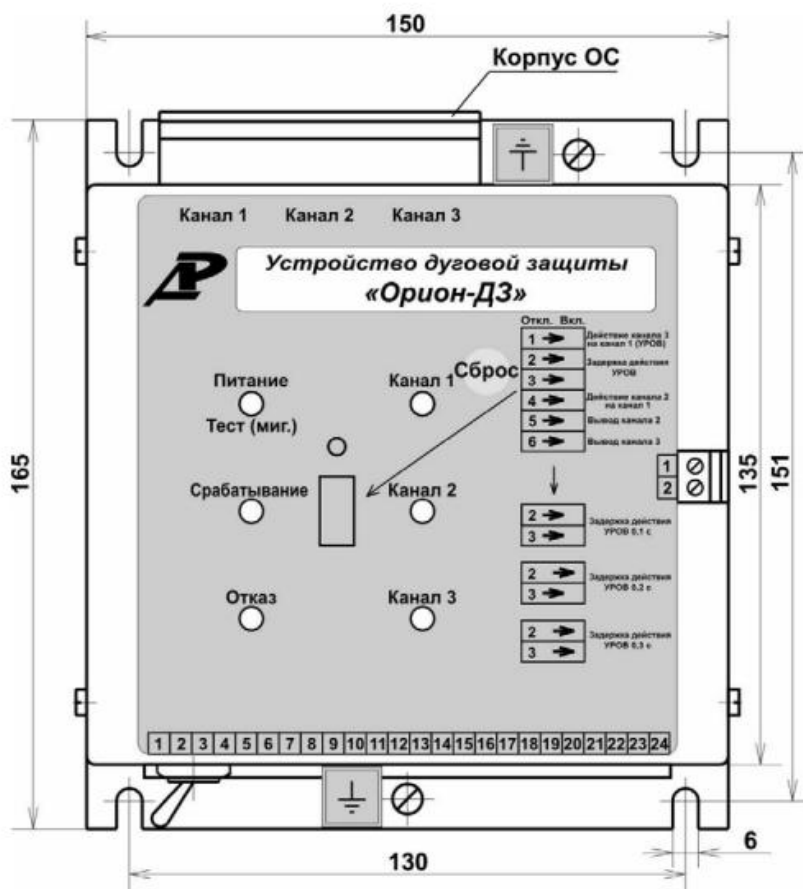


Рисунок 13. – Внешний вид устройства ЗДЗ Орион-ДЗ

Устройство может быть использовано как совместно с устройствами микропроцессорной релейной защиты типа «Сириус», «ЭКРА», с устройствами других

фирм-изготовителей, так и с любыми другими видами защит, например, на электромеханической элементной базе. Устройство выполнено в виде блока (имеющего выходные реле для подключения к исполнительным органам), устанавливаемого в релейном отсеке ячейки, и трех датчиков дуги, размещаемых в контролируемых отсеках.

2.4. Выбор измерительных трансформаторов.

Выбор измерительных трансформаторов тока для линии ФСО-27 ЗРУ 6 кВ «Энергокомплекс».

Трансформаторы тока выбираем из следующих условий:

- первичное напряжение 10 кВ;
- максимальный рабочий ток должен быть меньше номинального первичного тока трансформатора;
- по классу точности. Примем для ТТ класс точности “Р”;
- с учётом 10%-ой погрешности.

Максимальный рабочий ток линии равен:

$$i_{\text{раб. max}} = (0.7 \div 0.8) \cdot i_{\text{дон}} = 0.8 \cdot 146.8 = 117.44 \text{ А}, \text{ кабельная линия ВБбШв } 3 \times 120.$$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-21 300/5 У2 с КТ ТТ 300/5, так как при выводе из работы ФСО-27, на ФСО-28 может ложиться двойная нагрузка (если бы это было исключено, то для большей точности можно поставить ТТ с КТ 200/5). Основные технические характеристики ТТ сведём в таблицу 6.

Таблица 6. Основные технические характеристики ТТ

ТОЛ-СЭЩ-10-21 300/5 У2							
Номинальное напряжение, кВ	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Номинальная вторичная нагрузка в классе точности, мОм			Номинальная предельная кратность
		Первичный	Вторичный	0.2S	10P	10P	
10	300/5	300	5	84	139	138	10/10

Выбор измерительных трансформаторов тока для линии связи ЗРУ 6кВ «Энергокомплекс 1» и КРУ 6кВ «Энергокомплекс 2» кВ.

Трансформаторы тока выбираем из следующих условий:

- первичное напряжение 10 кВ;
- максимальный рабочий ток должен быть меньше номинального первичного тока трансформатора;
- по классу точности. Примем для ТТ класс точности “Р”;
- с учётом 10%-ой погрешности.

Максимальный рабочий ток линии равен:

$i_{\text{раб. max}} = (0.7 \div 0.8) = 0.8 \cdot 687 = 550 \text{ А}$, где 0.8 – ток загрузки на 80% ГТУ-6РМ с учётом сечения проводов кабельной линии 3хПвВнг-LS 1×240

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 УХЛ2. Основные технические характеристики ТТ сведём в таблицу 7.

Таблица 7 Основные технические характеристики ТТ

ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 УХЛ2						
Номинальное напряжение, кВ	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Номинальная вторичная нагрузка в классе точности, мОм		Номинальная предельная кратность
		Первичный	Вторичный	0,5	10Р	
10	1000/5	1000	5	87	140	10

Выбор измерительных трансформаторов тока для кабельной линии ЗРУ 6кВ «Энергокомплекс 1» с ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинская/Останино/Рыбальное».

Трансформаторы тока выбираем из следующих условий:

- первичное напряжение 10 кВ;
- максимальный рабочий ток должен быть меньше номинального первичного тока трансформатора;
- по классу точности. Примем для ТТ класс точности “Р”;
- с учётом 10%-ой погрешности.

Максимальный рабочий ток линии равен:

$i_{\text{раб. max}} = (0.7 \div 0.8) = 0.8 \cdot 578 = 462.4 \text{ А}$ где где 0.8 – ток загрузки на 80% трансформатора ТМН-6300 кВА с учётом сечения проводов кабельной линии 2х3хПВВнг-LS-6-1х240/25 (т.е с фактическим запасом по току).

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 УХЛ2. Основные технические характеристики ТТ сведём в таблицу 8.

Таблица 8.Основные технические характеристики ТТ

ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 УХЛ2.						
Номинальное напряжение, кВ	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Номинальная вторичная нагрузка в классе точности, мОм		Номинальная предельная кратность
		Первичный	Вторичный	0,5	10Р	
10	1000/5	1000	5	87	140	10

Выбор измерительных трансформаторов тока для ГТУ-6РМ.

Трансформаторы тока выбираем из следующих условий:

- первичное напряжение 6/10 кВ;
- максимальный рабочий ток должен быть меньше номинального первичного тока трансформатора;

трансформатора;

- по классу точности. Примем для ТТ класс точности “Р”;
- с учётом 10%-ой погрешности.

Максимальный рабочий ток линии равен:

$$I_{\text{ген}} = 687 \text{ А (I ном. в нормальном режиме работы ГТУ-6РМ при 100% загрузке)},$$

Выбираем трансформатор тока ТМ ТОЛ-СЭЩ-10-21 800/5 У2. Основные технические характеристики ТТ в ГТУ сведём в таблицу 9.

Таблица 9. Основные технические характеристики ТТ

ТМ ТОЛ-СЭЩ-10-21 800/5 У2							
Номинальное напряжение, кВ	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Номинальная вторичная нагрузка в классе точности, мОм			Номинальная предельная кратность
		Первичный	Вторичный	0,5	10Р	10Р	
10	800/5	800	5	87	140	140	10/10

Выбор измерительных трансформаторов напряжения для ГТУ-6РМ

Трансформаторы напряжения выбираем из следующих условий:

- по напряжению установки, т.е. $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток, т.е. коэффициенту трансформации;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Выбираем измерительный трансформатор напряжения: ЗНОЛП-6-ЭК-У2. Основные технические характеристики ТН сведём в таблицу 10.

Таблица 10. Основные технические характеристики ТН

Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность В·А, в классе точности		Предельная мощность, В·А	схема соединения
	Первичной	Основной вторичной	Дополнительной вторичной	0,5	3Р		
6	$6300 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$	100/3	50	300	630	1/1/1-0-0

Выбор измерительных трансформаторов напряжения для камер одностороннего обслуживания в КРУ 6кВ «Энергокомплекс 2».

Трансформаторы напряжения выбираем из следующих условий:

- по напряжению установки, т.е. $U_{уст} < U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток, т.е. коэффициенту трансформации;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Выбираем измерительный трансформатор напряжения: ЗНОЛП-6-ЭК-У2. Основные технические характеристики ТН сведём в таблицу 11.

Таблица 11. Основные технические характеристики ТН

Класс напряже ния, кВ	Но напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность В·А, в классе точности		Предельная мощность, В·А	Схема соединения
	Первичной	Основной вторичной	Дополнительн ой вторичной	0,5	3Р		
6	$6300 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$	100/3	50	300	630	1/1/1/-0-0

3. Расчёт уставок релейной защиты

Для расчета токов короткого замыкания (КЗ) используется программный комплекс АРМ СРЗА. Расчетная схема сети в графическом редакторе АРМ СРЗА приведена на рис.14. Расчет параметров для схемы замещения приведен в таблицах 1,2-5.

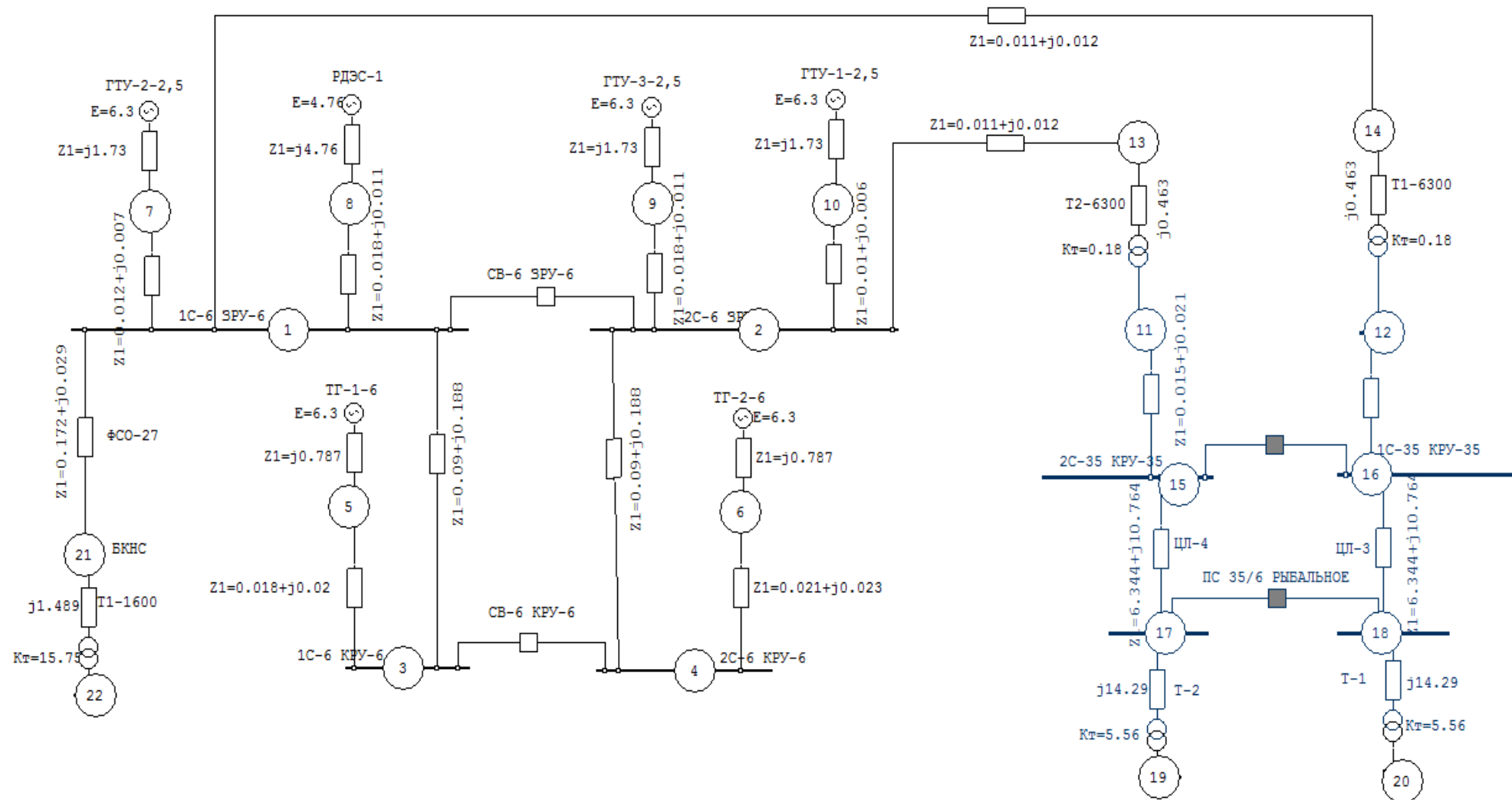


Рисунок 14. - схема АРМ СРЗА

3.1. Расчёт уставок защит генератора ГТА-1-6PM (P=6 МВт.)

Защита генератора выполнена на терминале Sepam 87G производства Schneider Electric, и предусматривается следующий комплект защит (в кодировке ANSI):

- максимальная токовая защита с выдержкой времени ANSI 51;
- продольная дифференциальная защита ANSI 87G;
- токовая защита обратной последовательности ANSI 46;
- защита от однофазных замыканий на землю с выдержкой времени ANSI 51N;
- устройство резервирования отказа выключателя ANSI 50BF;
- максимальное напряжение нулевой последовательности ANSI 59;
- максимальная защита активной мощности ANSI 32P;
- защита максимального напряжения ANSI 59;
- защиты по частоте ANSI 81H, 81L;

Технические данные турбогенератора приведены в таблице 1.

3.1.1 Расчет параметров срабатывания и проверка чувствительности продольной дифференциальной защиты с торможением в кодировке ANSI 87M

Продольная дифференциальная защита является основной защитой генератора от междуфазных коротких замыканий, замыканий внутри генератора, на статоре и роторе.

Принцип действия основан на сравнении токов в плечах защиты. Зоной действия защиты является обмотки, выводы статора и шины до распределительных устройств.

В соответствии с руководством по защитах Sepam [9] рекомендована уставка по срабатыванию защиты 5-15% I_n .

Выбор уставки от междуфазного короткого замыкания, направленная защита по большему полному сопротивлению:

$$I_{c3} = 10\%I_n = 0,01 \cdot 687 = 68,7 \text{ А.}$$

В условиях эксплуатации и имеющейся не постоянной нагрузки и бросков тока при включении двигателей и трансформаторов было принято решение о так называемом «загрублении» уставки до 400 А, проходящей по условию чувствительности.

Далее приведен более подробный расчет дифференциальной защиты.

Токовая продольная дифференциальная защита электрических генераторов ANSI 87G выполнена пофазной и имеет две ступени – грубую дифференциальную отсечку, и чувствительную с торможением.

Дифференциальная отсечка имеет высокий порог срабатывания 5.5 $I_{ном}$ и является эффективной при повреждениях обмотки статора с большим уровнем токов короткого замыкания, (например, при включении на «внезапное» короткое замыкание).

Расчет выполнен согласно методике приведенной в [2].

Дифференциальная отсечка защиты ANSI 87М имеет (заданную программно и аппаратно) характеристику

$$\begin{cases} \frac{I_{\text{дифф}}}{I_{\text{ном}}} > 5,5 \\ \frac{I_{\text{дифф}}}{I_{\text{торм}}} > 1,0 \end{cases},$$

где:

$I_{\text{дифф}}$, $I_{\text{торм}}$ – дифференциальный и тормозной ток, А.

Чувствительная ступень дифференциальной защиты с торможением имеет нелинейную параболическую характеристику срабатывания, состоящую из двух участков:

первый участок: $I_{\text{дифф.х}}^2 > I_{\text{с.з.мин}}^2 + \frac{I_{\text{торм.х}}^2}{32}$ при $I_{\text{торм.х}} \in [0, \sqrt{2} * I_{\text{ном}}]$

второй участок: $\frac{I_{\text{дифф.х}}^2}{8} > (0,05 * I_{\text{ном}})^2 + \frac{I_{\text{торм.х}}^2}{32}$ при $I_{\text{торм.х}} \in [\sqrt{2} * I_{\text{ном}}, +\infty]$,

где:

$I_{\text{с.з.мин}}$ – минимальный ток срабатывания защиты, равный $(0,05 \dots 0,5) * I_{\text{ном}}$, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальное значение тока статора генератора, А.

Минимальный ток срабатывания $I_{\text{с.з.мин}}$ чувствительной ступени продольной токовой дифференциальной защиты генератора рассчитывается исходя из условия отстройки от тока небаланса, обусловленного токами намагничивания трансформаторов тока, в режиме максимальной рабочей нагрузки:

$$I_{\text{с.з.мин}} = k_{\text{от}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{раб.мах}} = 1,2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 723,5 = 43,41 \text{ А};$$

где:

$k_{\text{от}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным $1,2 \div 1,5$;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε – погрешность трансформаторов тока;

$I_{\text{раб.мах}}$ – действующее значение максимального рабочего тока статора, А

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{7500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 723,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з.мин}*} = \frac{I_{\text{с.з.мин}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{43,41}{687} = 0,063 \text{ о. е.}$$

Расчетные условия срабатывания дифференциальной защиты с торможением отвечают режиму внутреннего КЗ вблизи выводов генератора:

$$I_{\text{дифф}} = k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{ап}} \cdot (I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)} + I_{\text{экв.с.КЗ.мах}}^{(3)}) = 0,5 \cdot 1,5 \cdot (4622 + 9671) = 10719,75 \text{ А}$$

$$I_{\text{торм}} = k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{ап}} \cdot \varepsilon \cdot \frac{|I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)} - I_{\text{экв.с.КЗ.мах}}^{(3)}|}{2} = 0,5 \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{9671 - 4622}{2} = 189,337 \text{ А.}$$

где:

$k_{\text{ап}}$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ, равный $1,5 \div 2,0$;

$I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)}$, $I_{\text{экв.с.КЗ.мах}}^{(3)}$ – действующие значения периодической составляющей максимального тока трехфазного КЗ в зоне действия защиты от генератора и эквивалента энергосистемы, А. Рассчитано в АРМ СРЗА – трехфазное КЗ в узле 5.

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)
U=6.2/-0	Z1=0.018+j0.252	
5-		14276 94
0	Общая нейтраль	4622 90
3	1С-6 КРУ-6	9671 96

Относительные значения дифференциального и тормозного тока защиты:

$$I_{\text{дифф}*} = \frac{I_{\text{дифф}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{10719,75}{687} = 15,603 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{торм}*} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{189,337}{687} = 0,276 \text{ о. е.}$$

Оценка чувствительности дифференциальной защиты с торможением осуществляется по выражению:

$$k_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.3.мин}}} = \frac{4001}{43,41} = 92,18,$$

где:

$I_{\text{КЗ.мин}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на выводах генератора, А. Рассчитан в АРМ СРЗА.

ВЕЛИЧИНА IА IВ IС
 ВЕТВЬ 0-5
 НСМ 1
 ВИД-КЗ ВС
 УЗЕЛ-КЗ 5
 ПОДРЕЖИМ 1

РЕЗУЛЬТАТЫ				РАСЧЕТА					
НСМ				1					
ВИД-КЗ				ВС					
УЗЕЛ-КЗ	5								
U _{па} =6.2/-0	Z1=0.012+j0.242	Z2=0.012+j0.242	Z0=0.000-j-0.000						
Замеры									
0-5	IA	50	-87	IB	4004	180	IC	4001	0

Выполним проверку условий достаточности уровня тормозного сигнала при аварийных режимах работы. Согласно рабочей характеристике торможение дифференциальной защиты синхронного генератора производится в асинхронном режиме или при внешнем коротком замыкании:

$$I_{\text{дифф}} = \begin{cases} k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{ур.ас.реж.мах}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 8260,624 = 413,031 \text{ A} \\ k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{ап}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кз.мах}}^{(3)} = 0,5 \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 4622 = 346,65 \text{ A} \end{cases};$$

$$I_{\text{торм}} = \begin{cases} k_{\text{одн}} \cdot I_{\text{ур.ас.реж.мах}} = 0,5 \cdot 8260,624 = 4130,31 \text{ A} \\ k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{ап}} \cdot I_{\text{кз.мах}}^{(3)} = 0,5 \cdot 1,5 \cdot 4622 = 3466,5 \text{ A} \end{cases};$$

где:

$I_{\text{ур.ас.реж.мах}}$ – максимальная величина действующего значения уравнительного тока статора синхронной машины в асинхронном режиме, А, который упрощенно можно рассчитать по формуле:

$$|I_{\text{ур.ас.реж.мах}}| = \frac{(1 + k_E) E''_{d.m}}{X_{\text{экв.с}} + X''_{d.m}} = \frac{(1 + \frac{E_{\text{экв.с}}}{E''_{d.m}}) \cdot E''_{d.m}}{X_{\text{экв.с}} + X''_{d.m}} = \frac{(1 + \frac{6200}{3341,021}) \cdot 3341,021}{0,368 + 0,787} = 8260,624 \text{ A}$$

$E''_{d.m}$ – сверхпереходная фазная ЭДС статора генератора.

$$E''_{d.m} = \sqrt{(E''_{d.m}{}^{Re})^2 + (E''_{d.m}{}^{Im})^2} = \sqrt{3312,905^2 + 432,535^2} = 3341,021 \text{ В.}$$

$$E''_{d.m}{}^{Re} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} + I_{\text{ном}} \cdot (-X''_{d.m} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}}) = \frac{6300}{\sqrt{3}} + 687 \cdot (-0,787 \cdot 0,6) = 3312,905 \text{ В.}$$

$$E''_{d.m}{}^{Im} = I_{\text{ном}} \cdot (X''_{d.m} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}) = 687 \cdot 0,787 \cdot 0,8 = 432,535 \text{ В.}$$

Эквивалентные параметры системы рассчитаны с помощью блока «РАСЧЕТ ЭКВИВАЛЕНТОВ АРМ СРЗА».

УЗЛЫ-ЕКВ 5
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 10/5

		Подрежим 1	
ЭЛЕМЕНТ 10/5		(ТГ-1-6)	
		Узлы эквивалентирования	
Узел		U по шкале	U расчетное (модуль, фаза)
5 ()		6.3	6.2 -0.0
ЭКВИВАЛЕНТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ			
Ветвь	R1+jX1	R0+jX0	Ктр Е (мод, фаза)
0-5	0.038 0.368	-	- 6.2 -0.0

Относительные значения дифференциального и тормозного тока:

$$I_{\text{дифф}*} = \begin{cases} \frac{I_{\text{дифф}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{413,031}{687} = 0,601 \text{ о. е.} \\ \frac{I_{\text{дифф}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{346,65}{687} = 0,505 \text{ о. е.} \end{cases}$$

$$I_{\text{торм}*} = \begin{cases} \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{4130,31}{687} = 6,01 \text{ о. е.} \\ \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{3466,5}{687} = 5,05 \text{ о. е.} \end{cases}$$

Отметим полученные расчетные точки на характеристике срабатывания. Защита будет работать правильно (Рис.2).

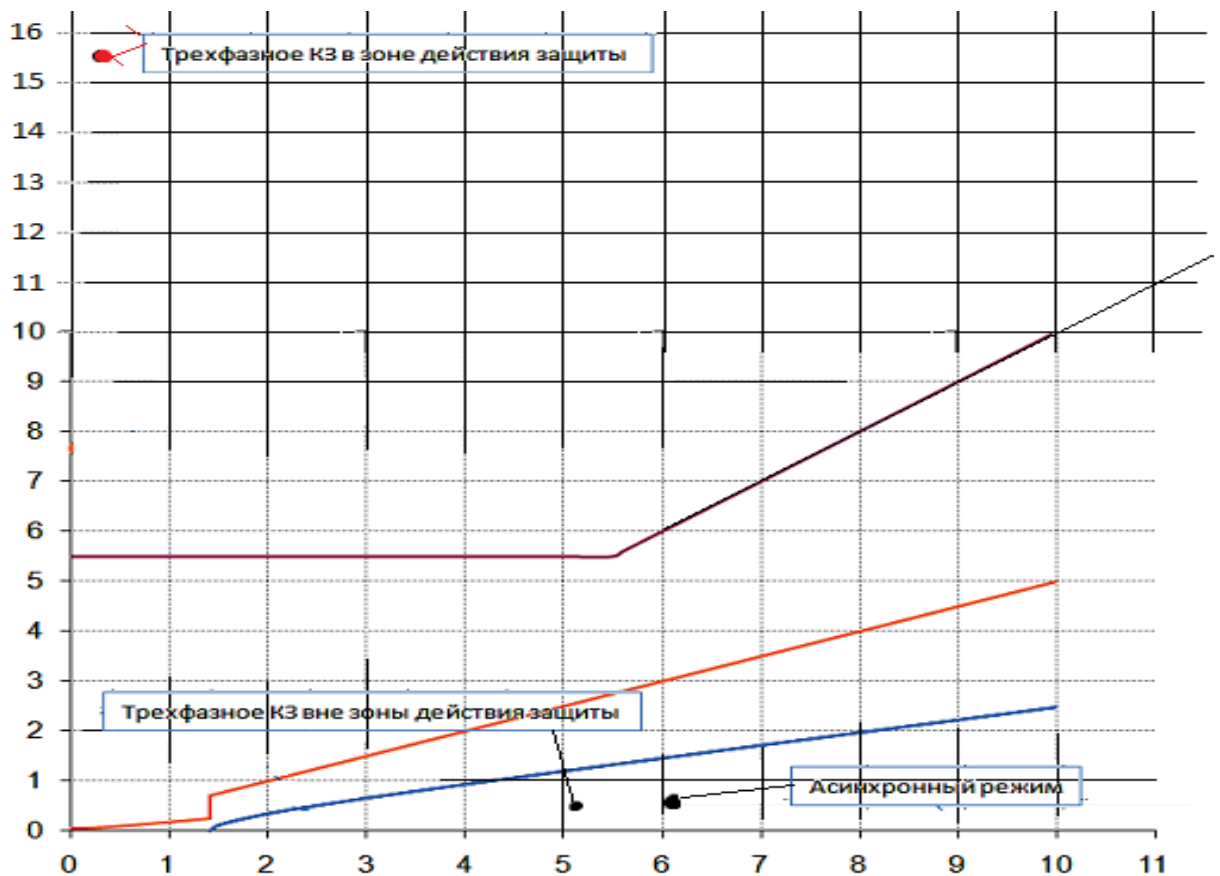


Рис.15. Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора ГТА-1-6 МВт.

3.1.2. Максимальная токовая защита с выдержкой времени и пуском по напряжению в кодировке ANSI 51

Пользуясь руководством по защитах Seram [9] формула расчета тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗП}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.ном}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 687 = 1030,5 \text{ , А}$$

Предусмотрен пуск по напряжению для уменьшения возможности ложного срабатывания $10\% U_n = 3654 \text{ В}$.

Выдержка времени: $tcз = tcз + \Delta t = 0,2 + 0,5 = 0,7$, с.

Имеется третья ступень МТЗ – перегрузка, ток срабатывания которой принимается равным номинальному току статора генератора с выдержкой времени равной 0,4 с.

3.1.3. Токовая защита обратной последовательности в кодировке ANSI 46.

Для обнаружения небаланса и для регистрации междуфазных замыканий предусмотрена токовая защита обратной последовательности и по рекомендациям завода изготовителя и руководства по защитам следует принять равной 10% I_n , т.е. 68,7 А.

3.1.4. Защита от однофазных замыканий на землю с выдержкой времени в кодировке ANSI 51N.

Фиксирование замыкания на землю происходит по измерительным органам защиты от однофазных замыканий на землю. Обнаружение индицируется по емкостному току генератора:

$$I_{сз} = \frac{U_{ном} \cdot I_{\Sigma}}{10} = \frac{6,3 \cdot 30}{10} = 18,9 \text{ , А.}$$

Рекомендована уставка 30 А, рекомендации взяты из руководства по защитам устройства Seram, серии G 87 [13].

Так же, за рекомендательный характер несёт ответственность производитель ГТА-6РМ ОАО «САТУРН-Газовые турбины», в соответствии с руководством по эксплуатации «Агрегат газотурбинный энергетический блочно-контейнерный ГТА-6РМ» [14].

3.1.5. Максимальное напряжение нулевой последовательности в кодировке ANSI 59N.

Для выявления замыканий на землю принята защита по максимальному напряжению нулевой последовательности. В соответствии с проделанными испытаниями принята уставка 10% от номинального напряжения. Данная рекомендация приведена из руководства по защитам устройства Seram, серии G 87 [13]

3.1.6. Максимальная защита активной мощности в кодировке ANSI 32P.

Когда генератор работает в двигательном режиме от сети, к которой он подключен, генератор передает на свой вал механическую энергию, что может привести к износу и повреждению привода. Для предотвращения данного режима предусмотрена защита от обратной мощности, уставка которой обусловлена типом генератора и рекомендуется заводом изготовителем: для турбин 5%, поэтому принимаем уставку 0.3-0.6 МВт [13].

3.1.7 Защита максимального напряжения ANSI 59, защиты по частоте в кодировке ANSI 81H, 81L

Так же, как и защита от обратной мощности, уставки защит по максимальному напряжению и по частоте рекомендованы заводом-изготовителем.

Максимальное напряжение установлено на уровне 7300-7400 В.

Максимальная частота: 51 Гц с выдержкой времени 8 с. - 1 ступень, 51 Гц с выдержкой времени 4 с. – 2 ступень, минимальная частота: 47,5 Гц с выдержкой времени 4 с. - 1 ступень, 49 Гц с выдержкой времени 10 с. – 2 ступень.

Ввиду рекомендательного характера от производителя ГТА-6РМ ОАО «САТУРН-Газовые турбины», и в соответствии с руководством по эксплуатации «Агрегат газотурбинный энергетический блочно-контейнерный ГТА-6РМ», данные уставки подкреплены актом передачи агрегата в эксплуатацию. Данный акт в дипломном проекте не отражается, ввиду коммерческой тайны.

Примечание :при расчете защит генератора № 1 учитывалось, что генератор № 2 имеет одинаковые параметры, поэтому расчет производился для одного генератора, остальные генераторы имеют аналогичные значения рассчитываемых величин.

3.2 Релейная защита силового трансформатора 35/6 кВ

Защита силового трансформатора на ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинская» выполнена на базе шкафа ЭКРА типа ШЭ2607 048 и включает:

- дифференциальную токовую защиту, от междуфазных замыканий;
- максимальную токовую защиту высшей стороны, для обнаружения внешних коротких замыканий;
- устройство резервирования отказа выключателя высшей стороны, для резервирования отказов выключателя на высшей стороне при поломке выключателя или его не срабатывании при выдаче команды на отключение исполнительными органами защиты высшей стороны;
- защиту от перегрузки, для предотвращения перегрева трансформатора и включение обдува;
- блокировку устройства регулирования напряжения под нагрузкой, для предотвращения регулирования напряжения при повышенных токах в трансформаторе;
- газовые защиты: трансформатора и РПН;

Выбор уставок дифференциальной токовой защиты выполняется в соответствии с руководством по эксплуатации шкафа защиты трансформатора типа ШЭ2607 048 ЭКРА.656453.151 РЭ.

Параметры защищаемого трансформатора приведены в таблице 12:

Таблица 12. – Параметры трансформатора.

п/п	Наименование параметра	Величина параметра
1.	Номинальная мощность, кВА Обмотки ВН Обмотки НН	6300 6300
2.	Номинальное напряжение, кВ Обмотки ВН Обмотки НН	36,75 6,3
3.	Число фаз	3
4.	Частота, Гц	50
5.	Схема и группа соединения обмоток	Ун/Д-11
6.	Регулирование напряжения Сторона регулирования РПН Диапазон регулирования, %	ВН ±4*2.5 (9 ступеней)
7.	Напряжение короткого замыкания, % ВН-НН	7.35
8.	Трансформаторы тока Обмотка ВН	ТВ-110- -150/5 – по 2 шт. на фазу

3.2.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Выбор уставок ДЗТ выполняется в соответствии с руководством по эксплуатации шкафа защиты трансформатора типа ШЭ2607 048.

Выбор параметра «Схема соединения стороны №1/№3, №2/№3».

Для ДЗТ, в зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора, от схемы соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны и от схемы включения ТТ НН (на фазные/линейные токи) уставка «Схема соединения стороны №1/№3, №2/№3» выбирается в соответствии с выражением:

$$K_{сх.ВН/НН} = \frac{K_{сх.обм.ВН}}{K_{сх.обм.НН}} \cdot \frac{K_{сх.ТТВН}}{K_{сх.ТТНН} \cdot K_{вкл.ТТНН}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}},$$

где $K_{сх.обм.ВН} = 1$ – коэффициент, учитывающий схему соединения обмотки ВН силового трансформатора;

$K_{сх.обм.НН} = \sqrt{3}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения обмотки НН силового трансформатора;

$K_{сх.ТТ.ВН} = 1$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главного ТТ стороны ВН;

$K_{сх.ТТ.НН} = 1$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главного ТТ стороны НН;

$K_{вкл.ТТ.НН} = 1$ – коэффициент, учитывающий схему включения ТТ НН на линейные/фазные токи.

Расчет базисных токов по сторонам.

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{K_{\text{сх.ТТ.стор}}}{K_{\text{ТТ.стор}}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$$

где: $K_{\text{ТТ.стор}}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора;

$K_{\text{сх.ТТ.стор}} = 1$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны;

$I_{\text{ном.стор}}$ – номинальный ток стороны

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{стор}}}$$

Расчет базисных токов сведен в таблицу 13.

Таблица 13. Параметры и расчёты силового трансформатора.

Сторона	К _{ТТ}	U _{ном} , кВ	S _{ном} , кВА	I _{ном} , А	I _{баз} , А
ВН	150/5	35	6300	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,923$	$\frac{1}{150/5} \cdot 103,923 = 3,464$
НН	1000/5	6,3		$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577,35$	$\frac{1}{1000/5} \cdot 577,35 = 2,887$

По рассчитанным значениям базисных токов производим выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала.

Для ДЗТ на базе терминала ШЭ2607 048 выбираются следующие уставки:

- ток срабатывания ДЗТ;
- ток начала торможения ДЗТ;
- ток торможения блокировки ДЗТ;
- коэффициент торможения ДЗТ;
- уровень блокировки по 2-ой гармонике ДЗТ;
- ток срабатывания дифференциальной отсечки ДЗТ.

Определение начального тока срабатывания ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется с помощью выражения

$$I_{\text{Д0}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБрасч}} = 1,1 \cdot 0,32 = 0,352 \text{ о.е.}$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас.

$$I_{\text{НБрасч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \epsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02 = 0,32 \text{ о.е.,}$$

где $K_{пер} = 2$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разнотипный ТТ;

$K_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ТТ;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН,

$$\Delta U_{РПН} = | \Delta U_{РПН\max} - \Delta U_{РПН\min} | / (2 * 100\%) = | (+4 * 2,5\%) - (-4 * 2,5\%) | / (2 * 100\%) = 0,1;$$

$\Delta f_{выр} = 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{ПТТ} = 0$ – относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора (не используется).

Ток начала торможения ДЗТ

Ток начала торможения принимается равным $I_{Т0} = 1$.

Ток торможения блокировки

Определяется исходя из отстройки от максимально возможного тока нагрузки трансформатора. Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может быть принят равным:

$$I_{т.бл} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{I_{базВН}} \cdot \frac{K_{сх.ТТВН}}{K_{ТТВН}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{103,923}{3,464} \cdot \frac{1}{150/5} = 1,98 \text{ о. е.}$$

где $K_{пред.нагр} = 1,8$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора средней мощности.

Принимаем значение $I_{т.бл} = 2,0$ о.е.

Коэффициент торможения

Максимальное значение тока, протекающего по защищаемому трансформатору, равное току внешнего короткого замыкания, приведенному к базисному току стороны внешнего КЗ:

$$I_{скв} = \frac{I_{КЗ.ВН}}{I_{базВН}} \cdot \frac{K_{сх.ТТВН}}{K_{ТТВН}} = \frac{885}{3,464} \cdot \frac{1}{150/5} = 8,516 \text{ о. е.}$$

$I_{КЗ.ВН}$ – ток, протекающий через трансформатор при КЗ на стороне ВН, приведенный к стороне ВН. Рассчитан в АРМ СРЗА.

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-energokomplex ДАТА-05.05.2016. ВРЕМЯ-16:39:25.

ВЕЛИЧИНА IA IB IC

ВЕТВЬ 11-13

НСМ 1

ВИД-КЗ ABC

УЗЕЛ-КЗ 11

ПОДРЕЖИМ 1

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

НСМ 1

ВИД-КЗ ABC

УЗЕЛ-КЗ 11
 $U_{па}=34.5/0$ $Z1=0.822+j22.526$ $Z2=0.822+j22.526$ $Z0=0.000-j-0.000$
 Замеры
 11-13 IA 885 92 IB 885 -28 IC 885 -148

$I_{скв}$ вызывает дифференциальный ток, который можно определить по выражению:

$$I_D = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{скв} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02) \cdot 8,516 = 2,725 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток равен

$$I_m = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_D) \cdot \cos \beta} = \sqrt{8,516 \cdot (8,516 - 2,725) \cdot \cos 15} = 7,022 \text{ о.е.}$$

для расчета принимаем $\beta=15^\circ$.

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$K_m = \frac{K_{отс} \cdot I_D - I_{Д0}}{I_T - I_{Т0}} = \frac{1,1 \cdot 2,725 - 0,352}{7,022 - 1} = 0,44.$$

Ток блокировки по второй гармонике

Согласно рекомендациям НПП ЭКРА принимаем $I_{2бл} = 0,1$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Выбирается исходя из двух условий:

- отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{отс} \geq 6,5 \text{ о.е.}$;
- отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного КЗ

$$I_D = 1,5 \cdot I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{ПТТ}) = \\ = 1,5 \cdot 8,516 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02) = 5,365 \text{ о.е.,}$$

где $K_{пер} = 3$ – коэффициент, учитывающий переходной режим.

Принимаем ток срабатывания дифференциальной отсечки равным 5.4 о.е.

Сводим уставки ДЗТ в таблицу 14.

Таблица 14. Уставки ДЗТ.

Ток срабатывания ДЗТ	$I_{Д0} = 0,352$
Ток начала торможения ДЗТ	$I_{Т0} = 1$
Ток торможения блокировки ДЗТ	$I_{Т.бл} = 2$
Коэффициент торможения ДЗТ	$K_T = 0,44$
Уровень блокировки по 2-ой гармонике ДЗТ	$K_{2бл} = 0,1$
Ток срабатывания дифференциальной отсечки ДЗТ	$I_{отс} = 5.4$

3.2.2. Расчет уставок МТЗ

В нашем случае трансформатор повышающий 6/35 кВ, поэтому МТЗ ставим на питающей стороне, то есть в термине это НН1.

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{МТЗ} > (кн/квозв) \cdot I_{раб.мах} = (1,2/0,9) \cdot 577 = 769 \text{ А}$$

где $I_{\text{раб.мах}} = 6300/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 577 \text{ А}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН.

Принимаем $I_{\text{МТЗ}} = 800 \text{ А}$, время срабатывания с учетом согласования с МТЗ отходящих ВЛ 35 кВ принимаем 1,8 с (на ступень селективности больше).

Для обеспечения чувствительности и селективного действия защит трансформатора и отходящих ВЛ 35 кВ выполним МТЗ с пуском по напряжению:

$$U < 0,8U_{\text{ном}}/(\text{котстр} \cdot k_{\text{возв}}) = 0,8 \cdot 6,3/(1,2 \cdot 1,06) = 3,962 \text{ кВ}.$$

Принимаем $U_{\text{min}} = 3850 \text{ кВ}$.

3.2.3. Защита от перегрузки трансформатора

Устанавливается на стороне ВН (35 кВ), действует на сигнал:

$$I_{\text{зп}} > (K_{\text{отс}}/K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{ном}} = (1,05/0,9) \cdot 103,923 = 121,24 \text{ А}$$

Принимаем $I_{\text{зп}} = 120 \text{ А}$, выдержка времени 9 с на сигнал. При нагрузке силового трансформатора к значению 120 А, его перегрузка составит 115%. Ввиду этого, допустимая кратковременная перегрузка трансформатора при аварийном режиме составит 10 минут в соответствии с паспортными данными трансформатора. Для исключения аварийного режима и вводится уставка сигнализации по времени ($t=9 \text{ сек.}$), в течении 10 минут, персонал обслуживающий трансформатор, успеет принять меры по ликвидации аварийного режима работы.

3.2.4. Блокировка РПН

Регулирование напряжения выполняется на стороне ВН, уставку по току принимаем такой же как и для защиты от перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{РПН}} = 120 \text{ А}.$$

В соответствии с паспортными данными на трансформатор, работать с перегрузкой в 115% можно не более 10 минут. Соответственно, в паспорте к силовому трансформатору указано значение коэффициента тока блокировки РПН: $K = (1.15 \div 1.17) \times I_{\text{н}}$.

3.2.5. УРОВ

Ток срабатывания УРОВ принимаем равным $0,2I_{\text{ном.ТТ}} = 0,2 \cdot 150 = 30 \text{ А}$.

Время срабатывания УРОВ принимаем равным 0,4 с.

3.3. Релейная защита линии 35 кВ

Для ВЛ 35 кВ предусматривается следующий комплект защит:

- дистанционная защита от междуфазных КЗ;
- максимальная токовая защита;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя;
- автоматика повторного включения.

3.3.1. Расчет уставок дистанционной защиты

1. Расчет выполнен согласно методике описанной в [14].

Рассматриваемая ВЛ-35 кВ выполнена проводом 3хАС-120/19 длиной 26 км.

Выбор уставок для дистанционных органов измерения.

Первая ступень от междуфазных КЗ отстраивается от КЗ в конце линии $Z_{с.з}^I \leq 0,85Z_{л} = 0,85 \cdot 12,494 = 10,62 \text{ Ом}$.

Расчет выполняем в блоке РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА программного комплекса АРМ СРЗА с помощью шаблона «Отстройка» для защит ШЭ2607. Графический выбор характеристики для ДЗЛ 35кВ 1-ой ступени изображён на рисунке 16.

```

ВЕТВЬ      15-17
ОТСТ       ЗАЩ=301 КН=0.85 КТН=350 КТТ=30 ЛВТ=5 КХ%=0 КОМПЛЕКТ=1
           ТИП=ШЭ2607 ФМЧ=60
ШЭ         СТУП=1
НСМ        1
ВИД-КЗ     АВС
УЗЕЛ-КЗ    17
ПОДРЕЖИМ   1
           Дата формирования документа для Word: 04.05.2016 15:33:46
ЭЛ   ЦЛ-4                                ПС   2С-35 КРУ-35
Защита 301                               Тип   ШЭ2607           Ступень 1
Ветвь  15-17                             КТТ   150/5
Узел    350                               КТН   350           СЕТЬ:energokomplex

```

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	ХУ	8.89	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 17		ZCA=12.49 59
	РУ	5.93				
	РУМИН	7.00				
	ФМЧ	60				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
	Ф4	0				

Принимаем уставки для 1-ой ступени ДЗ от междуфазных КЗ:

$R_{уст}^I = 5,93 \text{ Ом}; X_{уст}^I = 8,89 \text{ Ом}; \phi 1 = \phi_{мч} = 60^\circ$; время срабатывания $t_{с.з}^I = 0 \text{ с}$.

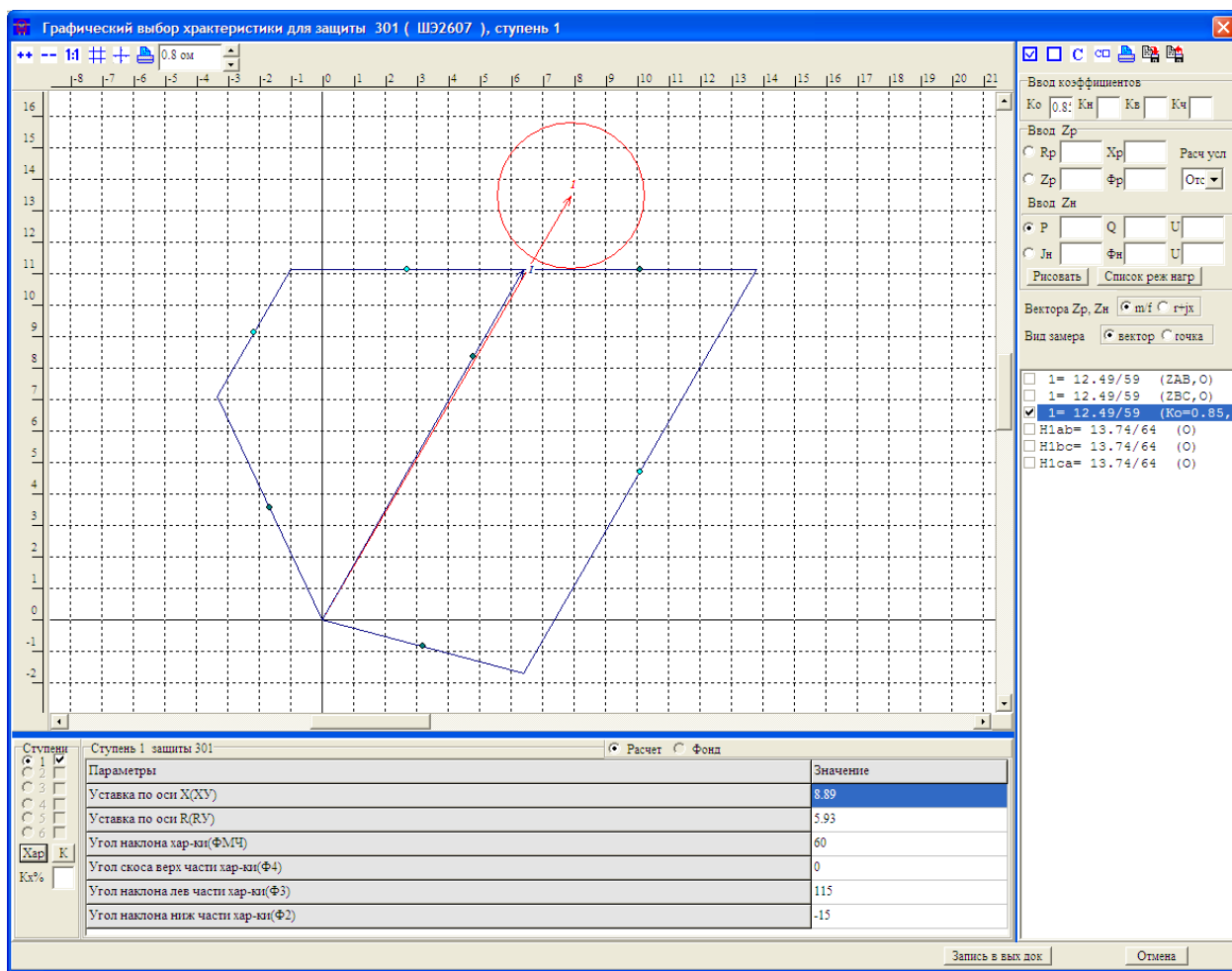


Рисунок 16. Графический выбор характеристики для ДЗЛ 35кВ 1-ой ступени, терминала ЭКРА БЭ2502А1002.

Вторая ступень от междуфазных КЗ отстраивается от КЗ на шинах низшего напряжения смежной ПС (КЗ за трансформатором ПС Рыбальная). Графический выбор характеристики для ДЗЛ 35кВ 2-ой ступени изображён на рисунке 17.

ВЕТВЬ 15-17
 ОТСТ ЗАЩ=301 КН=0.85 КТН=350 КТТ=30 ЛВТ=5 КХ%=0 КОМПЛЕКТ=1
 ТИП=ШЭ2607 ФМЧ=60
 ШЭ СТУП=2 СМ%=0
 НСМ 1
 ВИД-КЗ АВС
 УЗЕЛ-КЗ 19
 ПОДРЕЖИМ 1

Дата формирования документа для Word: 04.05.2016 15:41:31

ЭЛ ЦЛ-4 ПС 2С-35 КРУ-35
 Защита 301 Тип ШЭ2607 Ступень 2
 Ветвь 15-17 КТТ 150/5
 Узел КТН 350 СЕТЬ:energokomplex

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	21.2	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 19		ЗСА=25.84 76
	RY	14.1				
	ФМЧ	60				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

Проверяем чувствительность, 2-ая ступень ДЗ должна чувствовать всю линию с коэффициентом не менее 1,5. Используем функцию «ЧУВС», полученный $K_{\text{ч}}=2,07$ – удовлетворяет.

ЗАЩИТА ЗАЩ=301 ВИД_ЗАЩ=ДЗ СТУП=2 КОМПЛЕКТ=1
 ЧУВС ЗАЩ=301 КТН=350 КТТ=30 ЛВТ=5
 Ч ШЭ СТУП=2 ТИП=ШЭ2607
 НСМ 1
 ВИД-КЗ АВС
 УЗЕЛ-КЗ 17
 ПОДРЕЖИМ 1

Дата формирования документа для Word: 04.05.2016 15:49:24

ЭЛ ЦЛ-4 ПС 2С-35 КРУ-35
 Защита 301 Тип ШЭ2607 Ступень 2
 Ветвь 15-17 КТТ 150/5
 Узел КТН 350 СЕТЬ:energokomplex

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	21.2	2.07*	ВИД-КЗ АВС		ZAB=12.49 59
	RY	14.1	114.19	УЗЕЛ-КЗ 17		Ip=521 -74
	ФМЧ	60	*			*-учет Кв=1.05
	Ф2	-15	$K_{\text{чзр}}=$			
	Ф3	115	1.82*			
	ХВТ	0.606				
	РВТ	0.403				
	УТР	0.50				
			34.76			

Принимаем уставки для 2-ой ступени ДЗ от междуфазных КЗ:

$R_{\text{уст}}^{\text{II}}=14,1 \text{ Ом}; X_{\text{уст}}^{\text{II}}=21,2 \text{ Ом}; \phi_1=\phi_{\text{мч}}=60^\circ$

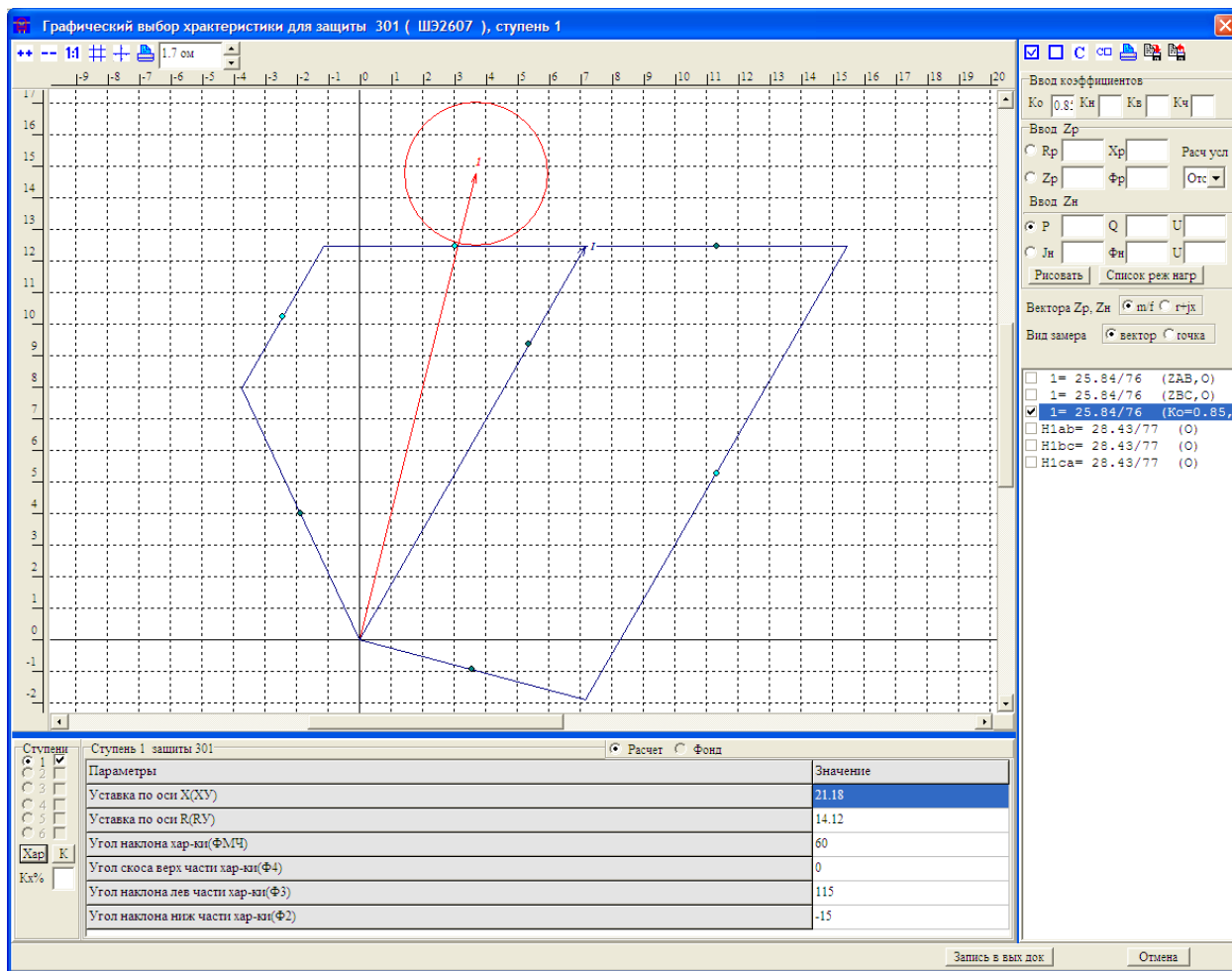


Рисунок 17. Графический выбор характеристики для ДЗЛ 35кВ 2-ой ступени, терминала ЭКРА БЭ2502А1002

Так как нет полной информации об уставках защит отходящих присоединений КРУ-35 кВ ПС Рыбальное, время срабатывания 2-ой ступени ДЗ защиты принимаем равным 1,0 с.

Выбор уставок для пусковых органов ДЗ

Поскольку качания в рассматриваемой сети маловероятны пуск ДЗ будет выполнен по току и напряжению.

Выбор уставок пусковых органов выполнен согласно методике описанной в [16].

Пуск по току $I_{PT>>}$ отстраивается от максимального рабочего тока с учетом самозапуска.

$$I > (\text{котстр} * k_{\text{самзап}} / k_{\text{взов}}) * I_{\text{раб.макс}} = (1,2 * 1,5 / 0,9) * 150 = 300 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{PT>>} = 300 \text{ А.}$

где $I_{\text{раб.макс}} = 150 \text{ А}$ – максимальный рабочий ток ТТ ячейки линии 35 кВ.

Пуск по току с пуском по напряжению:

$$I_U > (\text{котстр} / k_{\text{взов}}) * I_{\text{раб.макс}} = (1,2 / 0,9) * 150 = 200 \text{ А.}$$

Принимаем $I_U = 210 \text{ А.}$

$$U < 0,8 U_{\text{ном}} / (\text{котстр} * k_{\text{взов}}) = 0,8 * 35 / (1,2 * 1,06) = 22 \text{ кВ.}$$

3.3.2. Сигнализация однофазных замыканий на землю

Принимаем уставку равной 10 В вторичных ($3U_0=3,5$ кВ первичных). Действие на сигнал с временем 9 с.

3.3.3. Выбор уставок МТЗ

МТЗ-1: токовая отсечка с небольшой выдержкой времени, выбираем по отстройке от тока КЗ за трансформатором смежной ПС.

$$I_{\text{МТЗ-1}} > \text{котстр} \cdot I_{\text{кз.тр}} = (1,1 \div 1,2) \cdot 414 = 455 \div 497 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{МТЗ-1}}=480$ А.

Где ток КЗ за трансформатором смежной ПС рассчитан в АРМ СРЗА (КЗ в узле 19).

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-energokomplex ДАТА-04.05.2016. ВРЕМЯ-16:36:47.
ВЕЛИЧИНА  IA IB IC
ВЕТВЬ      15-17
НСМ        1
ВИД-КЗ     ABC
УЗЕЛ-КЗ    19
ПОДРЕЖИМ   1
-----
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
                        НСМ        1
                        ВИД-КЗ     ABC
УЗЕЛ-КЗ    19
Упа=6.2/0   Z1=0.232+j1.540  Z2=0.232+j1.540  Z0=0.000-j-0.000
Замеры
15-17  IA      414  -81      IB      414  159      IC      414  39
```

Оценим эффективность выбранной отсечки: $K_{\text{эфф}} = I_{\text{шин}}^{(2)} / I_{\text{МТЗ-1}} = 617 / 480 = 1,28$.

Нормируемый коэффициент эффективности отсечки 1,2.

$I_{\text{шин}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в месте установки защиты в минимальном режиме (КЗ в узле 15).

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-energokomplex ДАТА-05.05.2016. ВРЕМЯ-11:29:30.
ВЕЛИЧИНА  IA IB IC
ВЕТВЬ      11-15
НСМ        1
ВИД-КЗ     BC
УЗЕЛ-КЗ    15
ПОДРЕЖИМ   1
ЭЛЕМЕНТ    18/8
ЭЛЕМЕНТ    19/9
ЭЛЕМЕНТ    12/6
-----
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
                        Подрежим  1
ЭЛЕМЕНТ  18/8      ( РДЭС-1
ЭЛЕМЕНТ  19/9      (ГТУ-3-2,5
ЭЛЕМЕНТ  12/6      (ТГ-2-6
                        НСМ        1
                        ВИД-КЗ     BC
УЗЕЛ-КЗ    15
Упа=35.0/0  Z1=0.885+j28.358  Z2=0.885+j28.358  Z0=0.000-j-0.000
Замеры
11-15  IA      0    0      IB      617  -178      IC      617  2
```

Время срабатывания 1-ой ступени МТЗ принимаем равным 0,1 с (для того чтобы успела отработать основная защита трансформатора смежной ПС).

МТЗ-2 выбираем по:

- 1) Отстройке от максимального рабочего тока линии

$$I_{\text{МТЗ-2}} > (k_n/k_{\text{возв}}) \cdot I_{\text{раб.мах}} = (1,2/0,9) \cdot 150 = 200 \text{ А}$$

где k_n – коэффициент надежности, равный 1,2;

$k_{\text{возв}}$ – коэффициент возврата, принимаем 0,9 для МП терминалов;

$I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток ТТ ячейки линии 35 кВ.

- 2) Обеспечению чувствительности в конце основной зоны действия в минимальном режиме ($K_{\text{ч}} > 1,5$):

$$I_{\text{МТЗ-2}} < I_{\text{мин}}^{(2)} / K_{\text{ч}} = 439 / 1,5 = 293 \text{ А.}$$

где $I_{\text{мин}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы системы.

Рассчитан в АРМ СРЗА (КЗ узел 17).

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-energokomplex  ДАТА-05.05.2016.  ВРЕМЯ-11:13:16.
ВЕЛИЧИНА  IA  IB  IC
ВЕТВЬ      15-17
НСМ        1
ВИД-КЗ     ВС
УЗЕЛ-КЗ    17
ПОДРЕЖИМ   1
ЭЛЕМЕНТ    21/10
ЭЛЕМЕНТ    10/5
ЭЛЕМЕНТ    18/8
-----
                      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
                               Подрежим  1
ЭЛЕМЕНТ  21/10      ( ГТУ-1-2,5                      )
ЭЛЕМЕНТ  10/5       ( ТГ-1-6                          )
ЭЛЕМЕНТ  18/8       ( РДЭС-1                          )
                      НСМ        1
                      ВИД-КЗ     ВС
УЗЕЛ-КЗ   17
Упа=35.0/-0  Z1=9.451+j38.683  Z2=9.451+j38.683  Z0=0.000-j-0.000
Замеры
15-17  IA          0    0      IB          439 -166      IC          439   14
```

Принимаем $I_{\text{МТЗ-2}} = 210 \text{ А}$. Поскольку выбранная уставка позволяет выполнить резервирование смежных присоединений, время срабатывания ступени принимаем 1,5 с.

3.3.4. Защита минимального напряжения

Уставка по напряжению ЗМН выбирается аналогично пуска по напряжению для ДЗ.

Принимаем $U_{\text{ЗМН}} = 22 \text{ кВ}$.

3.3.5. Устройство резервирования отказа выключателя

Уставку контроля тока присоединения для УРОВ выбираем из уравнения:

$$0,5 \cdot I_{\text{МТЗ-2}} = 0,5 \cdot 150 = 75 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{сз}} = 75 \text{ А.}$

Время срабатывания УРОВ принимаем равным 0,4с.

3.4. Автоматизированная система управления объектами энергорайона СОНМ

В проекте предусматривается организация автоматизированной системы управления энергокомплекса (АСУЭ), предназначенной для автоматизированного контроля и управления технологическими объектами выработки и распределения электроэнергии во всех режимах работы, включая переходные режимы отдельных агрегатов. Автоматизация охватывает весь технологический комплекс основного и вспомогательного оборудования, включая электротехническое.

Объектами управления и контроля являются ГТЭС Энергокомплекса №1 и №2 СОНМ.

Объектами контроля являются:

- ЗРУ-6 кВ Энергокомплексов №1 и №2 СОНМ;
- ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинская»;
- ПС 35/10 кВ «Останинская»;
- проектируемая ПС 35/6 кВ «Рыбальная».

3.4.1. Архитектура построения АСУЭ СОНМ

Нижний уровень обеспечивает сбор и передачу на средний уровень Системы технологической информации ЗРУ-6 кВ проектируемого Энергокомплекса №2, а так же прием от среднего уровня Системы сигналов телеуправления. Оборудование нижнего уровня представлено многофункциональными измерительными преобразователями (МИП) и микропроцессорными терминалами РЗА (МП РЗА). Входными сигналами МИП и МП РЗА являются: токи и напряжения измерительных трансформаторов тока и напряжения, блок-контакты коммутационных аппаратов. Выходными – «сухие контакты». Перечень сигналов определяется на стадии разработки проектной документации. Обмен информацией МИП и МП РЗА со средним уровнем осуществляется посредством цифровой шины. Оборудование среднего уровня размещается в релейных отсеках ячеек ЗРУ-6 кВ.

Средний уровень обеспечивает:

- сбор и обработку информации поступающей с нижнего уровня Системы;
- сбор информации с комплектных систем автоматизированного управления (САУ)
- ГТУ, УПТГ и иных технологических установок проектируемого Энергокомплекса №2;
- сбор информации с ГТЭС, ЗРУ-6 кВ существующего Энергокомплекса №1;
- сбор информации с существующих ПС «Останинская» и «Северо-Останинская»;
- сбор информации с проектируемой ПС «Рыбальная»;

- обмен информацией с верхним уровнем Системы;
- передачу на верхний уровень АСУ—АРМ диспетчера ЦЭС на Казанском НГКМ-мнемосхем и электрических параметров объектов электросетевого хозяйства сетевого района Останинской группы месторождений (ЗРУ-6 кВ Энергокомплекса №1 и №2, ПС «Останинская», ПС «Северо-Останинская», проектируемая ПС «Рыбальная»);
- управление существующими и проектируемыми ГТЭС командами поступающими с верхнего уровня Системы;
- прием сигналов точного времени от навигационных спутников ГЛОНАСС/GPS и раздачу меток времени всем подключенным устройствам;

Оборудование среднего уровня включает в себя контроллеры, модули ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов, устройство синхронизации единого времени, коммутаторы, медиаконвертеры и прочее оборудование необходимое для приема, обработки и передачи информации. Оборудование размещается в шкафу АСУЭ, устанавливаемом в проектируемом служебно-эксплуатационном блоке (СЭБ) Энергокомплекса №2. Компоненты САУ (датчики, исполнительные механизмы, контроллеры, АРМ и т.п.), поставляемые комплектно с технологическими установками, размещаются согласно заводской документации на установку.

Верхний уровень обеспечивает:

- прием информации от среднего уровня Системы;
- визуализацию полученной информации на экранах АРМ;
- хранение необходимого объема данных на серверах Системы;
- передачу управляющих воздействий на проектируемые и существующие ГТЭС;

Состав информации и перечень управляющих воздействий определяется на стадии разработки проектной документации. Оборудование верхнего уровня включает в себя серверы хранения данных, АРМы и сетевое оборудование. АРМы по функциональному назначению подразделяются:

- АРМ диспетчера сетевого района – мониторинг объектов электросетевого хозяйства;
- АРМ оператора энергокомплекса – управление существующими и проектируемыми ГТЭС;
- АРМ «Теплотехники» – мониторинг котлов-утилизаторов;
- АРМ – специализированное мобильное рабочее место (ноутбук)

для технического обслуживания прикладного и системного программного обеспечения (ПО) Системы. Связь проектируемого оборудования нижнего уровня с существующим оборудованием среднего уровня ПС 6/10/35 кВ «Северо-Останинская» осуществляется с

помощью электрических контрольных и интерфейсных кабелей подключенных на соответствующие клеммы оборудования проектируемых ячеек КРУ 35 кВ и на клеммы существующего шкафа телемеханики (резервные входы-выходы), расположенного в ОПУ. Передача информации осуществляется как в виде аналоговых и дискретных сигналов, так и в виде цифровых сигналов. Связь проектируемого шкафа телемеханики ПС 35/6 кВ «Рыбальная» с проектируемым АРМом диспетчера Северо-Останинского НМ осуществляется по радиоканалу. Подключение к оборудованию связи осуществляется по интерфейсу RS-232. Передача данных на существующий АРМ диспетчера ЦЭС в операторной СЭБ энергокомплекса №2 Казанского НГКМ осуществляется по существующему каналу радиорелейной связи между Северо-Останинским НМ и Казанским НГКМ.

3.4.2. Программно-технический комплекс «EKRA SMS», как мощное программное средство мониторинга, управления, настройки конфигураций и хранения информации

Комплекс программ предназначен для взаимодействия с терминалами серий БЭ2704, БЭ2502, БЭ2702, БЭ2702М. Комплекс позволяет настраивать терминалы, осуществлять мониторинг их текущего состояния, а также запрашивать и сохранять на персональном компьютере записанные терминалами аварийные осциллограммы и события. Способы настройки «ПТК EKRA SMS» отражены на рисунках 18-22.

Программа «Сервер связи» осуществляет взаимосвязь информационной сети терминалов с локальной сетью предприятия.

Основные функции сервера связи:

- получение в информационной сети терминалов данных, которые запрашиваются «Программой мониторинга», «Сервером архивирования данных», «Сервером осциллограмм», «OPC-сервером» и т.д.;
- синхронизация времени всех объединенных в сеть терминалов по часам компьютера с точностью 1 мс;
- чтение зарегистрированных терминалами событий;
- предотвращение возможных коллизий при одновременной работе с терминалами сразу нескольких пользователей;
- защита терминалов от несанкционированного доступа с помощью системы разграничения прав доступа пользователей к той или иной информации.

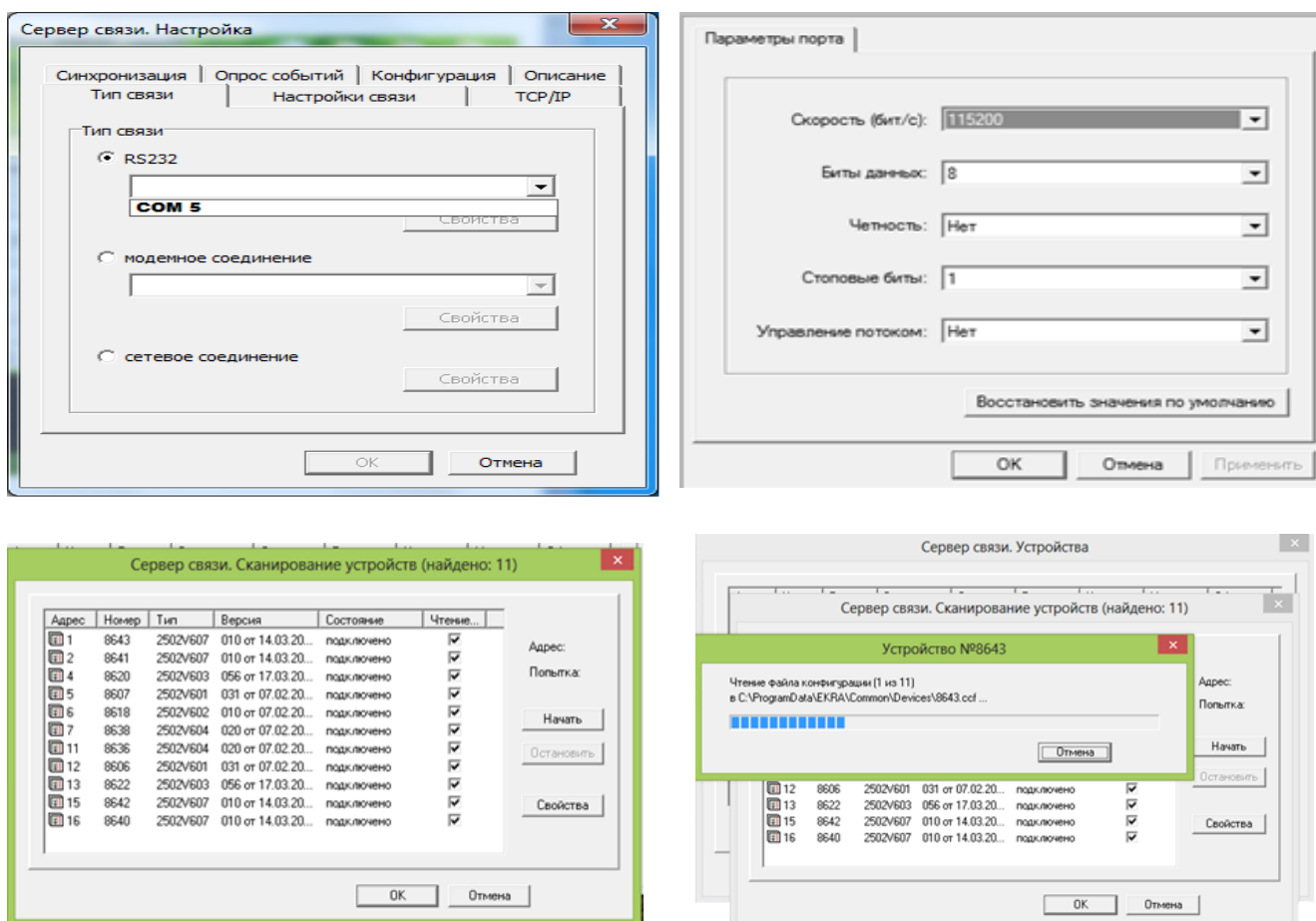


Рисунок 18. Настройка «Сервера связи» и чтение файлов конфигурации из терминалов ЭКРА

Программа мониторинга, взаимодействуя с сервером связи, обеспечивает доступ к терминалам с любого компьютера локальной сети предприятия и выполняет следующие функции:

- просмотр текущих величин аналоговых сигналов;
- отображение векторных диаграмм токов и напряжений;
- просмотр состояний дискретных сигналов;
- просмотр, изменение и запись (по паролю) уставок и параметров терминалов;
- сохранение во внешних файлах всех параметров терминалов и, при необходимости, восстановление параметров;
- чтение и сохранение аварийных осциллограмм в ручном режиме;
- удаление аварийных осциллограмм из памяти терминалов;
- форматирование Compact Flash и магнитных дисков;
- обнуление памяти осциллограмм;
- дистанционное управление выключателем;
- дистанционный съём сигнализации;
- работа с устройствами в терминальном режиме.

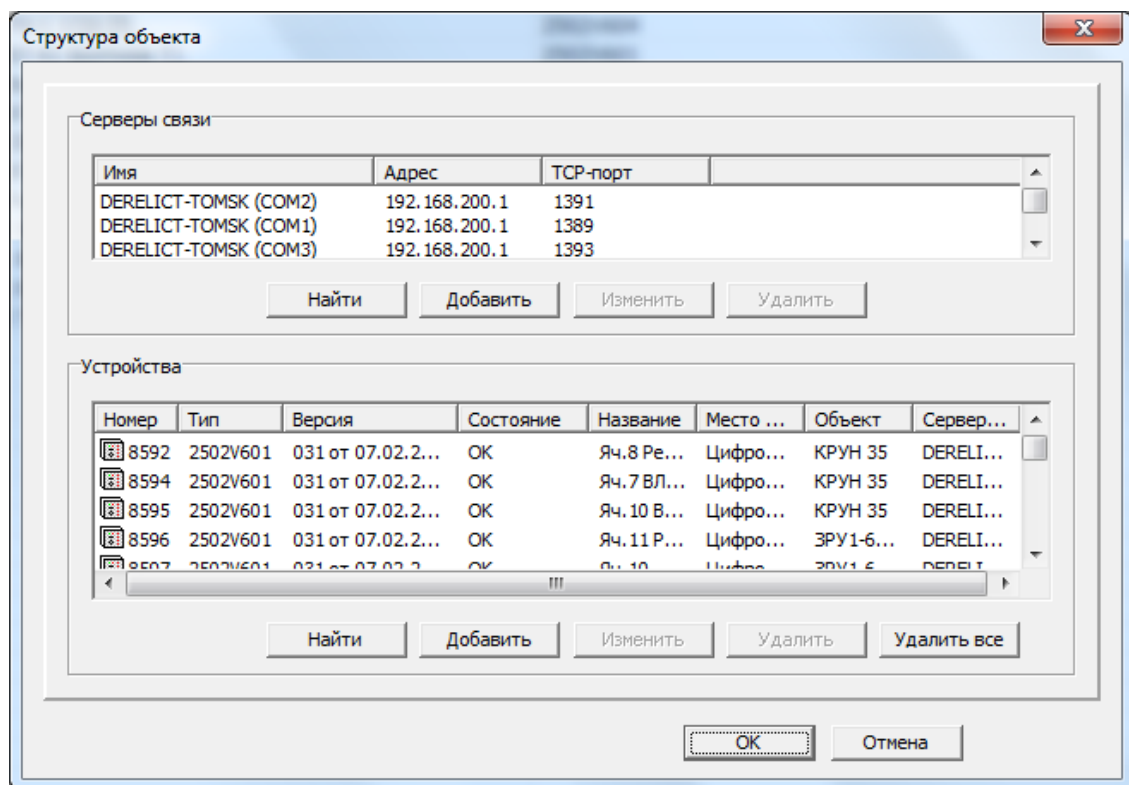


Рисунок 19. Настройка «Программы мониторинга» и загрузка структуры объекта

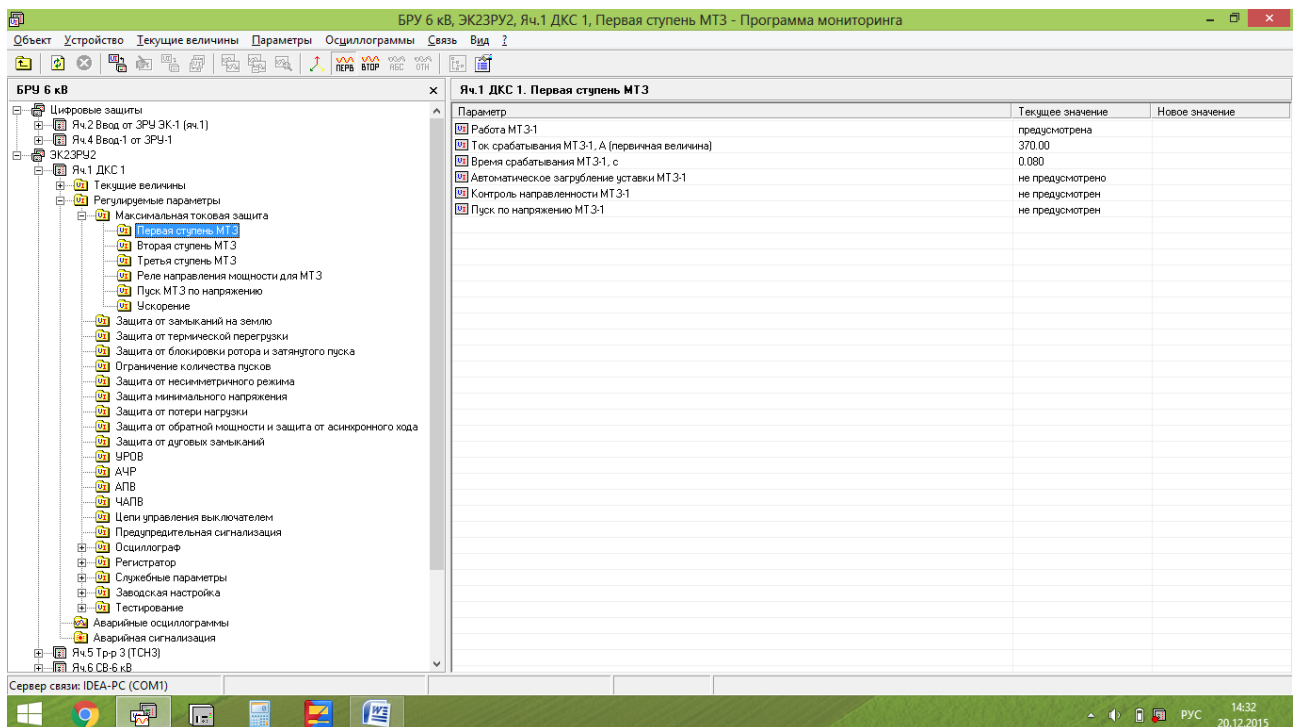


Рисунок 20. Настройка конфигурации цифровых защит терминала защит ЭКРА

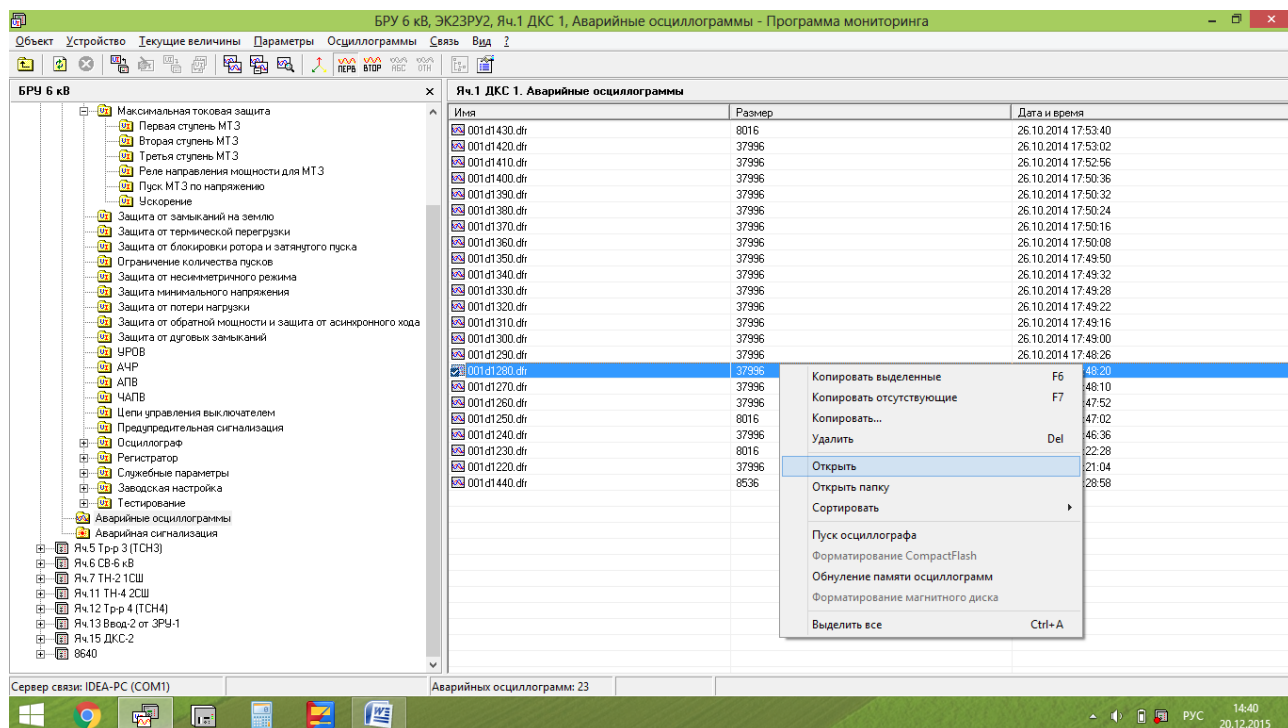


Рисунок 21. Загрузка аварийных осциллограмм и их анализ с помощью ПО ПТК «EKRA SMS»

Программа «Сервер осциллограмм» предназначена для автоматического сбора осциллограмм с устройств, установленных на объекте. Файлы осциллограмм сохраняются как в оригинальном формате, так и в международном формате Comtrade. Для отслеживания новых осциллограмм производится периодический опрос устройств, режим и интервал которого определяются пользователем.

Сервер осциллограмм позволяет осуществлять чтение осциллограмм одновременно с нескольких серверов связи.

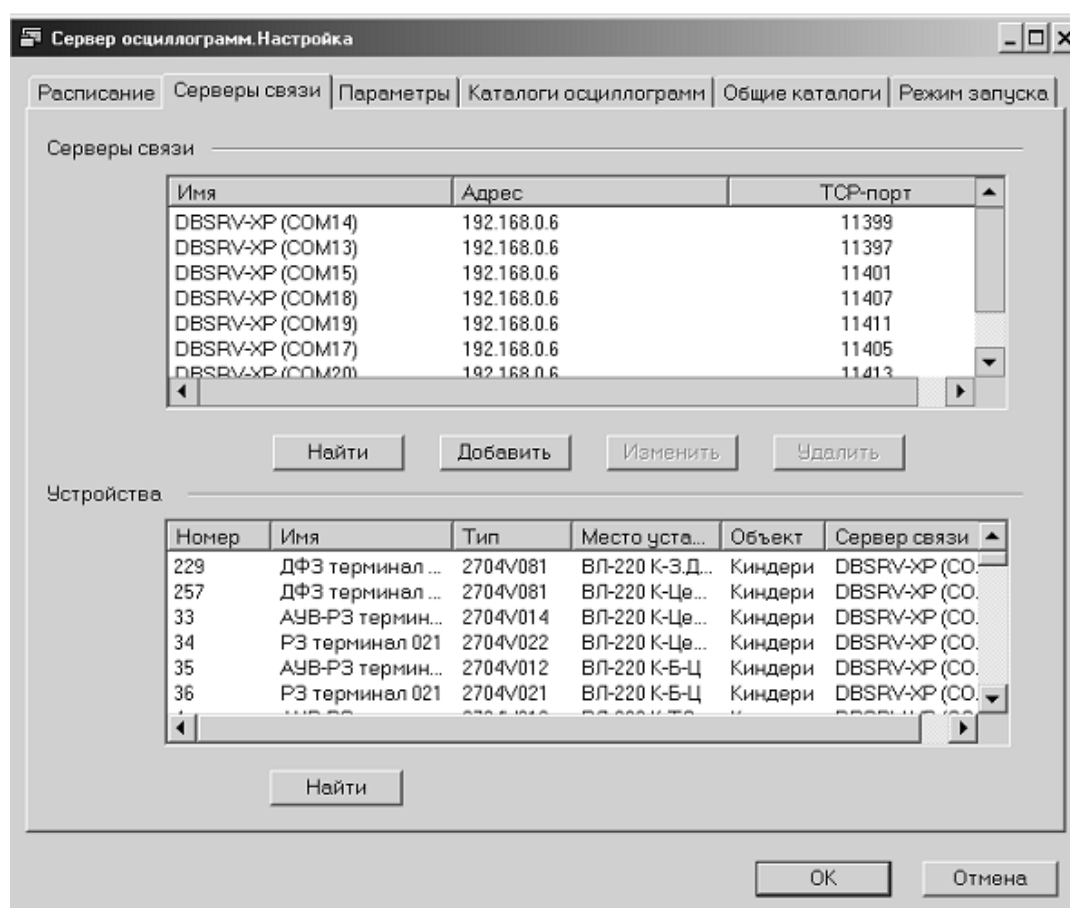


Рисунок 22. Настройка «Сервера осциллограмм» для автоматической загрузки в АРМ АСУЭ верхнего уровня

Сервер осциллограмм выполняет сбор осциллограмм в автоматическом режиме. Это означает, что считывание осциллограмм из устройств будет выполнено сразу же по мере их появления и обнаружения сервером. Для того чтобы отследить факт появления новых осциллограмм, сервер производит периодический опрос устройств. Режим и параметры опроса задаются пользователем и называются Расписанием.

Сервер может одновременно обслуживать несколько объектов, каждый из которых может иметь свое расписание опроса.

Поскольку сервер осциллограмм является клиентским приложением EKRASMS, то он использует окружение и настройки, общие для всех приложений комплекса.

В пункте Каталоги файлов осциллограмм задаются пути размещения файлов осциллограмм после их перекачки из устройств. Каталоги для файлов оригинального формата и файлов формата Comtrade могут быть разными.

Может быть задана любая иерархия каталогов, где будут размещены файлы осциллограмм.

На странице Режим запуска в диалоговом окне Сервер осциллограмм. Настройка задаются начальные условия запуска сервера осциллограмм. Флаг Автоматический старт при

загрузке Windows используется для того, чтобы предоставить возможность автоматически запустить сервер осциллограмм сразу же при загрузке операционной системы. Флаг Автоматический старт опроса осциллограмм используется для того, чтобы при запуске сервера осциллограмм автоматически начинать опрос устройств в соответствии с расписанием. Эту возможность удобно использовать в том случае, если сервер запускается автоматически при старте операционной системы.

Сервер функционирует по следующему принципу: при первом запуске сервер начинает процесс синхронизации каталогов осциллограмм на диске компьютера и устройства, при котором из устройства будут считаны все отсутствующие на диске осциллограммы с допустимым сроком давности. По окончании синхронизации сервер фиксирует текущие номера пусков, и начинает работать следящая система по обнаружению новых пусков. При появлении новых файлов вновь производится синхронизация, в результате которой выполняется считывание новых файлов. Пользователь может выключить опрос (или сам сервер) на длительное время – это не опасно, поскольку сразу же после включения опроса (или после следующей загрузки сервера) будет обнаружен факт появления новых файлов за время простоя сервера и будет выполнено их автоматическое считывание.

При изменении наименований устройства или присоединения, при изменении типа или версии ПО устройств, сервер сохраняет режим обслуживания устройств и адекватно реагирует на возможные изменения.

4. Технико-экономическое обоснование полной замены оборудования РЗиА старого образца на современное

Учет особенностей развития экономики на современном этапе позволяет верно ориентироваться в создании отдельных видов техники, в формировании технического базиса производства, в развитии производственных сил в целом. Но при осуществлении некоторых конкретных задач, связанных с практической реализацией достижений науки и техники, учета общих требований недостаточно. Для этого необходимо экономическое обоснование принимаемых технических решений.

В данном проекте рассматривается вариант замены средств РЗиА для установки в ЗРУ 6кВ «Энергокомплекс 1» Северо-Останинского нефтяного месторождения на оборудование современных (передовых) устройств.

Ввиду этого, создание и реализация проекта включают следующие этапы:

1. формирование инвестиционного замысла;
2. исследование инвестиционных возможностей, технико-экономическое обоснование проекта;
3. - подготовку проектной документации; строительно-монтажные работы, ввод в эксплуатацию нового оборудования на объекте.

Необходимо показать, что разработанная в проекте продукция необходима потребителю и экономически выгодна. Эффективность определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности. Рассчитывается поток реальных денег как разность между притоком и оттоком денежных средств от инвестиционной операционной деятельности.

Целью замены средств релейной защиты и автоматики ЗРУ 6кВ «Энергокомплекс 1» является замена оборудования отработавшего свой эксплуатационный ресурс и устаревшего в плане требований к средствам РЗиА на современное оборудование. Это позволит повысить надежность электроснабжения потребителей путем снижения числа отказов и излишних срабатываний защит, а так же снизить ущерб от пропажи электроэнергии, повреждения силового электрооборудования.

Для обоснования реконструкции необходимо оценить технический уровень проекта, определить капитальные вложения в проектирование реконструкции релейной защиты, стоимость оборудования и его монтажа, рассчитать экономический эффект от внедрения проекта, определить показатели эффективности предложенного решения.

4.1. Оценка технического уровня оборудования

Для оценки технического уровня проекта сравним предложенный к установке терминал микропроцессорных защит производства НПП «ЭКРА» с аналогичным по

назначению терминалом производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» по ряду важнейших технических параметров, именно технических. Так же необходимо произвести сравнение с соответствующими параметрами потребности, необходимыми для заказчика (потребителя). Данные для оценки конкурентоспособности разрабатываемого новшества приведем в таблице 15.

Единичный параметрический показатель рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{P}{P_{100}},$$

где q – параметрический показатель;

P – величина параметра реального объекта;

P_{100} – величина параметра гипотетического (идеального) объекта, удовлетворяющего потребность на 100%;

После вычисления всех единичных показателей становится реальностью вычисление обобщенного (группового показателя), характеризующего соответствие объекта потребности в нем (полезный эффект или качество объекта):

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i d_i,$$

где Q – групповой технический показатель (по техническим параметрам);

q_i – единичный параметрический показатель по i -му параметру;

d_i – вес i -го параметра;

n – число параметров, подлежащих рассмотрению [24].

Таблица 15. Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество (терминал НПП "Экра")		Конкурент (БМРЗ "Сириус")		Гипотетический объект	
	d_i	P_i	q_i	P_i	q_i	P_{100}	q_{100}
1. Время срабатывания, не менее, мс	0,2	50	0,40	70	0,29	20	1,00
2. Устойчивость к перегрузке по напряжению питания, В	0,15	267	0,93	253	0,88	287	1,00
3. Устойчивость к прерыванию напряжения питания, с	0,11	1	1,00	0,8	0,80	1	1,00
4. Относительная основная погрешность измерения тока, %	0,1	4	0,50	5	0,40	2	1,00
5. Термическая стойкость аналоговых входов тока, длительно, А	0,1	10	0,40	25	1,00	25	1,00

Продолжение таблицы 15

6. Срок службы, год	0,09	20	0,80	12	0,48	25	1,00
7. Количество выполняемых функций, шт.	0,07	50	0,90	35	0,78	45	1,00
8. Количество измеряемых величин, шт.	0,06	20	0,60	10	0,83	12	1,00
9. Количество дискретных входов, шт.	0,06	50	1,00	40	0,80	50	1,00
10. Количество дискретных выходов, шт.	0,06	45	0,90	30	0,60	50	1,00
Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), Q		0,70		0,65		1,00	

Показатель конкурентоспособности новшества по отношению к базовому объекту будет равен:

$$K_{\text{ту}} = \frac{Q_n}{Q_k},$$

где $K_{\text{ту}}$ – показатель конкурентоспособности нового объекта по отношению к конкурирующему по техническим параметрам (показатель технического уровня);

Q_n, Q_k – соответствующие групповые технические показатели нового и базового объекта.

$$K_{\text{ту}} = \frac{Q_n}{Q_k} = \frac{0,70}{0,65} = 1,077$$

4.2. Капитальные вложения в проектирование РЗА.

Капитальные вложения в проектирование релейной защиты выбранного объекта складываются из стоимости проектирования релейной защиты из затрат на монтаж и наладку оборудования (комплектов защит), и из стоимости самого оборудования [24]:

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}},$$

где $K_{\text{проект}}$ - затраты на выполнение проекта;

$K_{\text{оборуд}}$ - стоимость комплектов защит;

$K_{\text{монтаж}}$ - затраты на монтаж и наладку оборудования.

4.2.1. Организация и планирование проектных работ

Для проектирования были задействованы исполнители: научный руководитель проекта (НР) – доцент 15 разряда (15 р.) кафедры «Электроэнергетические системы (ЭЭС)»; инженер (И) 11 разряда (11 р.) – дипломирующийся студент.

Для участников проекта необходимо определить их загрузку. Загрузка исполнителей - это операция, при которой происходит определение нужного количества исполнителей и объема их загрузки в зависимости от количества выполненных работ. Доля загрузки руководителя не более 10% от времени, затраченного инженером на проектирование.

В таблице 16 приведен перечень, длительность, исполнители и загрузка основных этапов и работ, имеющих место при проектировании РЗА участка сети.

Таблица 16. Комплекс работ по разработке проекта

№ раб.	Перечень работ	Исполнители	Загрузка, дни
Подготовительный этап			
1	Постановка целей и задач, получение исходных данных	И 11 р. НР 15 р.	1 1
2	Составление и утверждение технического задания проекта	И 11 р. НР 15 р.	3 1
3	Подбор и изучение литературы	И 11 р.	5
Исследование и анализ предметной области			
4	Анализ схемы энергорайона СОНМ	И 11 р.	3
5	Составление схемы замещения. Расчет параметров схемы и токов короткого замыкания	И 11 р. НР 15 р.	4 1
Расчет релейной защиты			
6	Выбор оборудования релейной защиты	И 11 р.	2
7	Расчет дистанционной защиты для линии 35кВ	И 11 р. НР 15 р.	6 2
8	Расчет дифференциальной защиты генератора	И 11 р.	4
9	Расчет дифференциальной защиты для трансформатора	И 11 р. НР 15 р.	5 1
10	Расчет токовой защиты для трансформатора	И 11 р.	4
Оформление документации и подготовка к сдаче проекта			
11	Анализ полученных результатов	И 11 р. НР 15 р.	3 2
12	Сдача на проверку электронного варианта проекта	И 11 р.	1
13	Анализ и расчеты производственной и экологической безопасности, технико- экономического обоснования проекта	И 11 р.	9
14	Составление пояснительной записки к проекту	И 9 р.	10
15	Оформление графического материала проекта	И 9 р.	3
	Итого	И 9 р. НР 15 р.	65 8

4.2.2. Составление сметы затрат на разработку проекта

Целью данного раздела является экономически обоснованное определение затрат на разработку проекта. В рамках данного проекта создается одна разработка, определение

затрат производится путем составления сметы затрат, т.е. фактически группировка проводится поэлементно.

Затраты, образующие себестоимость разработки проекта можно сгруппировать следующим образом [24]:

- материальные затраты на проектирование;
- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда;
- социальные отчисления от заработной платы;
- прочие расходы;
- накладные расходы;

а) материальные затраты.

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и возможно – доставку к месту. Материальные затраты на проектирование составляют 1030 рублей.

Комплектующие:

- Компакт-диски DVD R - 70 руб. (4шт.)
- бумага – 350 руб. (упаковка 500 листов)
- канцтовары - 400 рублей

$$I_{мз} = (70 \cdot 4) + 350 + 400 = 1030 \text{ руб.}$$

б) амортизационные отчисления.

Амортизация – это отчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, производственного использования. Данный элемент отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств, используемых при реализации проекта.

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{C_{перв} \cdot n}{365 \cdot t},$$

где $C_{перв}$ – первоначальная стоимость объекта;

n – время работы.

t – срок полезного использования объекта (срок службы).

В таблице 17 приведем расчет амортизационных отчислений.

Таблица 17. Расчет амортизационных отчислений.

Наименование	Количество, шт	Общая стоимость, руб	Время работы, день	Срок полезного использования, год	I_{AM} , руб.
Компьютер	2	76000	35	5	1457,53
Принтер	1	6000	4	5	13,15
Сканер	1	5000	5	5	13,69
Компьютерный стол	2	15000	65	8	333,91
Офисное кресло	2	10000	65	8	222,61
Итого					2040,89

Таким образом:

$$I_{AM} = 2040,89 \text{ руб.}$$

в) затраты на оплату труда.

Расчёт заработной платы (ЗП) выполняется на основе месячного оклада, коэффициента отпускных, надбавки и районного коэффициента исполнителя. Для участников проекта предусмотрен только районный коэффициент, который для г. Томска составляет 30%. Издержки на оплату труда:

$$I_{ЗП} = (ЗП_o \cdot K_1 + Д) \cdot K_2,$$

где $ЗП_o$ – месячный оклад исполнителя (для инженера 17000 руб., для руководителя (доцента) 25500 руб. а также надбавка 2500 руб. к окладу руководителя);

K_1 - коэффициент учитывающий отпуск, принимается равным 1,1;

Д - надбавка, денежная выплата сверх заработной платы (2500 руб. для доцента);

K_2 - районный коэффициент, принимается равным 1,3;

Фактическая заработная плата рассчитывается следующим образом:

$$I_{ЗП}^{\Phi} = \frac{I_{ЗП}}{n_1} \cdot n_2,$$

где $I_{ЗП}$ – заработная плата за месяц;

n_1 - количество рабочих дней (21 день);

n_2 - фактическое количество отработанных дней;

Расчет заработной платы с учетом трудоемкости приведен в таблице 18.

Таблица 18. Затраты на заработную плату

Исполнитель	Зарплата за месяц, руб.	Фактическая зарплата, руб.
Инженер	24310	75245,24
Научный руководитель	39715	15129,52
Итого:		90374,76

Таким образом, затраты на оплату труда для 2-х участников проектирования за весь период составляют 90374,76 рублей.

г) Социальные отчисления во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя отчисления в различные фонды (пенсионный, обязательного медицинского страхования и др.), которые составляют 30 % от суммы заработной платы (ЗП).

$$I_{CO} = 0,3 \cdot I_{ЗП}^{\Phi} = 0,3 \cdot 90374,76 = 27112,43 \text{ руб.}$$

д) Прочие затраты.

В прочие расходы могут быть включены: расходы на пользование интернетом, размножение материалов, аренду спецоборудования, командировки и т.п.

Прочие расходы составляют 10% от всех предыдущих затрат на реализацию проекта и составляют:

$$I_{ПР} = I_{МЗ} + I_{АМ} + I_{ЗП}^{\Phi} + I_{CO} = (1030 + 2040,89 + 90374,76 + 27112,43) \cdot 0,1 = 12055,8 \text{ руб.}$$

е) Накладные расходы.

Накладные расходы составляют 200% от суммы заработной платы 2-х участников проектирования и составляют:

$$I_{НР} = 2 \cdot I_{ЗП}^{\Phi} = 2 \cdot 90374,76 = 180749,52 \text{ рублей.}$$

На основании рассчитанных затрат определяется договорная цена. Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности, качества и сроков исполнения разработки на уровне, отвечающем экономическим интересам заказчика (потребителя) и исполнителя. Договорная цена C_d может быть рассчитана по следующей формуле:

$$C_d = C_{пл} \cdot K_{ту},$$

где $C_{пл}$ – плановая себестоимость разработки;

$K_{ту}$ – коэффициент технического уровня, определенный ранее.

Все вышеперечисленные затраты включаются в смету, которая приведена в таблице 19.

Таблица 19. Смета затрат на разработку

Элементы затрат	Условное обозначение	Сумма руб.
Материальные затраты	$I_{МЗ}$	1030,00
Амортизация компьютерной техники	$I_{АМ}$	2040,89
Затраты на оплату труда	$I_{ЗП}^{\Phi}$	90374,76
Социальные отчисления	$I_{СО}$	27112,43
Прочие затраты	$I_{ПР}$	12055,80
Накладные расходы	$I_{НР}$	180749,52
Себестоимость	$C_{пл}$	313363,40
Прибыль	$П$	24128,98
Договорная цена	$Ц_{\phi}$	337492,38

Таким образом, затраты на проектирование составили $K_{проект} = 24128,98 \text{ руб.}$

4.2.3. Затраты на вновь вводимое оборудование

Стоимость монтажа, наладки и самого оборудования приведены в таблице 20.

Таблица 20. Затраты на оборудование [26] .

Наименование	Стоимость, тыс. руб.
Шкаф защит трансформатора ШЭ2607_152	850
Шкаф защит линии ШЭ2607_182	800
Монтаж и пуско-наладочные работы шкафов защит	270
Итого	1920

Таким образом капитальные вложения в проект составили:

$$K = K_{проект} + K_{оборуд} + K_{монтаж} = 241,29 + 1650 + 270 = 2161,29 \text{ тыс. руб.}$$

4.3. Экономическая эффективность спроектированной РЗА

Экономическая эффективность релейной защиты определяется предотвращённым ущербом вследствие внедрения средств РЗА [25]:

$$\mathcal{E} = Y - Y^{PZA}$$

где Y – экономический ущерб до внедрения средств РЗА,

Y^{PZA} – экономический ущерб после внедрения РЗА.

Ущерб при отсутствии на объекте РЗА складывается из ущерба вследствие разрушительного действия токов КЗ ($Y_{кз}$) (разрушение может заключаться в физическом ущербе и режимном разрушении, вследствие снижения напряжения прямой последовательности), ущерба от небаланса активной мощности в узлах, объединенных автоматизируемым элементом ($Y_{нб}$) и ущерба от прекращения перетоков активной мощности (Y_n):

$$Y = Y_{K3} + Y_{нб} + Y_n$$

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте РЗА, складывается из ущербов вследствие отказов срабатывания, излишних и ложных срабатываний РЗ, а также из расчетных эксплуатационных издержек:

$$Y^{P3A} = Y_{OC}^{P3A} + Y_{ИС}^{P3A} + Y_{ЛС}^{P3A} + C^{P3A}.$$

В итоге имеем:

$$\mathcal{E} = Y_{K3} + Y_{нб} + Y_n - Y_{ИС}^{P3A} - Y_{ЛС}^{P3A} - Y_{OC}^{P3A} - C^{P3A}.$$

Приведем численные значения составляющих экономической эффективности спроектированных защит в таблице 21:

Таблица 21. Численные значения составляющих экономического эффекта

Составляющая	Условное обозначение	Численное значение, тыс. руб.
Ущерб вследствие разрушительного действия токов КЗ	Y_{K3}	280,0
Ущерб от небаланса активной мощности в узлах, объединенных автоматизируемым элементом	$Y_{нб}$	12,69
Ущерб от прекращения перетоков активной мощности	Y_n	7,64
Ущерб вследствие отказов срабатывания РЗ	Y_{OC}^{P3A}	0
Ущерб вследствие излишних срабатываний РЗ	$Y_{ИС}^{P3A}$	0,24
Ущерб вследствие ложных срабатываний РЗ	$Y_{ЛС}^{P3A}$	0,34
Расчетные эксплуатационные издержки	C^{P3A}	30,07

Таким образом:

$$\mathcal{E} = 280,0 + 12,69 + 7,64 - 0 - 0,24 - 0,34 - 30,07 = 269,68 \text{ тыс. руб}$$

4.4. Расчет основных показателей экономической эффективности проекта

Для расчета показателей эффективности принимаем горизонт расчета $T_{расч} = 12$ годам; шаг расчета $t=1$ год; ставку дисконта $E=12\%$;

Величину амортизационных отчислений рассчитаем по норме амортизации

$$\bar{H}_a = \frac{1}{T_{расч}} \text{ от суммы инвестиций:}$$

$$A = \bar{H}_a \cdot K = \frac{1}{12} \cdot 2161,29 = 180,11 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль, с учетом налогов, рассчитаем по формуле:

$$\Pi'' = 0,8 \cdot \mathcal{E} = 0,8 \cdot 269,68 = 215,74 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет показателей экономической эффективности по [24] сведем в таблицу 22 (расчеты произведены в Microsoft Excel 2007):

Таблица 22. Интегральные показатели эффективности

№ пп	Наименование показателей	Значение показателей по годам											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Капитальные вложения K , тыс. руб.	2161,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Доход $П'$, тыс. руб.	0	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74	215,74
3	Амортизационные отчисления A , тыс. руб.	0	180,11	180,11	180,11	188,11	188,11	188,11	188,11	188,11	188,11	188,11	188,11
4	Коэффициент дисконтирования при $E_1=12\%$	1	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29
5	Дисконтированный доход, тыс. руб.	0	353,44	315,57	281,76	251,57	224,62	200,55	179,06	159,88	142,75	127,45	113,80
6	Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом, тыс. руб.	0	353,44	669,01	950,76	1202,33	1426,95	1627,50	1806,56	1966,44	2109,19	2236,64	2350,44
7	Чистый дисконтированный доход $ЧДД_1$, тыс. руб.	-2161,3	-1807,9	-1492,3	-1210,5	-958,96	-734,34	-533,79	-354,73	-194,85	-52,10	75,35	189,15
8	Индекс доходности ID	1,09											
9	$T_{ок}$ (срок окупаемости), год	10,0											
10	Коэффициент дисконтирования при $E_2=33\%$	1	0,75	0,57	0,43	0,32	0,24	0,18	0,14	0,10	0,08	0,06	0,04
11	Дисконтированный доход, тыс. руб.	0	297,63	223,78	168,26	126,51	95,12	71,52	53,77	40,43	30,40	22,86	17,19
12	Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом, тыс. руб.	0	297,63	521,41	689,67	816,18	911,30	982,82	1036,60	1077,03	1107,43	1130,28	1147,47
13	Чистый дисконтированный доход $ЧДД_2$, тыс. руб.	-2161,3	-1863,7	-1639,9	-1471,6	-1345,1	-1250,0	-1178,5	-1124,7	-1084,3	-1053,9	-1031,0	-1013,8
14	Индекс доходности	0,53											
15	Срок окупаемости, год	>12											
16	Внутренняя норма доходности $E_{вн}$, %	15,30											

Приведем примеры расчетов показателей экономической эффективности:

а.) Чистый дисконтированный доход (ЧДД):

Воспользуемся модифицированной формулой:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (PI_t^q + A_t) \cdot (1+E)^{\tau-t} - \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1+E)^{\tau-t}$$

где PI_t^q – чистая прибыль в t год,

A_t – амортизационные отчисления в t год,

K_t – капиталовложения в t год,

τ – год приведения.

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= \sum_{t=0}^{12} ((215,74 + 180,11) \cdot (1+0,12)^{1-2} + \dots + (215,74 + 180,11) \cdot \\ &\cdot (1+0,12)^{1-12}) - 2161,69 \cdot (1+0,12)^{1-1} = 189,15 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

б.) Индекс доходности (ИД):

$$\begin{aligned} \text{ИД} &= \frac{\sum_{t=0}^T (PI_t^q + A_t) \cdot (1+E)^{\tau-t}}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot (1+E)^{\tau-t}} = \\ &= \frac{\sum_{t=0}^{12} ((215,74 + 180,11) \cdot (1+0,12)^{1-2} + \dots + (215,74 + 180,11) \cdot (1+0,12)^{1-12})}{2161,29 \cdot (1+0,12)^{1-1}} = 1,09 \end{aligned}$$

в.) Окупаемость инвестиций ($T_{ок}$):

Этот параметр находится из равенства:

$$\sum_{t=0}^T (PI_t^q + A_t) \cdot (1+E)^{\tau-t} = \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1+E)^{\tau-t}$$

Для расчета срока окупаемости построим зависимость ЧДД от времени. Абсцисса точки пересечения графика с нулем и будет $T_{ок}$. Рисунок 23 отражает изменение ЧДД по шагам расчёта.

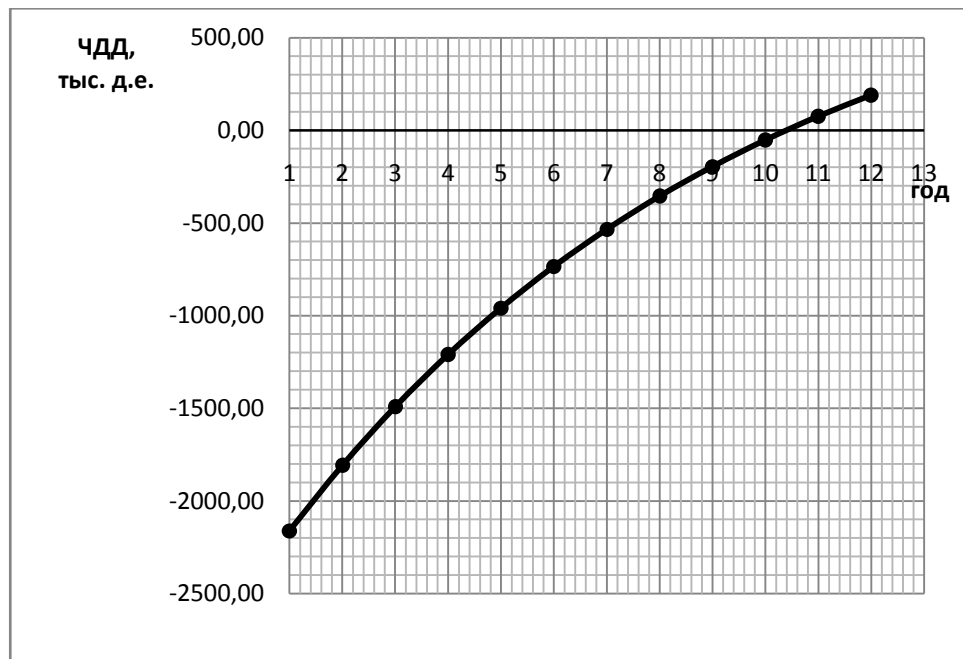


Рисунок 23. Изменение ЧДД по шагам расчета

Из графика видно, что $T_{ок}=10,00$ лет.

г.) Внутренняя норма доходности (ВНД):

ВНД равна ставке дисконтирования $E_{вн}$, при которой ЧДД варианта проекта равен нулю. ВНД можно рассчитать по формуле:

$$E_{вн} = E_1 + \frac{ЧДД_1}{ЧДД_1 - (-ЧДД_2)} \cdot (E_2 - E_1)$$

Для этого надо рассчитать ЧДД при двух ставках, при которых ЧДД положителен (первая ставка $E_1=12\%$) и отрицателен (вторую E_2 определяем методом подбора значений в Microsoft Excel 2007):

$$E_{вн} = 12 + \frac{189,15}{189,15 - (-1013,82)} \cdot (33 - 12) = 15,30\%$$

Вывод: Под $E_1=12\%$ проект окупится на 10 год, при этом предел доходности проекта $E_{вн}$ составил 15,3%.

5. Социальная ответственность

Целью данного раздела является выявление и анализ опасных и вредных факторов, имеющих место на нефтедобывающем объекте, а также разработка мер по уменьшению воздействия опасных и вредных факторов на работающий персонал. Необходимо отметить, что важным вопросом при рассмотрении производственной и экологической безопасности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке законом.

Объектом рассмотрения раздела является сетевой район автономной энергосистемы в нефтегазодобывающей отрасли, а конкретно - комплектные трансформаторные подстанции 6/10/35 кВ. Подстанции предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. В состав подстанции входят как закрытые так и открытые распределительные устройства напряжением 6/10/35 кВ, группы трёхфазных трансформаторов и общеподстанционные пункты управления (ОПУ).

Во время эксплуатации электрооборудование подстанции подвергается атмосферным, электрическим, механическим, тепловым воздействиям. Чтобы обеспечить бесперебойную, безаварийную и безопасную работу подстанции, её оборудование, строительную часть подвергают осмотрам, ремонтам и испытаниям. По обслуживанию и ремонту оборудования подстанций установлены следующие виды работ:

- оперативное обслуживание и осмотр электроустановок;
- профилактическое испытание;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт;

Оперативное обслуживание оборудования подстанции принято круглосуточное с дежурством на главном распределительном щите (ГРЩ) управления оперативным персоналом по несколько людей от разных участков цеха электроснабжения (ЦЭС состоит из: участок РЗиА и ЭТЛ, участок генерации электрической и тепловой энергии, участок сетевого района, участок кабельных линий и СУ ЭЦН, участок электрохимзащиты) в дневную смену и по одному человеку в ночную смену от каждого участка. В оперативное обслуживание электроустановок входит – осмотры оборудования; производство оперативных переговоров и переключений; подготовка рабочих мест и допуск ремонтных бригад. Осмотры оборудования проводят для своевременного обнаружения неисправностей и принятия мер к их устранению. Оборудование энергообъекта осматривается один раз в сутки и два раза в месяц в ночное время для выявления мест искрения и коронирования. Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже 3, из числа

оперативного персонала, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу 5, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу 4, для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации. Оперативные переключения, подготовку рабочих мест и допуск должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал. Профилактические испытания изоляции проводят с целью выявления и замены непригодных участков изоляции. Испытание изоляции повышенным напряжением является частью текущей профилактической работы и проводятся, как правило, нашей бригадой (РЗиА и ЭТЛ).

5.1 Производственная безопасность

5.1.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

При эксплуатации электрических сетей, воздушных и кабельных линий электропередач, оборудования распределительных устройств, оборудование, находящееся в оперативных пунктах управления энергетических предприятий имеются опасные и вредные производственные факторы.

К опасным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на работающего приводят к травме.

Опасными производственными факторами на подстанции являются:

- поражения человека электрическим током;
- механические травмы;
- взрыв
- пожар

К вредным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на работающего приводят к профессиональным заболеваниям.

Вредными производственными факторами на подстанции являются:

- вредное воздействие климатических условий;
- электромагнитные излучения;
- повышенный шум;
- состояние воздушной среды (загазованность);
- освещенность.

5.1.2. Вредные проявления факторов производственной среды

5.1.2.1. Повышенная напряженность электрического поля

Воздушные линии электропередачи, открытые распределительные устройства, коммутационные аппараты напряжением 6-110кВ являются источниками электромагнитных

полей (ЭМП) промышленной частоты (50 Гц). Различают следующие виды воздействий ([47] с учётом требований [1] и [50]):

а) непосредственное (биологическое) воздействие, проявляющееся при длительном и систематическом пребывании в электрическом поле, напряженность которого превышает допустимые значения;

б) воздействие электрических разрядов (импульсного тока) возникающих при прикосновении человека к заземленным частям оборудования и конструкциям;

в) воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированным от земли объектами – крупногабаритными предметами, машинами и механизмов (ток стекания).

Длительное воздействие таких полей выражается субъективными расстройствами в виде жалоб невротического характера, головной боли в височной и затылочной области, ощущение вялости, расстройства сна, ухудшение памяти, раздражительности, апатии, депрессии, боли в области сердца, а также функциональными нарушениями центральной нервной системы, сердечно-сосудистой системы, в виде изменения состава периферической крови.

В соответствии с [1] - для персонала, обслуживающего электроустановки и находящиеся в зоне создаваемого ими ЭМП устанавливаются предельно допустимые уровни напряженности электрического поля частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в ЭМП. В таблице 23 приведены гигиенические нормативы.

Таблица 23. - Гигиенические нормативы

Напряженность электрического поля, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания человека без средств защиты в течении суток в ЭМП, мин	Примечание
До 5 включительно	Без ограничений	-- Нормативы действительны при условии, что остальное время суток человек находится в местах, где электрическое поле отсутствует или не превышает 5 кВ/м и исключена возможность воздействия электрических разрядов.
Свыше 5 до 10 включительно	180	
Свыше 10 до 15 включительно	90	
Свыше 15 до 20 включительно	10	
Свыше 20 до 25 включительно	5	

Если напряженность электрического поля на рабочих местах превышает 5 кВ/м, должны производиться в экранирующих комплектах.

Экранирующая одежда, является экранирующим устройством, защищающий персонал от всех видов воздействия электрического поля.

5.1.2.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы на открытом воздухе в холодное время года неизбежны при обслуживании открытых распределительных устройств подстанций. При продолжительном воздействии

низкой температуры, невысокой влажности и большой подвижности воздуха возможно переохлаждение организма, вызывающее заболевание верхних дыхательных путей и ревматизм. Поэтому при работах в холодных помещениях и вне помещения на воздухе используют тёплую спецодежду и обувь. Теплая одежда предупреждает чрезмерное охлаждение организма человека. Во избежание переохлаждения организма устанавливают перерывы в работе для обогрева работающих в специальных помещениях. При очень низких температурах и сильном ветре работы на открытом воздухе прекращаются.

Согласно [49] температура воздуха в специальных помещениях для обогрева работающих температура воздуха для холодного периода должна быть 22-24⁰С, относительная влажность 40-60 % , скорость движения воздуха 0,1 м/с. В таблице 24 приведены допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Таблица 24. – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений[11].

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт} "※"
Холодный	Пб	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0 - 23,0	15 – 75	0,2	0,3
Теплый	Пб	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0 - 28,0	15 - 75 "※"	0,2	0,4

"※" При температурах воздуха 25°С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

70% - при температуре воздуха 25° С; 65% - при температуре воздуха 26° С;

60% - при температуре воздуха 27° С; 55% - при температуре воздуха 28° С

В помещениях подстанций предусматривается отопление и вентиляция. [54]. В таблице 25 приведены параметры систем отопления и вентиляции.

Таблица 25. – Системы отопления и вентиляции помещений.

Наименование помещения	Системы отопления	Система вентиляции	Подогрев воздуха	Очистка воздуха
Помещения ОПУ, мастерских, ЭТЛ	Электро-конвекционная	Приточно-вытяжная с естественным или механическим побуждением	Не предусматривается	Не предусматривается

В соответствии с [38] интенсивность теплового облучения рабочего персонала от нагретых поверхностей, технологического оборудования, осветительных приборов не

должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% и более 70 Вт/м² величине облучения от 25 до 50% и 100 Вт/м² при облучении не более 25% поверхности тела.

При наличии теплового облучения температура воздуха на постоянных рабочих местах не должна превышать верхние границы оптимальных значений для теплого периода года; на непостоянных рабочих местах - верхние границы допустимых значений для постоянных рабочих мест.

Кроме отклонений параметров воздуха от оптимальных значений возможно наличие в воздухе вредных веществ.

Вредные вещества по степени воздействия на организм человека подразделяется на четыре класса:

- чрезвычайно опасные;
- высокоопасные;
- умеренно опасные;
- малоопасные.

Класс опасности связан с предельно допустимой концентрации (ПДК).

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать установленных ПДК. Рабочей зоной считают пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

«ПДК в атмосферном воздухе» [46]. Например: ПДК ацетона – 200 мг/м³; дихлорэтана – 10 мг/м³; серной кислоты - 1 мг/м³; ртути и свинца – 0,01 мг/м³; ПДК некоторых аэрозолей (пыли, взвешенной в воздухе): золы горючих сланцев - 4 мг/м³; кокса- 6 мг/м³; каменного угля -10 мг/м³;

Для определения содержания вредных веществ в воздухе отбор проб должен проводиться в зоне дыхания (пространство в радиусе до 0,5 м от лица работающего) при характерных производственных условиях. В течении смены в каждой точке последовательно отбирают не менее 5 проб для достоверной гигиенической характеристики состояния воздушной среды.

Результаты определения концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны приводят к нормальным условиям: температуре +20⁰ С, атмосферному давлению 760 мм.рт. ст., относительной влажности 50%.

Если произошла авария с выделением вредных веществ, то необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты и принимаются срочные меры по нормализации состава воздуха рабочей зоны.

5.1.2.3. Превышение уровней шума и вибрации

Одним из методов уменьшения воздействия шума на объектах энергетического производства является снижение или ослабление шума в его источниках – электрические

машины, трансформаторы, компрессорные и вентиляторы. Ненормальный повышенный шум, создаваемый трансформаторами и электрическими машинами, часто бывают по причине неплотного стягивания пакетов стального сердечника. Своевременное устранение этих причин позволяет снизить уровень шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыша в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощения шума [53]. В таблице 26 приведены допустимые уровни шума.

Таблица 26. - Допустимые уровни шума (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, по дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
ЗРУ	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Задачей обеспечения вибрационной безопасности является предотвращение условий, при которых воздействие вибрации могло бы привести к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда (особенно для лиц профессий, требующих при выполнении производственного задания исключительного внимания во избежание возникновения опасных ситуаций, например водителей транспортных средств).

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием (далее - машины), способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм [40].

Источником вибрации служит оборудование ГТУ – газовая турбина внутреннего сгорания, насосы и компрессоры.

По способу передачи на человека различают:

- общую вибрацию, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека;
- локальную вибрацию, передающуюся через руки человека.

Вибрацию от указанных источников можно классифицировать как:

- локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;

общую вибрацию 3 категории — технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят: станки

металло - и деревообрабатывающие, кузнечно-прессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, стационарные электрические установки, насосные агрегаты и вентиляторы, оборудование для бурения скважин, буровые станки, машины для животноводства, очистки и сортировки зерна (в том числе сушилки), оборудование промышленности стройматериалов (кроме бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности и др. [62]. В таблице 27 указаны предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3.

Таблица 27. Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 — технологической типа "а"

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_0, Y_0, Z_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с · 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1окт	1/3 окт	1/1окт	1/3 окт	1/1окт	1/3 окт	1/1окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

5.1.2.4. Недостаточная освещённость рабочей поверхности

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе эксплуатации ЗРУ и ОРУ. Освещение должно быть таким, чтобы работающие могли без напряжения зрения выполнять свою работу. Неудовлетворительное освещение может исказить информацию: кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом.

Применяют два вида освещения:

- естественное;
- искусственное.

Естественное освещение разделяется на боковое (световые проемы в стенах), верхнее (прозрачные перекрытия или световые фонари) и комбинированное (наличие световых проемов в стенах и в перекрытиях одновременно).

Естественное освещение характеризуется тем, что создаваемая освещенность изменяется в широких пределах. Эти изменения обуславливаются временем дня, года и метеорологическими факторами: - характер облачности и отражающее свойство земли.

Для искусственного освещения применяют электрические лампы накаливания и люминесцентные лампы.

Для участков, где требуется освещенность, превышающая 3 лк [57] это вводы трансформаторов и выключателей, разрядники, указатели масла, газовое реле, не достигается путем общего равномерного освещения, необходимо предусмотреть общее локализованное освещение.

Общее локализованное освещение следует осуществлять осветительными приборами, устанавливаемыми на порталах, конструкциях и мачтах равномерного освещения. В качестве осветительных приборов применяют лампы накаливания и газоразрядные лампы. Освещение на подстанции подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12-42 В. В таблице 28 приведены нормы освещённости открытых участков территории ПС.

Таблица 28 - Нормы освещенности открытых участков территории ПС

Место, площадка	Плоскость в которой нормируется освещенность	Разряд и подразряд СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03	Освещенность рабочей поверхности, лк
Помещение мастерских	горизонтальная	В-1	150
Шкафы и панели устройств РЗА	вертикальная	Е	150

5.1.3. Опасные производственные факторы

5.1.3.1. Опасность поражения электрическим током

В процессе эксплуатации устройств РЗА ремонтный персонал производит определенную работу в различных помещениях, которые согласно [44] могут быть классифицированы по степени опасности поражения людей электрическим током как помещения с повышенной опасностью. Требования, предъявляемые к таким помещениям следующие:

Все электрооборудование должно быть заземлено, для чего в этих помещениях должен быть смонтирован заземляющий контур. Работу на электрооборудовании (сверлильный и т.п.) должны осуществлять специально обученный персонал с отметкой об этом в удостоверении. Изоляция электрооборудования должна быть не менее 2 степени.

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к неизолированным токоведущим частям или приближение к ним на не допустимое расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления. В электроустановках выше 1000 В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных в таблице 29. Согласно [44] безопасное расстояние до токоведущих частей составляет.

Таблица 29 - Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
до 1	на ВЛ	0,6	1,0
	в остальных ЭУ	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35		0,6	1,0
220		2,0	2,5
500		3,5	4,5

Важным мероприятием по защите человека от поражения электрическим током является устройство защитного заземления и зануление электрооборудования.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности персонала играют электротехнические средства защиты и предохранительные приспособления.

Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, подразделяют все электрозащитные средства на четыре группы:

- изолирующие;
- ограждающие;
- экранирующие;
- предохранительные.

В электроустановках выше 1000В к основным изолирующим средствам относятся: изолирующие штанги, изолирующие и измерительные клещи, указатели напряжения.

К дополнительным изолирующим средствам относятся диэлектрические перчатки, боты, ковры, изолирующие подставки.

К ограждающим электрозащитным средствам относятся временные переносные ограждения, переносные заземления и предупредительные плакаты.

Экранирующие средства – это индивидуальные экранирующие комплекты, переносимые экранирующие устройства и экранирующие тканевые изделия (зонты, плакаты).

К предохранительным средствам защиты относятся: защитные очки, специальные рукавицы, защитные каски, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, монтерские когти, лестницы.

5.1.3.2. Падение с высоты

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната. Конструкция приставных лестниц и стремянок должна исключать возможность сдвига и опрокидывания их при работе. На нижних концах приставных лестниц и стремянок должны быть оковки с острыми наконечниками для установки на земле. При использовании лестниц и стремянок на гладких опорных поверхностях (паркет, металл, плитка, бетон) на нижних концах должны быть надеты башмаки из резины или другого нескользкого материала. При установке приставной лестницы в условиях, когда возможно смещение ее верхнего конца, последний необходимо надежно закрепить за устойчивые конструкции.

Согласно [44] опасными в отношении возможности травмирования являются работы, связанные с подъёмом на высоту и креплением тяжёлых деталей электрооборудования РУ (разъединителей, трансформаторов тока, опорных и проходных изоляторов и др.). Наряд - допуск определяет место работ с повышенной опасностью, их содержание, условия безопасного выполнения, время начала и окончания работ, состав бригады или лиц, выполняющих работы, ответственных лиц при выполнении этих работ. Наряд - допуск выдается на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ.

В исключительных случаях работы с повышенной опасностью, как-то: предупреждение аварии, устранение угрозы жизни работников, ликвидация аварии и стихийного бедствия в их начальной стадии - могут быть начаты без оформления наряда - допуска, но с обязательным соблюдением комплекса мер по обеспечению безопасности работников и под непосредственным руководством ответственного должностного лица.

При обнаружении нарушений мероприятий, обеспечивающих безопасность работ на высоте, предусмотренных нарядом-допуском и ППР на высоте, или при выявлении других обстоятельств, угрожающих безопасности работающих, члены бригады должны быть удалены с места производства работ ответственным исполнителем работ. Только после устранения обнаруженных нарушений члены бригады могут быть вновь допущены к работе.

5.1.3.3. Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках со снятием напряжения:

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

5.2. Экологическая безопасность

При разработке проекта были учтены требования законодательства об охране природы и основ земельного законодательства России.

Площадка подстанции размещена на продуктивных землях. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадки подстанции и защиты спланированной площади от эрозии, а излишки плодородного слоя почвы складывается вблизи площадки в «кавальер», откосы которого укрепляются посевами дернообразующих трав или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий.

После сооружения подстанции земельные участки, используемые при строительстве во временном пользовании, приводятся в прежнее состояние.

Проектируемая подстанция не имеет в нормальных условиях выделений, загрязняющих водоемы, почву и атмосферный воздух.

Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии автотрансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслосточков закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности. Территория подстанции благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Трасса линий электропередачи размещена с учётом рационального использования земельных угодий. Земля, отводимая в постоянное использование для установки опор, должна быть восстановлена путем освоения новых земель с учётом проведения на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия почв. При строительстве и эксплуатации ВЛ не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду (воду, воздух, почву, флору и фауну) [42].

Твердые отходы, появляющиеся во время ремонта оборудования подстанции (корпуса деталей, обрезки проводов кабелей, строительный и хозяйственный мусор) сортируются и вывозятся для вторичной переработки и утилизации соответствующими службами.

Электроэнергетика является одной из тех отраслей народного хозяйства, которая способна оказывать огромное воздействие на окружающую среду, загрязняя её отходами производства, расходуя большое количество природных ресурсов – топливных, земельных, водных. Загрязнение атмосферы, земли, воды вредными выбросами дымовых газов и сточными водами электростанций, сбросами большого количества теплоты, подвергая биосферу неблагоприятному воздействию радиации, связанной с эксплуатацией атомных станций.

Тепловые электростанции, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию на базе сжигания органических видов топлива, оказывают значительное воздействие на окружающую среду. С дымовыми газами электростанций в воздушный бассейн выбрасывается большое количество твердых и газообразных загрязнителей, среди которых такие вредные вещества как зола, оксиды серы и азота. Помимо этого в воздушный бассейн попадает огромное количество диоксида углерода и водяных паров. Так же отходы от тепловых газотурбинных электростанций приводят к заполнению больших территорий под бытовой мусор и хранилища отработанного масла.

Гидроэлектростанции, вырабатывающие электроэнергию, оказывают влияние на водную среду. Сооружение гидроэлектростанций приводит к затоплению больших

территорий, изменение ландшафта местности, а так же гидроэлектростанции оказывают влияние на животный мир - препятствуют миграции рыб.

Различают следующие группы воздействий ВЛ на окружающую среду:

- создание дополнительных электромагнитных полей, которые изменяют внешнее электромагнитное поле Земли. Изменение этого поля влияет на жизнь животного мира нашей планеты;
- тепловыделение в окружающую среду, следствием которого могут быть постоянные локальные повышения температуры; изменение условий зимнего гидрологического режима; изменение распределения осадков, испарении туманов;
- изменение ландшафта при сооружении при сооружении разных энергетических объектов, потребление ресурсов атмосферы – вырубка лесов, изъятие из оборота пахотной земли, лугов.

Линии электропередачи, открытые распределительные устройства, коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики и т. п. являются источниками электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты (50 Гц). Длительное действие таких полей вызывает расстройства невротического характера, головные боли в височной и затылочной области, ощущение вялости, расстройства сна, ухудшение памяти, боли в области сердца, нарушения центральной нервной системы, сердечно – сосудистой системы, в виде изменения состава крови и т. п.

Общестанционный пункт управления (ОПУ) находится непосредственно на территории подстанции. В качестве потребляемых ресурсов используются электроэнергия, канцелярские принадлежности, бумага, чернила для печати и пр. Производство в ОПУ отсутствует, следовательно к отходам можно отнести только выбросы избыточного тепла, бытовые отходы.

В здании происходит периодический сбор бытовых отходов. Вывоз мусора и его складирование на полигон бытовых отходов осуществляет специализированная компания.

Выбросы избыточного тепла снижены использованием системы регулируемой подачи тепла. Для уменьшения расхода электроэнергии в здании используются энергосберегающие технологии, не задействованное оборудование отключается.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть как в мирное время (землетрясения, ураганы, бури, смерчи, производственные и другие аварии, которые могут сопровождаться выбросами в атмосферу сильнодействующих ядовитых веществ, террористические акты) так и в военное время при применении оружия массового поражения [58].

При появлении той или иной чрезвычайной ситуации необходима быстрая организация спасательных и других неотложных работ. Что бы уменьшить потери, учреждения Гидрометеослужбы за несколько часов до приближения урагана передают штормовое предупреждение. С этого момента следует приступить к проведению предупредительных работ: укрепить недостаточно прочные конструкции, в зданиях закрыть двери, чердачные помещения, слуховые окна, вентиляционные отверстия.

В военное время. При применении противником оружия массового поражения, спасательные и другие неотложные работы будут проводиться в сложной обстановке, в условиях полных и сильных разрушений, сплошных завалов, пожаров, заражения атмосферы и местности и возможного затопления.

Энергетика является одним из самых ответственных звеньев народного хозяйства и при возникновении чрезвычайной ситуации представляет собой важнейшую отрасль в сохранении нормальной жизнедеятельности населения и ликвидации последствий чрезвычайной ситуации и восстановлении функционирования всего производства

5.3.1. Пожарная безопасность

Главными причинами взрывов и пожаров на производстве является неисправное ведение производственного процесса с участием горючих веществ, неисправного электрооборудования или не правильная его эксплуатация.

Основными причинами пожаров исследуемого объекта являются:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, курение, искры от автотранспорта и применение не омедненного инструмента).
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений, применение молниеотводов и отводов электростатических зарядов.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности согласно [56].

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

При размещении электрооборудования рекомендуется учитывать условия эксплуатации с целью удаления элементов электрооборудования представляющих опасность (коммутационных аппаратов, электродвигателей с искрящимися контактами) от мест

скопления горючих материалов. в таблице 30 приведены категории производств по пожарной опасности зданий и сооружений, степень огнестойкости сооружений подстанции

Класс зоны П-III по [10].

Таблица 30. - Категория производств по пожарной опасности зданий и сооружений, степень огнестойкости сооружений подстанции.

Наименование	Категория п.о.	Класс сооружения	Степень огнестойкости	Техническая характеристика	
				Стены	Покрытие
Подстанция	В	II	II	-	-
ОПУ, ЗРУ ЭТЛ	В	II	II	панели БМЗ	панели БМЗ

Для обеспечения взрывопожарной опасности предусматривается:

- кабели прокладываются в траншеях наземных лотках с соблюдением требований и рекомендаций. [45]

- для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора выполняется сеть маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоприемник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора. КРУН должно обеспечивать пожарную безопасность. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открывающиеся со стороны РУ без ключа.

Строительные конструкции КРУН должны отвечать требованиям и СНиП, а также правилам пожарной безопасности (ППБ) [43].

На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Для подстанций класса напряжений 6/10/35кВ составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается энергетическим предприятием совместно с пожарной охраной.

На подстанциях и прилегающей территории должны быть оформлены уголки пожарной безопасности и созданы добровольные пожарные формирования (ДПФ). Действия каждого члена ДПФ должно четко указано в таблице боевого расчета. Для ведения надзора за соблюдением противопожарным режимом из числа инженерно-технического персонала должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность. Автотракторный транспорт должен быть оборудован исправными огнетушителями.

Уголки пожарной безопасности должны быть оборудованы следующими первичными средствами пожаротушения:

- пожарный щит;
- ящик с песком;

- ёмкость с водой;
- асбестовое полотно.

На пожарном щите должно иметься:

• два огнетушителя типа ОП-5, ОУ-5 согласно «Типовым правилам пожарной безопасности для промышленных предприятий»

- багор;
- лом;
- топор;
- ведра;
- лопаты.

Огнетушитель типа:

ОП-5 применяется для тушения деревянных построек;

ОУ-5 применяется для тушения небольших пожаров в электроустановках.

Первичные средства пожаротушения должны всегда содержаться в постоянной готовности к работе, а их техническое обслуживание осуществляться в соответствии с «Инструкцией по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на энергетических предприятиях».

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламента:

- вызывает пожарную команду;
- оповещает руководство подстанции;
- производит необходимые отключения и заземления оборудования;
- встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ;
- выдает разрешение (допуск) на тушение пожара;
- выдает средства защиты (диэлектрические перчатки и боты);
- заземляет пожарную машину и ствол.

Тушение пожара на подстанции предусматривается силами добровольного пожарного формирования и пожарной командой расположенной на территории Северо-Останинского нефтяного месторождения на расстоянии от 1 до 15 км от объектов электрохозяйства.

В каждом цехе, лаборатории, мастерской должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности, противопожарном режиме и план эвакуации персонала из помещений. На рисунке 23 изображен план эвакуации персонала из ОПУ ЦЭС СОНМ.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием. На путях эвакуации устанавливаются указатели и световые табло.

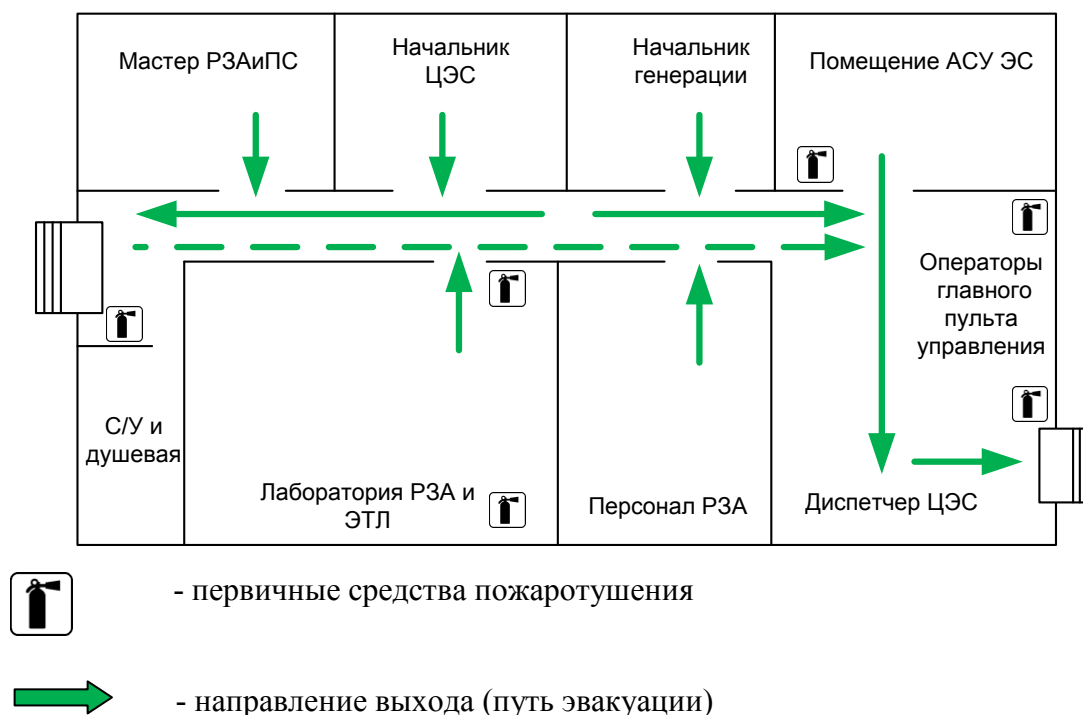


Рис. 23. - План эвакуации персонала из общеподстанционного пункта ЦЭС СОНМ (ОПУ).

Каждый случай пожара (возгорания) должен расследоваться в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специально назначенной комиссией для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (возгорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов.

5.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Одной из основных задач при проектировании объектов народного хозяйства (ОНХ) является повышения их устойчивой работы в чрезвычайных ситуациях (военное время, стихийные бедствия).

Для этого заблаговременно организуется и приводится большой объем работ, направленный на повышение устойчивости работы объекта в чрезвычайных условиях. К ним относятся инженерно-технические и организационные мероприятия. Инженерно-техническими мероприятиями обеспечиваются повышение устойчивости промышленных зданий, сооружений, оборудования и коммуникаций предприятия к воздействию поражающих факторов ядерного оружия, стихийного бедствия [58].

Сущность повышения устойчивой работы объектов в ЧС мирного и военного времени заключается в разработке в заблаговременном проведении комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий, направленных на максимальное снижение возможных потерь и разрушений при ЧС.

Устойчивость работы объекта зависит от факторов, основными из которых являются:

1. надежность защиты работающих и членов их семей от пожаров, оружия массового поражения (ОПМ);
2. способность инженерно-технического комплекса (ИТК) объекта (здания, технологического оборудования, коммуникаций) в определенной степени защиты от поражающих и разрушительных факторов ОПМ;
3. обеспеченность системы работы объекта всем необходимым для производства продукции (электричеством, сырьем, топливом, водой);
4. подготовленность объекта к ведению восстановительных работ;
5. подготовленность объекта к ведению спасательных работ;
6. надежность управления, оповещения и связи.

Все требования по обеспечению работы в ЧС должны быть запланированы в планах ГО объекта. Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий ГО.

Нормы проектирования ИТМ ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается Госпланом, Госстроем, штабом ГО России). Нормы проектирования направлены:

1. на защиту населения и снижения возможности разрушений и потерь в ЧС;
2. на устойчивость функционирования объектов в ЧС;
3. на создание условий для проведения спасательных и других неотложных работ в очагах поражения.

Требования норм проектирования распространяются:

1. на все города и объекты народного хозяйства, по которым предполагается удар ядерного оружия;
2. на всю территорию страны, в части защиты населения и ОНХ от радиоактивного заражения;
3. светомаскировка населенных пунктов с регионами, соблюдения и полного солнечного затмения.

Требования норм проектирования к размещению ОНХ.

Цель требований: не допускать дальнейшей концентрации объектов промышленности в крупных городах, повысить их устойчивость путем рассредоточения объектов с учетом возможных разрушений при стихийных бедствиях и ОПМ.

Основные требования:

- новые предприятия электрических сетей энергетики имеющих государственное значение, склады – строить за пределами зон возможных разрушений и катастрофических затоплений;

- категорированные ОНХ должны размещаться на расстоянии от 6 до 60 км от границ застройки города;

- базы текущего снабжения расположить на окраине города, куда выносить парки трамвайные, троллейбусные, автобусные, электрические подстанции;

- склады сильно действующих ядовитых веществ (СДЯВ) и взрывчатых веществ размещать в загородной зоне, вдали от населенных пунктов;

- склады горюче-смазочными материалами (ГСМ), расположенные на берегах рек строить ниже по течению реки от населенных пунктов.

Требования норм к строительству производственных зданий и сооружений.

Цель требований: повысить физическую, сейсмическую устойчивость зданий, от которых зависит производство, уменьшить возможность возникновения аварий при разрушениях зданий, сооружений. Для этого необходимо:

- а) при проектировании производственных и жилых зданий расположенных в зоне возможных разрушений применять легкие негорюемые или трудногорюемые материалы;

- б) отдавать предпочтение горизонтальным конструкциям с меньшей наружностью;

- в) важные производственные сооружения строить заглубленные или с повышенной устойчивостью.

Требование к системе электроснабжения.

- 1. электроснабжение предприятий проектировать от двух независимых источников, расположенных на значительном расстоянии друг от друга;

- 2. место строительства ПС выбирать с учетом минимальных разрушений и потерь в случае аварий, катастроф и стихийных бедствий;

- 3. воздушные линии электропередачи заменять на подземные (кабельные);

- 4. трансформаторные подстанции надёжно защищать, маскировать.

Мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения.

- 1. создаются дублирующие источники электрической энергии, газа;

- 2. инженерные и энергетические коммуникации переносятся в подземные сооружения;

- 3. наиболее ответственные устройства размещать в подвальных помещениях;

- 4. производятся прочные крепления трубопроводов и эстакад, чтобы избежать их сдвига или сброса;

- 5. деревянные опоры заменять на металлические или железобетонные;

- 6. создается резерв автономных источников электроснабжения и водоснабжения;

- 7. подключение объекта к нескольким источникам питания, удаленных один от другого на расстояние исключающим их одновременное поражение.

Учитывая сложность систем электроснабжения, опасность производства работ на поврежденных сетях восстановительные работы должны вестись специализированными формированиями энергетических служб.

5.4. Расчёт ёмкостных токов вновь вводимого оборудования в эксплуатацию (территория ГТЭС)

Электрический ток, протекающий через тело человека, вызывает раздражение или поражение отдельных участков или всего тела: ожоги, электрический удар и пр. Смертельные случаи возможны в результате, как тяжелого ожога, так и электрического удара [47].

Электрический удар сопровождается появлением судорог, потерей сознания, прекращением или сильным ослаблением деятельности органов дыхания и кровообращения. При этом возможно исчезновение видимых признаков жизни и наступления так называемой мнимой смерти. Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с частями электроустановок, которые нормально находятся под напряжением. Для предупреждения этого в электроустановках предусматривают специальные ограждения частей, нормально находящиеся под напряжением, соблюдают определенную ширину проходов и т.д.

Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с теми частями электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы. В этих случаях безопасность обеспечивается заземлением всех частей установки, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы.

Заземление выполняют путем присоединения соответствующих частей установки к заложённым в грунте электродам заземления, образующим так называемый заземлитель [10]. Металлические проводники, соединяющие части установки с заземлителем, называются заземляющими проводами. Совокупность заземлителя и заземляющих проводов называют заземляющим устройством или заземлением.

В целях обеспечения безопасности обслуживания электроустановок необходимо заземлять: станины и кожухи электрических машин и аппаратов; вторичные обмотки измерительных трансформаторов; каркасы распределительных щитов и щитов управления; металлические конструкции закрытых и открытых распределительных устройств и т.д. Заземление вновь устанавливаемого оборудования осуществляется в соответствии с ПУЭ издание седьмое глава 1.7 с присоединением к проектируемому контуру заземления ГТЭС.

На территории ГТЭС выполняется новое заземляющее устройство. Заземляющее устройство выполняется из естественных и искусственных заземлителей. В качестве естественных заземлителей планируется использовать железобетонные фундаменты зданий и сооружений. Обеспечение условий выравнивания потенциалов посредством железобетонных фундаментов, используемых в качестве заземлителей, определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.030.-2001 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление» [59].

Все нетоковедущие металлические элементы на ГТЭС и металлические каркасы зданий присоединяются к заземляющему устройству.

После монтажа заземляющего устройства расширяемой части предусматривается проверка его параметров согласно СО 34.20.525-00 «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок».

5.4.1. Режим заземления нейтрали

Заземление вновь устанавливаемого оборудования осуществляется в соответствии с ПУЭ издание седьмое глава 1.7 с присоединением к проектируемому контуру заземления ГТЭС.

Проектируемая ГТЭС присоединяется к электрической сети с изолированной нейтралью. Режим заземления нейтрали определяется значениями емкостных токов однофазных замыканий на землю.

Данные по кабельным линиям (принимаются на основании данных однолинейной схемы электроснабжения Сетевого района СОНМ на 2015) указаны в таблице 31.

Таблица 31 – Параметры отходящих кабельных линий ЗРУ-6кВ «Энергокомплекс»

Марка	Сечение мм ²	Длина L, м
АПВВ	1х400	60
ВБбШвнг	3х95	110
ВБбШвн	3х12	100
ПвВнг-LS	3х120	700
ПвВнг-LS	3х240	1200
ВБбШвнг	3х150	480
АПВВ	1х400	60

Расчет емкостных токов ОЗЗ для кабелей ВБбШвнг выполняется на основании данных приведенных в РД 34.20.179, по формуле

$$I_3^1 = I_{30}^1 \cdot L$$

Результаты сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчетов токов однофазных замыканий на землю для кабелей ВБбШвнг.

Сечение	Длина L, м	I_{30}^1 согласно РД 34.20.179, А/км	I_3^1 , А
3х150	480	0.9	0.432
3х95	110	0.75	0.0825
3х120	100	0.85	0.085

$$I_3^1 = 0.602 \text{ А}$$

Расчет емкостных токов ОЗЗ для кабелей ПвВнг-LS и АПвВ выполняется формуле:

$$I_3^1 = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{\phi} \cdot U_{ном} \cdot L$$

Расчет выполняется на основании каталожных данных кабелей и представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет емкостных токов однофазных замыканий на землю для кабелей ПвВнг-LS и АПвВ.

Марка КЛ	Длина, м	Кол-во каб. линий	Суд, мкФ/км	Сф, мкФ	IC, А
ПвВнг-LS (3х120)мм ²	700	1	0.450	0.315	1.713
ПвВнг-LS (3х240)мм ²	1200	1	0.590	0.708	3.851
АПвВ (1х400) мм ²	60	1	0.640	0.038	0.209
Суммарный ток					5,773

Ёмкостной ток однофазного замыкания на землю в сети 6 кВ для воздушных линий рассчитывается по формуле:

$$I_3^1 = \frac{U_{cp} \cdot L}{N},$$

где:

N=350 для воздушных линий

$U_{cp} = 6.3 \text{ кВ}$

L - суммарная длина воздушных линий (для данной энергосистемы - 12.09 км)

$$I_3^1 = \frac{U_{cp} \cdot L}{N} = \frac{6.3 \cdot 12.09}{350} = 0.218 \text{ А},$$

Суммарный емкостной ток однофазных замыканий на землю для линий отходящих от ЗРУ-6кВ «Энергокомплекс» составит 6,6 А.

В соответствии с п.5.11.8 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации» компенсация ёмкостных токов замыкания на землю должна применяться при токах замыкания на землю в сетях 6 кВ, превышающих 30 А.

Итогом расчёта является тот факт, что установка дугогасящих реакторов не требуется, электрическая сеть 6 кВ прилегающая к проектируемой ГТЭС будет иметь изолированную нейтраль.

5.4.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.2.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Правовую основу обеспечения социальной ответственности составляют соответствующие законы и постановления, принятые представительными органами Российской Федерации, а также подзаконные акты: указы президентов, постановления, принимаемые правительствами Российской Федерации (РФ) и входящих в нее государственных образований, местными органами власти и специально уполномоченными на то органами. Среди них, прежде всего, Министерство природных ресурсов РФ, Государственный комитет РФ по охране окружающей среды, Министерство труда и социального развития РФ, Министерство здравоохранения РФ, Министерство РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и их территориальные органы [60].

Основные направления государственной политики в области охраны труда:

- признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности предприятий;
- установление единых нормативных требований по охране труда для предприятий всех форм собственности независимо от сферы хозяйственной деятельности и ведомственной подчиненности;
- государственное управление деятельностью в области охраны труда, включая государственный надзор и контроль за соблюдением законов и иных нормативных актов об охране труда;
- общественный контроль за соблюдением законных прав и интересов работников в области охраны труда, осуществляемый через профессиональные союзы и иные представительные органы;
- защита интересов работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве или получивших профессиональные заболевания, а также членов их семей;
- проведение эффективной налоговой политики, стимулирующей создание здоровых и безопасных условий труда, разработку и внедрение безопасной техники и технологий, средств коллективной и индивидуальной защиты;
- применение экономических санкций в целях соблюдения предприятиями и работниками нормативных требований по охране труда.

Каждый работник имеет право на охрану труда, в том числе:

- на рабочее место, защищенное от воздействия вредных или опасных производственных факторов;
- на возмещение вреда, причиненного увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением здоровья, связанными с исполнением им трудовых обязанностей;
- на обучение безопасным методам и приемам труда за счет работодателя и др.

За состоянием безопасности труда установлены строгие государственный, ведомственный и общественный надзор и контроль. Государственный надзор осуществляют специальные государственные органы и инспекции, которые в своей деятельности не зависят от администрации контролируемых предприятий. Это Прокуратура РФ, Федеральный горный и промышленный надзор России, Федеральный надзор России по ядерной и радиационной безопасности, Государственный энергетический надзор РФ, Государственный комитет санитарно-эпидемиологического надзора РФ (Госкомсанэпиднадзор России), Федеральная инспекция труда при Министерстве труда РФ; Министерство РФ по атомной энергии. Общий надзор за выполнением рассматриваемых законов возложен на Генерального прокурора РФ и местные органы прокуратуры. Надзор за соблюдением законодательства по безопасности труда возложен также на профсоюзы РФ, которые осуществляют контроль за обеспечением безопасности на производстве через техническую инспекцию труда [60].

Контроль за состоянием условий труда на предприятиях осуществляют специально созданные службы охраны труда совместно с комитетом профсоюзов. Контроль за состоянием условий труда заключается в проверке состояния производственных условий для работающих, выявлении отклонений от требований безопасности, законодательства о труде, стандартов, правил и норм охраны труда, постановлений, директивных документов, а также проверке выполнения службами, подразделениями и отдельными группами своих обязанностей в области охраны труда. Этот контроль осуществляют должностные лица и специалисты, утвержденные приказом по административному подразделению. Ответственность за безопасность труда в целом по предприятию несут директор и главный инженер.

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей. Вредным фактором может быть среда, в которой работает человек, а также условия труда. Ущерб здоровью могут нанести:

- физические параметры труда (влажность воздуха, температурный режим, электромагнитное излучение, воздействие постоянной вибрации и т.д.),
- химические провокаторы (гормональные и ферментные вещества, воздействие реагентов и т.д.),
- биологические опасности (болезнетворные бактерии и микроорганизмы и т.д.),
- трудовые особенности (рабочий режим, нагрузки умственного и сенситивного характера, вероятность производственных травм).

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов - спецодежды, обеззараживающих средств.

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению НДФЛ на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях.

Обязательное государственное страхование осуществляется непосредственно на основании специальных законов и иных правовых актов о таком страховании указанными в этих актах государственными страховыми и государственными страховщиками (организациями) за счет средств, выделяемых на эти цели из соответствующего бюджета министерствам или иным федеральным органам исполнительной власти (страхователи).

Особенность социального страхования - финансирование из специализированных внебюджетных фондов, формируемых из целевых взносов работодателей и работников при поддержке государства. Социальное страхование построено на принципе нежесткой

эквивалентности: существует определенная зависимость страховых выплат от величины трудового вклада и страхового стажа. Но в отличие от частного страхования в социальном страховании принцип эквивалентности сочетается с принципом объединения рисков и коллективной солидарности. В обязательном социальном страховании каждому виду социального страхового риска (необходимость получения медицинской помощи; временная нетрудоспособность; трудовое увечье и профессиональное заболевание; материнство; инвалидность; наступление старости; потеря кормильца; признание безработным; смерть застрахованного) соответствует определенный вид страхового обеспечения.

Одними из видов обеспечения по обязательному социальному страхованию закон называет пенсию по старости, пенсию по инвалидности, пособие по временной нетрудоспособности, пособие в связи с трудовым увечьем и профессиональным заболеванием и др.

5.4.2.2. Эргономические требования к организации рабочих мест

Усложнение производственных процессов и оборудования изменили функции человека в современном производстве: возросла ответственность решаемых задач; увеличился объем информации, воспринимаемой работающим, и быстродействие оборудования. Работа человека стала сложнее, возросла нагрузка на нервную систему и снизилась нагрузка физическая. В ряде случаев человек стал наименее надежным звеном системы "человек-машина". Возникла задача обеспечения надежности и безопасности работы человека на производстве. Эту задачу решает эргономика и инженерная психология. Эргономика - научная дисциплина, изучающая человека в условиях его деятельности, связанной с использованием машин. Цель эргономики - оптимизация условий труда в системе "человек-машина". Эргономика определяет требования человека к технике и условия ее функционирования. Эргономичность техники является наиболее обобщенным показателем свойств и других показателей техники [61].

Рабочее место - это зона пространства, оснащена необходимым оборудованием, где происходит трудовая деятельность одного работника или группы работников.

Рациональная планировка рабочего места должна обеспечивать: наилучшее размещение орудий и предметов труда, не допускать общего дискомфорта, уменьшать утомляемость работника, повышать его продуктивность труда. Площадь рабочего места должна быть такой, чтобы работник не делал лишних движений и не чувствовал неудобства во время работы. Важно иметь также возможность изменить рабочую позу, то положение корпуса, рук, ног. Однако целесообразно исключить или минимизировать все физиологически неестественные и неудобные положения тела. Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. Существенное значение для

производительной и качественной работы на компьютере имеют размеры знаков, плотность их размещения, контраст и соотношение яркостей символов и фона экрана. Если расстояние от глаз оператора до экрана дисплея составляет 60...80 см, то высота знака должна быть не менее 3мм, оптимальное соотношение ширины и высоты знака составляет 3:4, а расстояние между знаками - 15...20% их высоты. Соотношение яркости фона экрана и символов - от 1:2 до 1:15.

Ошибки при конструировании рабочего места зачастую приводят к опасным последствиям. Вредные для здоровья позы, чрезмерное напряжение тела, скованность, недостаток или избыток освещения, неудобное расположение органов управления или средств отображения информации – это далеко не безобидные следствия пренебрежения принципами эргономики. Каждый из этих факторов или тем более их сочетание могут привести к заболеваниям, психическим стрессам, ошибкам в поведении людей, к авариям, порче оборудования, несчастным случаям. Не случайно один из основных ГОСТов включает вопросы эргономики в задаче охраны труда: «Организация должна определять те операции и виды деятельности, которые связаны с выявленными опасностями и факторами охраны труда, согласующимися с ее политикой и целями в области охраны труда. Организация должна планировать эти виды деятельности, включая техническое обслуживание, эксплуатацию и ремонт оборудования, с тем чтобы гарантировать выполнение соответствующих нормативных требований охраны труда путем... разработки и использования методов проектирования оснащения рабочих мест, производственных процессов, оборудования с учетом требований эргономики, обеспечивая исключение или снижение производственного риска непосредственно в месте его проявления». Таким образом, невыполнение требований эргономики может расцениваться как нарушение требований охраны труда и наказываться привлечением виновных к административной (ст. 5.27 КоАП РФ) или уголовной ответственности (ст. 143 УК РФ).

Заключение

В данной работе спроектирована и рассчитана релейная защита и автоматика: газотурбинной электростанции для повышения активной мощности, а так же описана реконструкция действующей энергосистемы в целом, модернизация электроустановок в плане средств РЗА. Выбраны устройства защиты, необходимые для надежной работы энергорайона Останинской группы нефтяных месторождений и обеспечения потребителей электроэнергией, а также произведены его необходимые проверки в ПК «АРМ СРЗА».

В работе также выполнено проектирование релейной защиты важных присоединений и необходимые защиты вновь вводимых генераторов. Данный объект является источником автономного питания, проектирование данного объекта учитывает возможность ввода резерва со стороны дизель-генераторной установки РДЭС, мощностью 1 МВт в качестве источника собственных нужд для двух комплексов и площадки УПН. В виду этого спроектирована его комплексная защита от ненормальных и аварийных режимов работы, какие могут возникать по тем или иным причинам.

Кроме этого, в работе произведено исследование микропроцессорных защит: типа СИРИУС, ЭКРА, Seram серии G87. Эти устройства полностью выполняют все современные требования, предъявляемые к средствам РЗА.

Значимость проделанной работы весьма велика, в виду того, что спроектированная релейная защита, удовлетворяет всем нормам и способна обеспечить потребителей качественным и бесперебойным электроснабжением, что в свою очередь, способствует социально-экономическому развитию как компании ОАО «Томскгазпром», так и такому региону, как Томская область.

Список литературы и нормативных документов :

1. ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС Основные требования к проектной и рабочей документации.
2. Правила устройств электроустановок - 7-е изд.
3. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004 г.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 6-35кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1997. – 88 с., ил.
5. Руководство по эксплуатации Сириус-2-МЛ-5А (Редакция от 24 марта 2014).
6. Руководство по эксплуатации ЭКРА БЭ2704 У4 (шкаф защиты трансформатора).
7. Руководство по эксплуатации Seram серии G 87.
8. Руководство по эксплуатации "АРМ ЭБ-10" ОАО "САТУРН-Газовые турбины".
9. Руководство по эксплуатации Сириус-2-С-5А (Редакция от 24 марта 2014).
10. Руководство по эксплуатации ЭКРАШЭ 2607 – 182 (шкаф защиты линии).
11. Руководство по эксплуатации Синхроноскоп Э1550 (ЗПА.394.157 ЭРЭ).
12. Руководство по эксплуатации Орион-ДЗ (Редакция от 15 марта 2013).
13. Руководство по защитах Seram серии G87 2004год.
14. Руководство по эксплуатации "Агрегат газотурбинный энергетический блочно-контейнерный ГТА-6РМ".
15. Гондуров С.А., Илюхин Е.В., Пирогов М.Г., Соловьев А.Л. «Ступенчатые дистанционные защиты линий электропередачи 35-220 кВ. Методика расчета» - СПб.: ПЭИПК, 2013 г.
16. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ». 1966 г.
17. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
18. Электротехнический справочник: В 4т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства/Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 518 с.
19. ГОСТ 2.105-95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.
20. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем, - 2-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 1992. - 528 с.:

21. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей, —3-е изд., перераб. и доп. —Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. —296 с.
22. Бурнашев А. Н. Релейная защита электроэнергетических систем. Проектирование: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 110 с.
23. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с., ил.
24. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта: методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. Составители: Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 42 с.
25. Козлов А.В., Шмойлов А.В. Экономическая эффективность релейной защиты и автоматики//Энергетика: экология, надежность, безопасность: Матер. VII Всерос. Науч.-техн. конф., Томск, 2001.-С. 112-117.
26. Проектная организация «Сибирь ИНЖИНИРИНГ», г. Красноярск: Проектная документация «Обустройство Северо-Останинского нефтяного месторождения. Расширение энергокомплекса», том «Основные технические решения за № 994 205 38.903.127-ОТР». раздел 1.2.3 Капитальные вложения. 2015.-С. 10-23.
27. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. — М.: Академия, 2004. — 448 с. : ил.
28. Правила устройств электроустановок - 6-е изд. -М.: Энергоатомиздат, 1985-640с.
29. Бирг А.Н. Современные испытательные устройства для релейной защиты и автоматики.-М.:Энергопрогресс, 2001.
30. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – Москва: (от 03.02.2014 № 5) ЗАО НТЦ ПБ (2014 г.).
31. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2000.
32. Охрана окружающей среды: Учебник для вузов /Автор – сост. А. С. Степановских. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000. – 559 с.
33. Панин В.Ф. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов всех форм обучения– Томск: Изд. ТПУ, 2006.

34. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 6-35кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1997. – 88 с., ил.
35. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87). Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. – М.: Минэнерго РФ, 01.01.2009.
36. ГОСТ 12.1.002-84. Электрические поля промышленной частоты.
37. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
39. ГОСТ 12.1.006–84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (до 01. 01. 96).
40. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
41. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
42. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
43. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"
44. ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
45. ПУЭ 85. Правила устройства электроустановок. Издание 6 01.01.07
46. Р2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
47. РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 220, 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля.
48. РД 52.04.186. Комплект измерительный ИК для контроля компонентов в атмосферных осадках и покрове.
49. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
50. СанПиН 2.2.4.723-98. Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях
51. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

52. СанПиН 2.2.4.1191-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.
53. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
54. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
55. СНиП 11 -90-81. Производственные здания промышленных предприятий.
56. СНиП 11-2-80. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений.
57. СП 52.13330.2011 (Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
58. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.
59. ГОСТ 12.1.030-2001 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
60. Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ "О специальной оценке условий труда".
61. ГОСТ 12.2.049-2001 "Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования".
62. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность».