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

Институт **Электронного обучения**
Направление подготовки **13.03.02 Электроэнергетика и электротехника**
Кафедра **Электрических сетей и электротехники**

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ 35/10 КВ БОГАШЕВО

УДК 621.311.4 – 048.35.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5А12	Калинчев Кирилл Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кулешова Е.О.	к.ф.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коршунова Л.А.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

Результаты обучения
профессиональные и общекультурные компетенции
по основной образовательной программе подготовки бакалавров
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль «Электроэнергетические системы и сети»

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), *CDIO Syllabus* (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), *CDIO Syllabus* (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), *CDIO Syllabus* (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), *CDIO Syllabus* (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), *CDIO Syllabus* (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), *CDIO Syllabus* (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Универсальные		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), *CDIO Syllabus* (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), *CDIO Syllabus* (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), *CDIO Syllabus* (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), *CDIO Syllabus* (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), *CDIO Syllabus* (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), *CDIO Syllabus* (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*

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

Институт **Электронного обучения**
Направление подготовки **13.03.02 Электроэнергетика и электротехника**
Кафедра **Электрических сетей и электротехники**

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ **Прохоров А.В.**
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-5А12	Калинчеву Кириллу Геннадьевичу

Тема работы:

Проект реконструкции подстанции 35/10 кВ Богашево	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	26.04.2016 г. № 3220/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Реконструкция подстанции 35/10 кВ, в связи с подключением новых объектов и следствие этого увеличения нагрузки. Расчет нагрузок, замена силовых трансформаторов на более мощные, замена устаревшего оборудования на новое, современное. Подстанция относится к Томской энергосистеме, располагается в Томской области.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Расчет электрических нагрузок потребителей и выбор основного оборудования. В ходе проведения расчета производится выбор числа и мощности силовых автотрансформаторов, расчет нормальных и аварийных режимов работы подстанции, выбор электрических аппаратов, распределительных устройств, и т.п. Выполняются все необходимые проверки выбранного оборудования. Обоснование выбора микропроцессорного устройства релейной защиты
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Коршунова Лидия Афанасьевна
Социальная ответственность	Бородин Юрий Викторович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.04.2016 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент	Кулешова Е.О.	к.ф-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-5А12	Калинчев К.Г.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-5А12	Калинчев Кирилл Геннадьевич

Институт	**Электронного обучения**	**Кафедра**	**Электрических сетей и электротехники**
Уровень образования	**Бакалавр**	**Направление**	**Электроэнергетика и электротехника**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*стоимость материалов и оборудования;* *- квалификация исполнителей;* *- трудоёмкость работы.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*- нормы амортизации;* *- размер минимальной оплаты труда.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала,перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*-формирование решения с учётом научного уровня*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*- планирование выполнение проекта;* *-расчет бюджета на проектирование;* *-расчет капитальных вложений в основные средства*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*-определение научного уровня*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. *График проведения НИ*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л.А.	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5А12	Калинчев К. Г.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-5А12	Калинчев Кирилл Геннадьевич

Институт	**Электронного обучения**	**Кафедра**	**Электрических сетей и электротехники**
Уровень образования	**Бакалавр**	**Направление/специальность**	**13.03.02 Электроэнергетика и электротехника**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:* – *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* – *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* – *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* – *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	*Электроэнергетический объект, понижающая трансформаторная подстанция «Богашево» 35/10 кВ.*
2. *Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме*	*Были рассмотрены различные нормативы, стандарты, строительные нормы и правила, связанные с работой персонала:* ПУЭ 85, ГОСТ 12.1.009 – 76, ГОСТ 12.2.062 – 82, ГОСТ 12.4.125 – 83, ГОСТ 12.0.004 – 90. САНПиН 2.2.548 - 96 СП, 52.13.330.2011, СанПиН 2.2.4.1191—03, ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ, Постановление правительства №390 О противопожарном режиме, ГОСТ Р.22.0.02-94, РД 34.03.350-98.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Производственная безопасность* *1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:* – *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* – *действие фактора на организм человека;* – *приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);* – *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	*В качестве основных вредных факторов проектируемой производственной среды, было решено рассмотреть воздействие шума освещения, электромагнитного излучения, несоответствие параметров микроклимата*

1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаро- и взрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	*В качестве основных выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды были выбраны механические факторы, электробезопасность, пожаробезопасность.*
2. Защита в чрезвычайных ситуациях: – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	*Наиболее вероятными чрезвычайными ситуациями на подстанции могут быть:* *-пожары* *-террористические акты*
3. Экологическая безопасность: – *защита селитебной зоны* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);* – *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* – *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.*	*Влияние подстанций на окружающую среду. Разработана система сбора трансформаторного масла , маслованна, маслоприемник и система слива масла в аварийной ситуации*
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	ПУЭ 85, ГОСТ 12.1.009 – 76, ГОСТ 12.2.062 – 82, ГОСТ 12.4.125 – 83, ГОСТ 12.0.004 – 90. САНПиН 2.2.548 - 96 СП, 52.13.330.2011, СанПиН 2.2.4.1191—03, ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ, Постановление правительства №390 О противопожарном режиме, ГОСТ Р.22.0.02-94, РД 34.03.350-98.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент каф. ЭБЖ	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-5А12	Калинчев К.Г.		

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

Институт **Электронного обучения**
Направление подготовки **13.03.02 Электроэнергетика и электротехника**
Уровень образования **Бакалавр**
Кафедра **Электрических сетей и электротехники**
Период выполнения **весенний семестр 2015 /2016 учебного года**

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.16	*Описательная часть объекта*	*15*
15.03.16	*Расчетная часть*	*20*
25.03.16	*Выбор оборудования*	*15*
05.03.16	*Релейная защита и автоматика*	*10*
15.04.16	*Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность*	*15*
18.05.16	*Социальная ответственность*	*15*
25.05.16	*Заключение*	*10*

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Е.О.	к.ф-м.н., доцент		18.02.2016

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	**Прохоров А.В.**	**к.т.н.**		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 82 с., содержит 7 рис., и 27 табл., 18 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: подстанция, реконструкция, трансформатор, напряжение, короткое замыкание, выключатель.

Объектом исследования является подстанция 35/10 кВ «Богашево», относится к Центральным электрическим сетям, Томской распределительной компании.

Цель работы – проект реконструкции с увеличением мощности для вновь подключаемых объектов и увеличения надежности электроснабжения.

В процессе исследования проводились расчеты электрических нагрузок, токов короткого замыкания и выбор оборудования.

В результате исследования был разработан и экономически обоснован проект реконструкции подстанции.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью компьютерных программы как Microsoft Office 2016, Mathcad 15 и Math Type и представлена на компакт - диске (в конверте на обороте обложки).

Содержание

Список сокращений……..……...13

Введение……..…….14

1. Описательная часть объекта……..…….16

1.1. Характеристики ПС «Богашево»……..……..16

1.2. Климатические характеристики района…….....……17

1.3. Развитость транспортной инфраструктуры……..…….18

1.4. Принципы проектирования подстанций……..……..19

2. Расчетная часть ……..……...…..21

2.1. Расчет электрических нагрузок…….……21

2.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов…….…….22

2.3. Расчет токов короткого замыкания…….....……24

3. Выбор оборудования……...32

3.1. Выбор выключателей на стороне 35 кВ……..……...….32

3.2. Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 35 кВ…….…….....35

3.3. Выбор выключателя на стороне 10 кВ…….……...……..….37

3.4. Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 10 кВ……..….….39

3.5. Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ……..……..…..39

3.6. Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ……..……..…41

3.7. Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ……..……..…43

3.8. Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ……...…45

4. Релейная защита и автоматика…….……..….46

4.1. Защита трансформатора ……47

5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность……....52

5.1. Оценка научного уровня……52

5.2. Затраты на разработку проекта……..53

5.2.1. Расчет материальных затрат……53
5.2.2. Заработная плата исполнителей работ……...54
5.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды……...58
5.2.4. Амортизационные отчисления……....59
5.2.5. Прочие неучтенные расходы……...60
5.2.6. Накладные расходы……..60
5.2.7. Формирование бюджета затрат на проект…….61
5.3. Экономическое обоснование выбора трансформатора……61
5.4. Смета затрат на оборудование……....64
6. Социальная ответственность……..66
6.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов……...66
6.2. Техника безопасности……..66
6.3. Производственная санитария……..69
6.4. Микроклимат……70
6.5. Освещение……71
6.6. Электромагнитные поля……...76
6.7. Шум……...77
6.8. Пожарная безопасность……...78
6.9. Экологическая безопасность…….....81
6.10. Чрезвычайные ситуации……...82
Заключение……...88
Список использованных источников……...……..89
Приложение А……..91
Приложение Б……...92

Список сокращений

ПС – подстанция

ОРУ – открытое распределительное устройство

ЗРУ – закрытое распеределительное устройство

ОПУ – общеподстанционный пункт управления

КРУ – комплексное распределительное устройство

РДУ – регионально диспетчерское управление

ОПН – огранечитель перенапряжения

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

ВЛЭП – воздушная линия электропередачи

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПТБ – правила техники безопасности

МПОТ – межотраслевые правила по охране труда

РУ – распределительное устройство

РЗА – релейная защита и автоматитка

МУРЗ – микропроцессорное устройство релейной защиты

МТЗ – максимальная токовая защита

ЛЗШ – логическая защита шин

ЗМН – защита минимального напряжения

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

Введение

Электрическая энергия - базовый ресурс, без которого невозможно какое-либо развитие в любую историческую эпоху, и особенно, современную, индустриальную.

Подстанция «Богашево» 35/10 кВ расположенная в с.Богашево Томского района Томской области. Она относится к Центральным электрическим сетям. ПС Богашево построена в 1958 г. Все оборудование на подстанции физически и морально устарело.

На ОРУ 35 установлены два трансформатора мощностью по 7500 кВа, дата их производства приблизительно 1930е-40е годы, один трансформатор изготовлен в СССР, второй производста Германии. Первый с 1973 года введен в эксплуатацию на подстанции, второй с 1978 года введен в эксплуатацию.

Выключатели, разъединители установлены на подстанции так же в 1973 году. Масляные выключатели более затратные в плане ремонта и обслуживания, сейчас существуют выключатели вакуумного типа на напряжение 35 кВ.

В ЗРУ 10 установлены масляные выключатели ВМГ-133 с электромагнитным приводом ПЭ-11, это оборудование установлено в 1978 году, которое так же, как и все оборудование на ПС требует либо капитального ремонта, либо замены.

Этот район стремительно развивается, строятся новые многоквартирные дома, выделяются участки для индивидуального жилого строительства, а это

дополнительные нагрузки.

Подстанция питает потребителей всех категорий, наиболее важный объект энергоснабжения это аэропорт «Богашево», международный аэропорт города Томска, федерального значения.

Результатом реконструкции является повышение надежности электроснабжения потребителей, расположенных в с.Богашево, увеличение потребляемой мощности на дальнейшую перспективу.

1 Описательная часть объекта

1.1 Характеристики ПС «Богашево»

Подстанция «Богашево» 35/10 кВ – понижающая, двухтрансформаторная, предназначена для трансформации, передачи и распределения электрической энергии на напряжение 10 кВ потребителям.

Подстанция питается от трех ЛЭП 35кВ. Две постоянно действующие, а третья резервная. Диспетчерское обозначение «ЛЭП 35180 ПС Научная», «ЛЭП 35181 ПС Научная», резерв «ЛЭП 3517 ПС Межениновка».

ОРУ 35 кВ включает в себя следующее оборудование: линейные и шинные разъединители типа РЛНД-2-35/600, масляные выключатели ВМ-35 и С-35М-630-10. На ОРУ 35 установлены разрядники типа РВС-35 для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений, для защиты от прямых попаданий молний. Так же установлены два силовых трансформатора ТМН-7500-35/10 мощностью 7500 кВа . ОРУ 35 кВ имеет две секции, ошиновка выполнена сталеалюминевыми проводами АС-70, на первую секцию заходит ЛЭП 35180 и 3517, на вторую ЛЭП 35181.

ЗРУ 10 кВ выполнено в отдельно стоящем кирпичном здании совместно с ОПУ. Основными потребителями на напряжении 10 кВ являются потребительские подстанции ТП 10/0,4, их питание осуществляется с помощью РУ 10 кВ.

В ЗРУ 10 кВ две секции шин. От первой секции шин питаются ВЛ-10 фидера: Б-3, Б-5, Б-7, Б-9, Б-17. От второй секции шин питаются ВЛ-10 фидера: Б-4, Б-6, Б-10, Б-12, Б-16, Б-20, Б-22.

Так же на каждой из секций установлены дугогасящие катушки, и

трансформаторы собственных нужд типа ТМ-63-10/0,4.

В аварийной ситуации на силовых трансформаторах предусмотрена система сбора масла (маслованна), с отводящим каналом в резервуар для сбора масла находящийся под землей.

Силовые и контрольные кабели по территории подстанции проходят в специальных бетонных лотках, закрытые так же бетонными крышками, ввод в здание осуществляется в асбестоцементных трубах. В помещение ЗРУ 10 кВ кабели проложены в лотках вровень с полом, закрытые металлическими крышками.

1.2 Климатические характеристики района

Богашевское сельское поселение расположено в юго-восточной части Томского района на сравнительно возвышенном и открытом месте. Географическое положение определяет его климат как континентальный, бореальный, переходный от умеренно влажного мягкого климата европейской части РФ к резко континентальному климату Восточной Сибири. Ландшафт поселения представляет холмистую лесисто-таежную местность. Большую часть поселения занимают леса. По природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда район входит в лесостепную зону Северо-Предалтайской лесостепной провинции.

Среднегодовая температура воздуха равна -0,5 °С. Отмечается большое изменение температуры воздуха от суток к суткам, и в течение суток. Минимальная температура воздуха отмечается в январе (абсолютный минимум минус 55 °С). Максимальная температура воздуха отмечается в июне — июле (абсолютный максимум плюс 36 °С). Устойчивые положительные температуры начинаются в среднем с апреля и заканчиваются в октябре. [17]

Согласно картам климатического районирования, территория строительства относится: [18]

- по давлению ветра к IIIрайону;

- по толщине стенки гололеда ко II району;

- по весу снегового покрова к IV району;

- средняя скорость ветра в зимний период 4 м/с.

1.3 Развитость транспортной инфраструктуры

ПС Богашево 35/10 кВ расположена в 3 км от железнодорожной станции "Богашево" и 3,5 км от автодороги «Богашевский тракт» в Томском районе Томской области. Автодорога «Богашевский тракт» имеет состояние удовлетворительное, пригодна для перевозки грузов и материалов круглогодично. Сложившаяся сеть автомобильных дорог с твердым покрытием обеспечивает нормальные проезды транспортируемого оборудования.

Обеспечение строительства ПС «Богашево» строительными материалами, конструкциями и деталями планируется из других регионов России. Поставка строительных конструкций, деталей, материалов и оборудования должна производиться в сроки. Доставка железобетонных конструкций производится с заводов г. Томска. Прочие строительные материалы подвозятся с местных карьеров (щебень, песок). Доставка строительных материалов осуществляется автомобильным транспортом общего назначения (с кузовами в виде бортовой платформы) и специализированным (самосвалы, фургоны, цементовозы и др.). Расстояние до песчаного карьера (6 км). Гравий и щебень доставляются из Каменного карьера (20 км). Сборный бетон, железобетон доставляются с заводов г. Томск (30 км).

Перемещение отходов строительства производится на полигон утилизации строительных отходов на расстояние 40 км (полигон ТБО в р-не с. Сурово-Сухоречье, в 3х километрах от д.Гоголевка).

Почвенно-растительный слой складировать на месте производства работ с последующим выравниванием.

Доставку не тяжеловесного оборудования возможно осуществить без дополнительных мероприятий по обустройству существующих автодорог.

Транспортная схема доставки грузов разработана с учетом существующего состояния транспортной сети района.

В соответствии с принятой транспортной схемой строительные грузы (включая тяжеловесное оборудование), электрооборудование от заводов-поставщиков поступают по железной дороге (филиал ОАО "РЖД") до станции "Богашево", Томского района Томской области. Грузы перевозятся по автомобильной дороге на расстояние 3 км до ПС Богашево 35/10 кВ. Трансформаторы перевозятся по железной дороге (филиал ОАО "РЖД") до станции "Богашево", далее оборудование перевозится по автомобильной дороге на расстояние 3 км до ПС Богашево 35/10 кВ.

Материально-техническое обеспечение объекта и организация транспортирования, складирования и хранения материалов, конструкций и оборудования должно осуществляться в соответствии с указаниями. [8]

1.4 Принципы проектирования подстанций

При проектировании подстанции необходимо предусматривать удобный подвод дорог для снабжения оборудованием и материалами, удобные заходы и выходы ЛЭП всех напряжений и кабельных сооружений в требуемых направленностях с учетом развития. Размещение зданий и установка электрооборудования обязаны обеспечивать возможность производства всего комплекса монтажных работ, ремонта оборудования при эксплуатации, при необходимости с применением тяжелой габаритной техники. В проектировании нужно использовать передовые технические

решения и мероприятия, обеспечивающие возможность выполнения работ по современным технологиям.

Конструктивное исполнение подстанции и компоновка должны производиться на основании главной схемы электрических соединений.

Наиболее удобной компоновкой ОРУ на ПС является компоновка с расположением оборудования в одной плоскости, когда оборудование размещается на нулевой отметке, при таком исполнении обеспечивается безопасность и удобство при обслуживании.

Решение схемных и компоновочных вопросов подстанций следует преимущественно принимать по типовым схемам и проектам, где использовано минимальное количество электрооборудования и приняты блочные конструкции заводского изготовления.

При проектировании системы электроснабжения исходят из раздельной работы линий и раздельной работы трансформаторов, так как при этом снижаются токи короткого замыкания, упрощаются схемы первичной коммутации и релейная защита. Для восстановления питания потребителей следует применять простейшие схемы автоматики АПВ, АВР.

Система электроснабжения строится таким образом, чтобы все ее элементы находились под нагрузкой. «Холодный» резерв в трансформаторах и линиях не применяется. В этом режиме работы уменьшаются потери электрической энергии и повышается надежность, потому что долго находившиеся в простое резервное оборудование может при его включении отказать в работе, в следствии каких-либо неисправностей (оказавшимися незамеченными).

2 Расчетная часть

2.1 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По величине электрических нагрузок выбирают электрооборудование системы электроснабжения (силовые трансформаторы, коммутационную аппаратуру, провода, кабели, аппаратуру измерений и защиты и так далее). Поэтому от правильности оценки нагрузок электрических сетей зависит надежность и бесперебойность работы системы электроснабжения.

В данном разделе рассчитываются нагрузки потребителей и определяется мощность трансформаторов.

Определяем расчетные нагрузки по формуле

$$S_{\text{р}} = S_{\text{н}} \cdot K_{\text{о}}, \quad \text{кВ·А}$$

где $S_н$ – установленная мощность потребителей, кВ·А;

$K_о$ – коэффициент одновременности. [1]

Таблица 1- Нагрузка потребителей по стороне 10 кВ Iсекция

Наименование фидера	*P*max кВт	*S*н кВ·А	*К*о	*S*р кВ·А
Б-3	810,54	900,6	0,75	675,45
Б-5	1013,22	1125,8	0,75	844,35
Б-7	1634,85	1816,5	0,75	1362,37
Б-9	155,7	173	0,75	129,75
Б-17	544,95	605,5	0,75	454,12
ТСН1	99	110	0,75	82,5

Итого по Iсекции: 3548,54

Таблица 2- Нагрузки потребителей по стороне 10кВ IIсекции

Наименование фидера	*P*max кВт	*S*н кВ*А	*К*о	*S*р кВ
Б-4	389,25	432,5	0,75	324,37
Б-6	778,5	865	0,75	648,75
Б-10	155,7	173	0,75	129,75
Б-12	1370,16	1522,4	0,75	1141,8
Б-16	155,7	173	0,75	129,75
Б-20	544,95	605,5	0,75	454,12
Б-22	62,28	69,2	0,75	51,9
ТСН2	99	110	0,75	82,5

Итого по IIсекции: 2962,94

Расчетный ток каждой секции.

$Ip_{Iсш} = S_{max} / \sqrt{3}*U = 3548,54 / 1.73*10,6 = 193,59$ А

$Ip_{IIсш} = S_{max} / \sqrt{3}*U = 2962,94 / 1.73*10,6 = 161,64$ А

$\sum Ip = \sum S_{max} / \sqrt{3}*U = 6511,48 / 1,73*10,6 = 355,23$ А

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Наиболее распространенный метод расчета мощности силового трансформатора – расчет с учетом послеаварийной перегрузки. Допускают в послеаварийном режиме перегрузку силового трансформатора на 40% больше номинальной мощности трансформатора в течении пяти суток, но не более 6 часов в сутки, при условии, что до аварии трансформатор был загружен не более, чем на 75 %, а приемники третьей категории в послеаварийном режиме отключены.

На понизительных подстанциях имеющих потребителей I-ой и II-ой категории надежности должно быть установлено не менее двух силовых трансформатора.

Выбор мощности силового трансформатора производим из условия

$$S_{тр} \geq S_{рас} / n,$$

где n – количество трансформаторов,

$S_{тр}$ – мощность трансформатора.

Зная, расчетную мощность для определения мощности трансформаторов таблица 1,2.

$$S_{рас}=S_{расI}+S_{расII}=3548,54+2962,94= 6511,48=6,5 \text{ МВа}.$$

И на основании договора на технологическое присоединение с ООО «Газпром Трансгаз Томск» планируемая потребляемая мощность с ПС Богашево $S_{пл1}$= 5,2 МВа. В районе строится микрорайон многоэтажных домов, которые планируют потреблять мощность примерно $S_{пл2}$=5 МВа. Исходя из этого посчитаем полную мощность.

$$S_{полн}=S_{пл1}+ S_{пл2} +S_{рас}=5,2+5+6,5=16,7 \text{ МВа}$$

Выбираем мощность трансформатора $S_{тн}$ =16 МВА

Выбранный трансформатор проверим по загрузке в нормальном режиме

$$К_з = S_{полн}\cdot 100 / n\cdot S_{тн},$$

где $К_з$ – коэффициент загрузки.

$$К_з = 16,7\cdot 100 / 2\cdot 16 = 52,2 \%$$

При отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор с учетом допустимой ПУЭ 40 % аварийной перегрузки, сможет полностью удовлетворить данное требование,

$$1{,}4 \cdot S_{ном} = 1{,}4 \cdot 16000 = 22400 \text{ кВА},$$

т.е. всю потребляемую потребителями мощность.

К установке на подстанции принимаем два трехфазных двухобмоточных трансформатора, с принудительным кругооборотом воздуха и естественным охлаждением на трансформаторном масле, с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН), диапазон регулировки трансформатора ±8 х 1,5%. Предназначен для того, чтобы работать в электрических сетях собственных нужд: тип ТДНС – 16000/35. [4]

Таблица 3 – Характеристики трансформатора

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_к$,%	$I_х$, %	Расчетные данные		
		ВН	НН	$\Delta P_к$	$\Delta P_х$	ВН-НН		Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, квар
ТДНС	16	36,75	10,5	85	18	10	0,55	0,45	8,4	88

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание (КЗ) – это замыкания между фазами, замыкания фаз на землю, нулевой провод в сетях с эффективно – и глухо – заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах.

При нарушении изоляции электрических цепей возникают короткие замыкания. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают короткие металлические замыкания без переходного сопротивления.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо – и эффективно - заземленными нейтралями дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания, т.е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов короткого замыкания сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдержать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

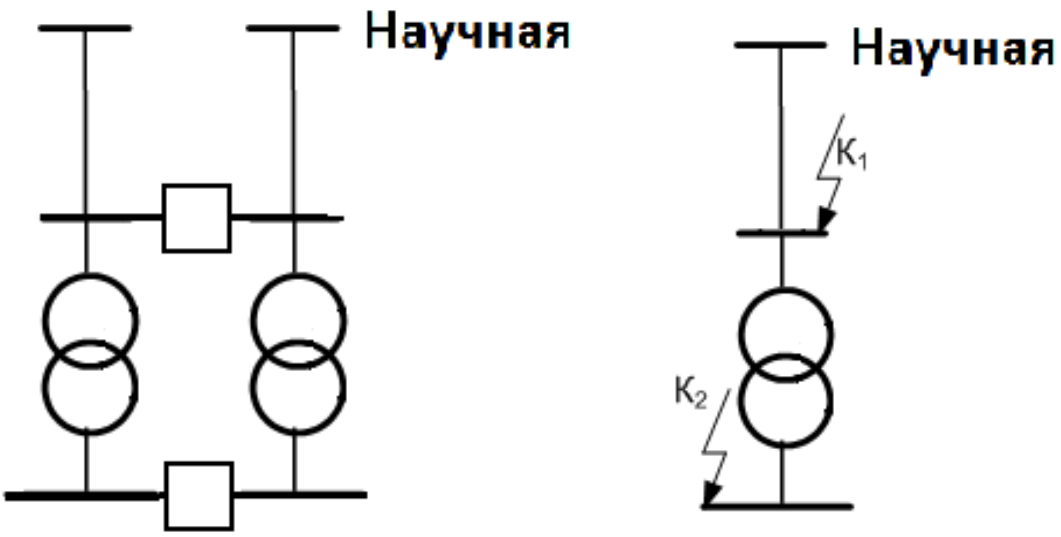
Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети и т.п.

Короткое замыкание сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи КЗ можно условно разделить на две группы, а именно: КЗ в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы); КЗ вблизи генератора ограниченной мощности.

Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания: [1]

- рассчитывается трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- расчетное место короткого замыкания выбирают так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;
- активным сопротивлением можно пренебречь, если оно более, чем в три раза меньше индуктивного;
- сопротивление короткого замыкания считают равным нулю, т.е. рассматривается металлическое короткое замыкание;
- сопротивлением коммутационных аппаратов, источников, кабельных перемычек пренебрегают, т.к. оно мало;

- величина напряжения при расчете токов берется на 5% больше номинального.



а) б)

Рисунок 1 – а) Схема ПС; б) Расчетная схема токов КЗ

Предусмотрена раздельная работа трансформаторов, т.е. секционный выключатель СВ отключен. Следовательно, в расчете токов КЗ учитываем только одну ветвь, другая аналогична.

Кратковременное включение трансформаторов на параллельную работу, в процессе переключений, на подстанции в расчете токов КЗ не учитывается.

По схеме ПС рисунок 1а составляется расчетная схема КЗ рисунок 1б, для определения КЗ в точках $К_1$ – $К_2$. И составляем упрощенную схему замещения рисунок 2.

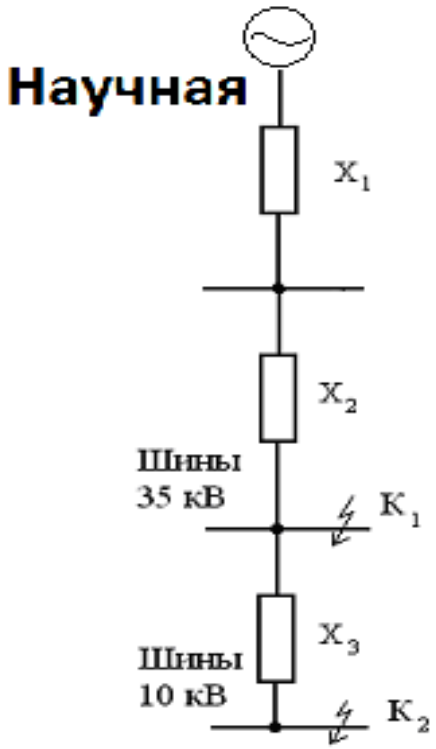


Рисунок 2 – Упрощенная схема замещения

Для расчетов токов короткого замыкания учитываются два основных режима работы сети: максимальный, когда включены все элементы рассматриваемой энергосистемы, и минимальный, когда часть элементов отключена.

Результаты расчетов используются для выбора устройств релейной защиты и автоматики, определения сквозного и ударного токов при выборе аппаратов и проводников.

Для расчёта токов КЗ принимаем базисные величины. Используем стандартный ряд базисных напряжений. Расчет токов КЗ приводим к базисному напряжению и базисной мощности.

Принимаем базисную мощность $S_б$=100 МВ·А, а базисные напряжения $U_{б1}$=36,75; $U_{б1}$=10,5 кВ.

Определяем параметры схемы замещения.

1. Сопротивление системы

$$X_1 = \frac{S_б}{S_{кз}}, \qquad (2.3)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на питающей подстанции принимаем $S_{кз}$=1273,05 МВ·А.

Сопротивление системы рассчитаем по формуле 2.3

$$X_1 = \frac{100}{1273,05} = 0,078 \text{ о.е. } X_3 = \frac{10 \cdot 100}{100 \cdot 16000} = 0,625 \text{ о.е.}$$

2. Сопротивление линии

$$X_Л = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U^2_{срн}}, \qquad (2.4)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление провода, для АС-70 X_0=0,432 Ом/км

L – длинна линии, L=15,7 км.

Сопротивление линии рассчитаем по формуле 2.4

$$X_2 = 0,432 \cdot 15,7 \cdot \frac{100}{36,75^2} = 0,502 \text{ о.е.}$$

3. Сопротивление трансформатора

$$X_т = \frac{U_К\% \cdot S_Б}{100 \cdot S_Н}, \qquad (2.5)$$

где $U_к$% - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_н$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Сопротивление трансформатора рассчитаем по формуле 2.5

$$X_3 = \frac{10 \cdot 100}{100 \cdot 16000} = 0,625 \text{ о.е.}$$

Определяем результирующие сопротивления до соответствующих точек короткого замыкания.

$Z_{рез.К1} = X_1 + X_2 = 0{,}078 + 0{,}502 = 0{,}58$ о.е.

$Z_{рез.К2} = X_1 + X_2 + X_3 = 0{,}58 + 0{,}625 = 1{,}205$ о.е.

Определяем базисные токи.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \text{ кА} \qquad (2.6)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36{,}75} = 1{,}57 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ кА}$$

Определяем токи трехфазного короткого замыкания в расчетных точках.

$$I_К = \frac{1}{Z_{рез.К}} \cdot I_б, \text{ кА} \qquad (2.7)$$

$$I_{К1} = \frac{1}{0{,}58} \cdot 1{,}57 = 26{,}1 \text{ кА}$$

$$I_{К2} = \frac{1}{1{,}205} \cdot 5{,}5 = 4{,}56 \text{ кА}$$

Определяем ударные токи короткого замыкания.

$$i_{ук} = \sqrt{2} \cdot К_у \cdot I_к, \text{ кА} \qquad (2.8)$$

где $К_у$ – ударный коэффициент [1]

$K_{у1} = 1{,}608$, $K_{у2} = 1{,}369$

$T_а$ – постоянная времени [1]

$T_{а1} = 0{,}02$, $T_{а2} = 0{,}01$ сек.

Расчитаем ударные токи в точках $К_1$ и $К_2$.

$i_{ук1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}608 \cdot 26{,}1 = 59{,}1$ кА

$i_{ук2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}369 \cdot 4{,}56 = 8{,}82$ кА

Мощности коротких замыканий рассчитываем по формуле:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{кз}, \text{ МВА} \qquad (2.9)$$

В точке К1:

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 26,1 = 1657,1 \text{ МВА}$$

В точке К2:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,56 = 82,9 \text{ МВА}$$

Расчетные значения токов короткого замыкания сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные значения токов КЗ.

Расчетные точки		К1	К2
Токи КЗ	$I_к$, кА	26,1	4,56
	$i_у$, кА	59,1	8,82
	$S_{кз}$, МВА	1657,1	82,9

3 Выбор оборудования

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети.

Электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты следует, проверить по режиму максимальных токов короткого замыкания для точек, где предполагается установка того или иного аппарата.

3.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Выключатель - это основной коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в сетях при нормальных (при нагрузке и без нее), ненормальных (при перегрузке) и аварийных (при коротком замыкании) режимах. Наиболее тяжелым режимом работы для выключателя является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям предъявляют следующие требования: надежное отключение; длительная выдержка времени номинальных режимов по току и напряжению; устойчивость к термическому и динамическому воздействиям токов короткого замыкания; эффективное и быстрое гашение дуги, возникающей при разрыве контактов; малое время отключения; пригодность для автоматического повторного включения; удобство при эксплуатации и перевозках; взрывобезопасность и пожаробезопасность.

Выбираем выключатель VD4 (с отдельными вакуумными камерами на каждую фазу на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток 630 А и номинальный ток отключения 31,5 кА) и проверяем его по условиям:

Таблица 5 – Выключатель 35 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя VD4
$U_{уст} \le U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\max} \le I_{ном}$	369,5 А	630 А
$I_к \le I_{отк.выкл.}$	26,1 кА	31,5 кА
$i_{at/} \le i_{at.ном}$	1,115 кА	11,14 кА
$i_{уд} \le i_{дин}$	59,1 кА	80 кА
$B_к \le I^2_{тер} \times t_{тер}$	$31,5^2 \cdot (0,06 + 0,1) =$ 168,68 кА^2×с	$31,5^2 \times 3 =$ 2977 кА^2×с

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими трансформаторами определяем с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40% при отключении одного из трансформаторов: [2]

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \text{ А} \qquad (3.1)$$

где $S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_н$ – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5 \text{ А}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ: [1]

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{покз} \cdot l^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 26,1 \cdot e^{-0,07/0,02} = 1,115 \text{ кА}$$

где $\tau = t_{р.з.min} + t_{св.} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ сек

$$i_{\alpha тном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \frac{\beta н}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{25}{100} = 11,14 \text{ кА},$$

где $\beta_н$ – нормативное содержание апериодической составляющей;

$t_{р.з.min}$ – минимальное время действия релейной защиты принимаем 0,01;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя.

Термическая устойчивость к токам короткого замыкания по тепловому импульсу:

$$B_к \le I_t^2 \cdot t_t, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \qquad (3.2)$$

где $B_к$ – тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$.

I_t – предельный ток термической стойкости выключателя, кА;

t_t – допустимое время действия предельного тока термической стойкости выключателя, с.

$$B_к = I_t^2 \cdot \tau_t, \text{ кА}^2 \cdot \qquad (3.3)$$

где τ_t – время от начала короткого замыкания до полного погасания дуги, с.

$$\tau_t = t_{п.в} + t_{р.з}, \text{ с} \qquad (3.4)$$

где $t_{п.в}$ – полное время отключения выключателя по каталогу (время с момента подачи импульса на отключение до полного погасания дуги), с;

$t_{п.з}$ – время действия релейной защиты, принимаем 0,1 с.

3.2 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 35 кВ

Оборудование электрических сетей подвергается многим опасным воздействиям. Однако из главных опасностей – перенапряжение. Увеличение стоимости электрооборудования не позволяет проектировать его с изоляцией, которая выдерживала бы любые перенапряжения. По своей природе эта опасность не может быть устранена полностью, но ее можно уменьшить. По этой причине подход к решению проблемы состоит в том, чтобы встраивать защитные устройства в сеть. Этот метод оказался наиболее рентабельным и надежным.

Перенапряжения в сетях могут быть разделены на следующие категории:

- кратковременные перенапряжения промышленной частоты возникают, например, при отключении нагрузки или при коротком замыкании на землю. Их продолжительность может находиться в пределах от 0,1 секунды до нескольких часов.
- коммутационные перенапряжения происходят во время переключений и представляют собой быстро затухающие колебания. Включение и отключение кабельных или воздушных ЛЭП может также вызывать перенапряжения. В самом широком смысле коммутационные перенапряжения также включают импульсные перенапряжения, вызванные начальным моментом замыканий на землю или между фазами.
- грозовые перенапряжения возникают вследствие атмосферных разрядов. Прямой удар молнии вызывает особенно мощные перенапряжения с амплитудой до нескольких Мегавольт. Как правило, эти мощные импульсы не достигают оборудования, потому что

изоляторы, установленные на ЛЭП, перекрываются дугой, обеспечивая тем самым естественную защиту от перенапряжений. Удар молнии вблизи ЛЭП также вызывает перенапряжение в проводах. Грозовые перенапряжения представляют самую большую угрозу для сетей среднего напряжения. Защита должна быть построена таким образом, чтобы ограничить перенапряжение до безопасных для электрооборудования величин. В то же время выход из строя ограничителя перенапряжения ОПН, например, от перегрузки, должен вызывать минимум неизбежных при этом повреждений.

В последнее время широкое распространение получили металлоксидные ограничители перенапряжения (МО ОПН) без искровых промежутков. Переход к полимерному корпусу стал возможным при изготовлении ОПН без необходимых ранее искровых промежутков. Полимерные корпусы также имеют другие важные преимущества. Это – высокая надежность (герметизация от проникновения влаги!) и существенное снижение риска разрушающего воздействия в случае выхода ОПН из строя (осколочное разрушение корпуса).

Поскольку МО ОПН не имеют искровых промежутков, и их нелинейность настолько велика, что при нормальных эксплуатационных режимах ток, протекающий через резисторы, очень мал, в проводящее состояние ОПН переходит непрерывно и срабатывает практически без задержки. Другими словами, отсутствует задержка в срабатывании, как это имеет место в разрядниках с искровыми промежутками, где сначала должно быть превышено пробивное перенапряжение промежутков.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-35/41/10/550 УХЛ1и проверяем его по напряжению:

-класс напряжения сети U 35 кВ

-наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр}$= 41кВ

Условие выполняется, ограничитель перенапряжения выбран правильно.

3.3 Выбор выключателя на стороне 10 кВ

Вакуумный выключатель предназначен для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6-10 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью в нормальных и аварийных режимах.

Вакуумный выключатель марки ВВ/TEL-10-20/1600У2 [16]

ВВ - выключатель вакуумный

TEL – фирменная марка выключателя

10 – номинальное напряжение, кВ

20 – номинальный ток отключения, кА

1600 – номинальный ток, А

У – климатическое исполнение

2 – категория размещения

Вакуумный выключатель ВВ/TEL применяют в ячейках КРУ внутренней и наружной установки, а также в камерах КСО, как при новом строительстве, так и при замене выключателей прежних лет выпуска. В основе конструктивного решения выключателя лежит использование по фазных электромагнитных приводов с «магнитной защелкой» механически связанных с валом. Параллельно соединенные катушки электромагнитных приводов фаз выключателя при выполнении команд подключаются к предварительно заряженным конденсаторам. В блоках управления такая конструкция позволяет достичь следующих основных отличительных особенностей вакуумных выключателей ВВ/TEL:

- высокий коммутационный и механический ресурс.

-отсутствие необходимости в проведении текущих, средних и капитальных ремонтов

- питание от сети постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока в широком диапазоне напряжений.

-малое потребление мощности по цепям оперативного питания.

-высокое быстродействие при включении и отключении.

-возможность отключения при потере оперативного питания.

-совместимость с любыми существующими типами ячеек КРУ и КСО.

- допускается работа в любом пространственном положении.

-малые габариты и вес.

- все вакуумные выключатели серии BB/TEL полностью испытаны на соответствование требований российских стандартов и имеют сертификаты соответствия системы ГОСТ.

Выбираем выключатель BB/TEL-10-20/1600 У2 (вакуумный выключатель на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 1600 А и номинальный ток отключения 20 кА) и проверяем его по условиям:

Таблица 6 - Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя BB/TEL-10-20/1600 У2
$U_{уст} \le U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\max} \le I_{ном}$	1293 А	1600 А
$I_к \le I_{отк.выкл.}$	4,56 кА	20 кА
$i_{ат.} \le i_{ат.ном.}$	0,529 кА	19,8 кА
$i_{уд} \le i_{дин}$	8,82 кА	51 кА
$B_к \le I^2_{тер} \times t_{тер}$	$20^2 \cdot (0{,}015 + 0{,}1)=$ 46 кА^2·с	$20^2 \times 3=$ 1200 кА^2×с

Определяем рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими трансформаторами с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40% при отключении одного из трансформаторов:

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293 \text{ А}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{покз} \cdot l^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 4,56 \cdot e^{-0,025/0,01} = 0,529 \text{ кА}$$

где $\tau = t_{р.з.min} + t_{св.} = 0,01 + 0,015 = 0,025$ сек

$$i_{a\tau ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \frac{\beta н}{100} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{70}{100} = 19,8 \text{ кА},$$

где $\beta_н$ – нормативное содержание апериодической составляющей из [2]

3.4 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 10 кВ

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РТ/TEL-10/11,5 УХЛ2 и проверяем его по напряжению:

Таблица 7 - Выбор ОПН 10 кВ

Расчётные данные	Данные ОПН-РТ/TEL-10/11,5УХЛ2
$U_{уст}$=10 кВ	$U_{нр}$=11,5 кВ

$U_{нр}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ

3.5 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность обслуживающего персонала, так как цепи низкого и высокого напряжения

разделены, а также позволяют унифицировать конструкцию измерительных приборов и реле.

Трансформаторы тока (ТТ) выбираем по следующим условиям:

- по конструкции и классу точности;
- по напряжению установки $U_{уст} \le U_{ном}$;
- по первичному току $I_{раб.н} \le I_{1ном}$; $I_{\max} \le I_{1ном}$

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчётному току, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по термической стойкости $B_к \le (к_т \times I_{1ном})^2 \times t_T$;
- по вторичной нагрузке $Z_2 \le Z_{2ном}$;

Определяем рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими трансформаторами с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40% при отключении одного из трансформаторов. Рассчитаем по формуле 3.1

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5 \text{ А}$$

Электродинамическая стойкость $i_{дин}$:[3]

$$\sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{дин} \ge i_{уд} \text{ ;} \qquad (3.5)$$

$$K_{дин} = \frac{I_{\max}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном}}. \qquad (3.6)$$

где $K_{дин}$ – коэффициент внутренней динамической устойчивости.

Термическая стойкость $B_к$:[3]

$$I_{ном} \cdot K_{тер} \ge I_t \cdot \sqrt{\tau_t}; \qquad (3.7)$$

$$K_{тер} = \frac{I_{тер}}{I_{ном}}. \qquad (3.8)$$

где $K_{тер}$ – кратность термической устойчивости.

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ- НТЗ-35-11А с $I_{ном}$=600 А, $K_{тт}$=600/5 А, класс точности вторичной обмотки 0,5/10Р.

Результаты расчетов для выбора трансформаторов тока по формулам 3.5, 3.6, 3.7, 3.8 запишем в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ- НТЗ-35-11А
$U_{уст}$=35 *кВ*	$U_{ном}$=35 *кВ*
$I_{\max}$=369,5 *А*	$I_{ном}$=600 *А*
$i_{уд}$=59,1 *кА*	$i_{дин}$=369 *кА*
$B_к$=40,2 $кА^2 \times с$	$B_к$=54 $кА^2 \times с$

3.6 Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293 \text{ А}$$

Из [4] выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном}$=1500 А, $K_{тт}$=1500/5 А, класс точности вторичной обмотки 0,5/10Р.

Результаты расчетов для выбора трансформаторов тока по формулам 3.5, 3.6, 3.7, 3.8 запишем в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-10 У3
$U_{уст}$=10 *кВ*	$U_{ном}$=10 *кВ*
$I_{\max}$=1293 *А*	$I_{ном}$=1500 *А*
$i_{уд}$=8,82 *кА*	$I_{дин}$=100 *кА*
$B_к$=31,5 $кА^2 \times с$	$B_к$=54 $кА^2 \times с$
r_2=0,537 *Ом*	$r_{2ном}$=0,6 *Ом*

Таблица 10 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка, $В \cdot А$
Преобразователи измерительные многофункциональные	ЭНИП-2-45/100-220-А3Е4-21	1,5
Многофункциональный счетчик	СЭТ-4.ТМ.03М	1,5
Модуль индикации	ЭНМИ-3-24-2	5

Общее сопротивление приборов вторичной нагрузки:

$$r_{приб} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом}$$

Определяем номинальную нагрузку трансформатора тока:

В классе точности 0,5 для трансформаторов тока марки ТПОЛ-10 $r_{2ном} = 0,6 \ Ом$.

Допустимое сопротивление провода:

сопротивление контактов $r_к = 0,1$ Ом.

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0,6 - 0,32 - 0,1 = 0,18 \text{ Ом}$$

Для подстанции применяем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 10 м.

$$q = \frac{\rho \times l_{расч}}{r_{пров}} = \frac{0,0175 \times 10}{0,18} = 0,972 \text{ мм}^2$$

где ρ = 0,0175Ом*мм^2/м – удельное сопротивление материала проводника – алюминия.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 1,5 мм^2

$$r_{пров} = \frac{0,0175 \times 10}{1,5} = 0,117 \text{ Ом}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,32 + 0,117 + 0,1 = 0,537 \text{ Ом}$$

3.7 Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

Измерительный трансформатор напряжения служит для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и реле защиты и автоматики.

Применение трансформаторов напряжения позволяет использовать для измерения на высоком напряжении стандартные измерительные приборы, расширяя их пределы измерения; обмотки реле, включенных через трансформаторы напряжения, также могут иметь стандартные исполнения.

Кроме того, трансформатор напряжения изолирует (отделяет) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

Трансформаторы напряжения широко применяются в электроустановках высокого напряжения, от их работы зависит точность электрических измерений и учета электроэнергии, а также надежность действия релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Трансформатор напряжения выбирается:

- по напряжению установки $U_{уст} \le U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \le S_{ном}$.

В таблице 11 рассчитаем и запишем вторичную нагрузку трансформатора напряжения.

Таблица 11 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	Число приборов	Общая потребная мощность	
			P, Вт	Q, ВА
Преобразователи измерительные многофункциональные	ЭНИП-2-45/100-220-А3Е4-21	8	10,4	12
Многофункциональный счетчик	СЭТ-4.ТМ.03М	5	7,5	12,5
Модуль индикации	ЭНМИ-3-24-2	8	33,6	41,2
Итого:			51,5	65,7

Вторичная нагрузка трансформатора

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (3.9)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{51,5^2 + 65,7^2} = 83,5 \ BA$$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛП-35.

Три трансформатора напряжения на одной секции, соединённых в звезду, имеют мощность: 3×30=90 ВА, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

3.8 Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Таблица 12 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	Число приборов	Общая потребная мощность	
			P, Вт	Q, ВА
Преобразователи измерительные многофункциональные	ЭНИП-2-45/100-220-АЗЕ4-21	19	24,7	28,5
Многофункциональный счетчик	СЭТ-4.ТМ.03М	19	28,5	47,5
Модуль индикации	ЭНМИ-3-24-2	19	79,8	95
Итого:			133	171

Вторичная нагрузка трансформатора

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (3.10)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{133^2 + 171^2} = 216,6 \ BA$$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10У3

Три трансформатора напряжения на одной секции, соединённых в звезду, имеют мощность: 3×75=225 ВА, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Выбор трансформатора напряжения на второй секции аналогичен.

4 Релейная зашита и автоматика

В электроэнергетических системах случаются аварии и ненормальные режимы работы электроустановок, оборудования станций и подстанций, линий электропередач, распределительных устройств которые влекут за собой недоотпуск электроэнергии, плохое качество и ведут к разрушению оборудования. Именно поэтому на подстанции устанавливается релейная защита, и ее назначение отключение поврежденной электроустановки от исправной.

В последние несколько лет активно разрабатываются и применяются электронные зашиты на базе компьютерных процессоров. Такие устройства стали называть микропроцессорное устройство релейной защиты (МУРЗ). К преимуществу этих устройств можно отнести то, что они предполагают полный отказ от электромеханических и статических реле, которые обладают весьма большими габаритами и это позволяет более компактно размещать оборудование в шкафах и панелях РЗА. Эти конструкции занимают меньше места, и управление через сенсорный дисплей МУРЗ более удобно.

При выполнении своих основных функций релейной защиты (предотвращение аварийных режимов), устройство имеет ряд дополнительных функций:

- регистрация процессов аварийного состояния;
- опережение отключения потребителей при нарушении устойчивости системы;
- способность к дальнему резервированию.

Что на базе электромеханических защит и аналоговых устройств не имеет возможности ввиду технических сложностей. Но и имеются недостатки в виде высокой стоимости и низкой ремонтопригодности, что компенсируется значительно меньшим количеством поломок по сравнению с электромеханическими. Надежность микропроцессорных защит увеличена за счет встроенной самодиагностики.

4.1 Защита трансформатора

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

В связи с этим возникла задача выбора современного устройства, обеспечивающего функции защиты и автоматики. К микропроцессорному устройству применяются требования, со следующими типами защит:

- наличие максимально-токовой защиты (МТЗ);
- наличие дифференциальной защиты;

- наличие газовой защиты;
- наличие защиты от перегрева;
- наличие устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- наличие регистратора событий.

Анализ соответствующего рынка показал, что среди многообразия блоков защит как отечественного, так и зарубежного производства наиболее распространенные следующие устройства:

- БМРЗ (НТЦ «Механотроника», Россия);
- Сириус-Т («РАДИУС-Автоматика», Россия);
- Sepam 1000+ («Shneider electric», Франция);
- MiCOM («ALSTOM», Германия).

Таблица 13 – Технические характеристики блоков МУРЗ.

Наименование функций защит и автоматики	Сириус-Т	БМРЗ	Sepam 1000+	MiCOM
1. МТЗ	МТЗ ВН 2 ступени МТЗ НН	МТЗ 3 ступени	МТЗ 4 ступени	МТЗ 3 ступени
2.Диф. защита	2 ступени	Нет	4 ступени	3 ступени
3. Тепловая перегрузка	Защита от перегрузки с действием на сигнализацию	Нет	2 ступени	Есть
4. Термостат/ газовое реле	Возможность подключения	Нет	Есть	Программируется
5. УРОВ	Есть	Есть	Есть	Есть
6. Аварийный осциллограф	Есть	Есть	Есть	Есть

Согласно поставленным требованиям выполняет функции необходимых защит, автоматики, измерений, сигнализации и блокировок микропроцессорное устройство «Сириус-Т». Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т», предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

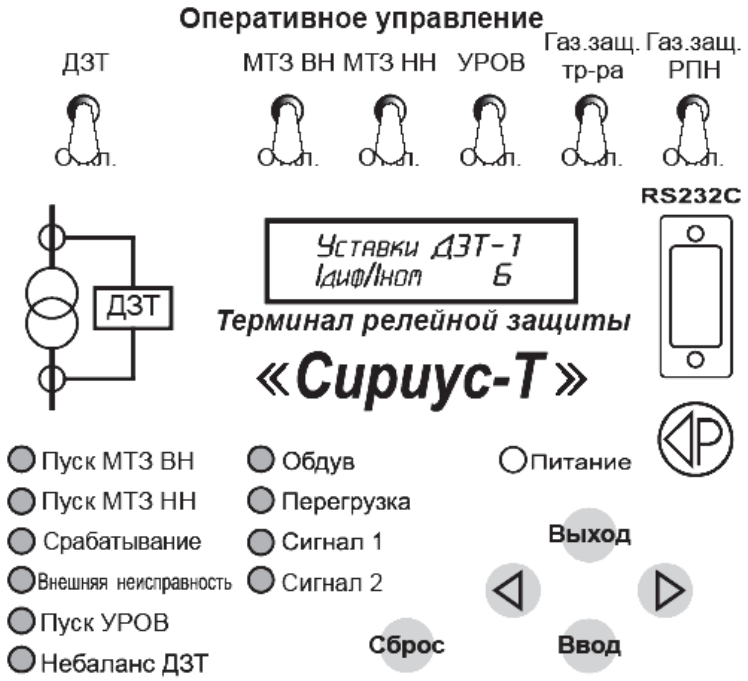


Рисунок 3 – Микропроцессорное устройство защиты силового трансформатора «Сириус-Т»

Устройство Сириус-Т обеспечивает следующие эксплуатационные возможности: [8]

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;

- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:[8]

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

На рисунке 4 можно увидеть структурную схему устройства.

Рисунок 4 – Структурная схема устройства «Сириус-Т»

5 Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность

Целью данного раздела является технико-экономическое обоснование проекта реконструкции подстанции «Богашево» 35/10. Выбираем более мощные трансформаторы, современные распределительные устройства и коммутационные аппараты. Увеличения мощности необходимо для вновь подключаемых объектов, и увеличение надежности.

5.1 Оценка научного уровня

Количественная оценка научного или научно-технического уровня может быть произведена путем расчета результативности участников разработки по формуле:

$$К_{ну} = \sum_{i=1}^{n} (К_{дуi} \cdot d_i) \quad (5.1)$$

где $К_{ну}$ – коэффициент научного или научно-технического уровня;

$К_{дуi}$ – коэффициент достигнутого уровня i-го фактора;

d_i – значимость i-го фактора;

n – количество факторов.

При оценке научной результативности используются различные факторы, влияющие на их количественную оценку:

- новизна полученных или предлагаемых результатов;
- перспективность использования результатов;
- завершенность полученных результатов;
- масштаб возможной реализации полученных результатов.

Рассчитаем и сведем результаты научного уровня в таблицу 14.

Таблица 14 – Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение *i*-го фактора
	d_i	$К_{дуi}$	$К_{дуi} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов	0,2	0,1	0,02
2. Перспективность использования результатов	0,3	0,3	0,09
3. Завершенность полученных результатов	0,2	0,9	0,18
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,2	0,04
Результативность	$К_{ну} = \sum(К_{дуi} \cdot d_i) = 0,33$		

5.2 Затраты на разработку проекта

При планировании бюджета должно обеспечиваться полное и достоверное отражение всех видов расходов, которые связаны выполнением исследования. В процессе формирования бюджета используется следующие виды затрат:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.2.1 Расчет материальных затрат

К материальным затратам относятся: покупные материалы, а также запасные части для ремонта оборудования, приборов, лабораторного оборудования и других средств труда, не относимых к основным средствам, износ спецодежды и других малоценных и быстроизнашивающихся предметов. В материальные затраты, не беря в расчет вышеуказанных затрат,

включаются дополнительно затраты на канцелярские принадлежности, диски, картриджи и т.п. Материальные затраты представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Материальные затраты

№	Наименование изделия	Единицы измерения	Количество	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	Бумага печатная	пачка	1	187	187
2	Ручки и карандаши	штук	8	22	176
3	Тетради	штук	3	15	45
4	Скобы для степлера	штук	3	12,9	38,7
5	Картридж	штук	1	1000	1000
6	USB-Флешка	штук	1	1000	1000
7	Итого				2446,7 руб.

5.2.2 Заработная плата исполнителей работ

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Рассмотрим основные этапы разработки проекта, количество дней затраченных на проект. Примем двух работников для проекта это будет руководитель проекта который будет заниматься проверкой полученных результатов и и инженер проектировщик. Результаты запишем в таблицу 16.

Таблица 16 – Состав и структура основных этапов проекта.

№ этапа	Наименование этапа	Инженер дней	Руководитель дней
1	Разработка технического задания	2	1
2	Сбор и изучение литературы, нормативно-технической документации и других материалов	5	1
3	Формулирование возможных направлений решения задач и их сравнительная оценка	6	1
4	Описание электрической схемы	5	1
5	Выбор трансформаторов	4	1
6	Расчет токов короткого замыкания	15	1
7	Выбор устройств, выбор режимов	13	2
8	Расчет релейной защиты	10	1
9	Оформление пояснительной записки	10	1
Общая трудоёмкость		70 дней	10 дней

Чтобы наглядно видеть сколько, какой этап занимает времени построим график.

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. На рисунке 5 отображена диаграмма Ганта.

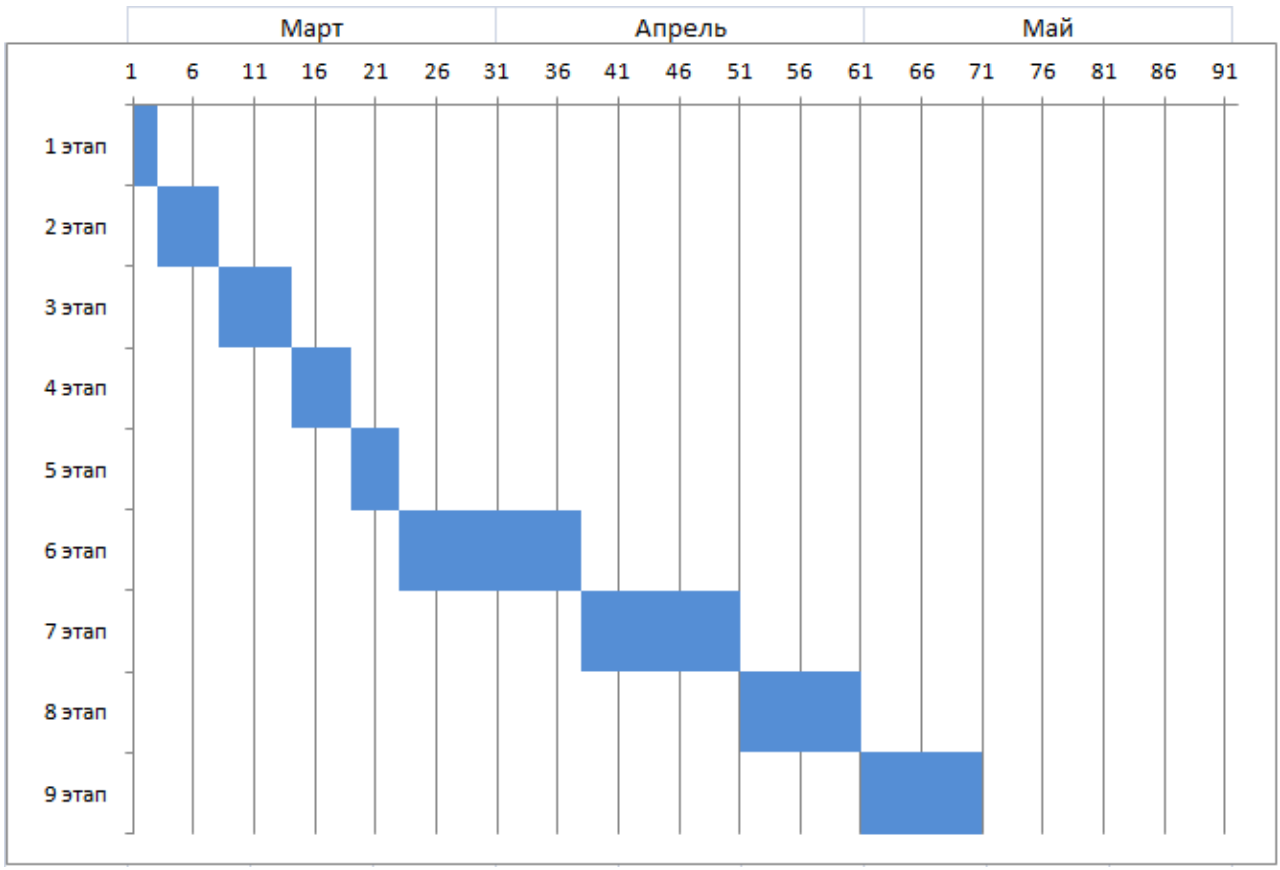


Рисунок 5 – Календарный график и график занятости исполнителей проведения научного исследования

- Затраченные дни

Заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением проекта, включая премии, доплаты и дополнительную заработную плату:

$$З_{ЗП} = З_{ДН} \cdot T_{Р}, \quad (5.2)$$

где $З_{зп}$- основная заработная плата одного работника;

$Т_р$ - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{ДН}$ - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м}{F_д}, \quad (5.3)$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн, для нашего случая 21 раб.дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_{тс} \cdot k_{доп} \cdot k_р, \quad (5.4)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 1,08- проектировщик, 1,16- руководитель).

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска).

Тарифная заработная плата $З_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника согласно: для проектировщика – 18000 руб., для руководителя – 25000 руб.

Месячный должностной оклад проектировщика:

$$З_м = 18000 \cdot 1,08 \cdot 1,3 = 25272 \ руб.$$

Среднедневная заработная плата проектировщика:

$$З_{дн} = \frac{25272}{21} = 1203 \ руб.$$

Заработная плата проектировщика:

$$З_{зп} = 1203 \cdot 70 = 84210 \ руб.$$

Месячный должностной оклад руководителя:

$$З_м = 25000 \cdot 1,16 \cdot 1,3 = 37700 \ руб.$$

Среднедневная заработная плата руководителя:

$$З_{дн} = \frac{37700}{21} = 1795 \ руб.$$

Заработная плата руководителя:

$$З_{зп} = 1795 \cdot 10 = 17950 \ руб.$$

В таблицу 17 сведем результаты расчетов заработной платы.

Таблица 17 – Расчет заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, руб.	$k_{доп}$	$k_р$	$З_м$, руб	$З_{дн}$, руб.	$Т_р$, раб.дн.	$З_{зп}$, руб.
Руководитель	25000	1,16	1,3	37700	1795	10	17950
Проектировкщик	18000	1,08	1,3	25272	1203	70	84210

Заработная плата всех работников, непосредственно занятых выполнением проекта, включая премии, доплаты и дополнительную заработную плату находится согласно формуле:

$$З_{зп} = 17950 + 84210 = 102160 \text{ руб.}$$

5.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{ЗП}, \quad (5.5)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федерального закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. Отчисления представлены в таблице ?.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле (5.5):

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{ЗП} = 102160 \cdot 0,3 = 30648 \ руб.$$

5.2.4 Амортизационные отчисления

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Амортизация рассчитана по формуле

$$H_a = \frac{1}{T_a}\frac{T_{раб}}{365}И, \quad (5.6)$$

Где H_a - величина амортизации, руб;

T_a - время амортизации, год, в нашем случае 4 года;

$T_{раб}$ - продолжительность всех работ, 70 дней;

И– итоговая сумма в тыс.руб., в таблице ?.

Таблица 18 – Затраты на специальное оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Ноутбук SAMSUNG	2	20	40
2	Microsoft Office Professioanl 2013	1	16,7	16,7
3	Microsoft Visio Professioanl 2013	1	11,9	11,9
4	RastrWin 3.0	1	300	300
5	Принтер Canon	1	7,8	7,8
6	Мебель (стол, стул, шкаф)	2	14,7	29,4
Итого:				405,8тыс.руб.
Амортизация:				19456 руб.

Тогда $H_a = \frac{1}{T_a}\frac{T_{раб}}{365}И = \frac{1}{4}\cdot\frac{70}{365}\cdot 405{,}8 = 19456 \ руб.$

5.2.5 Прочие неучтенные расходы

Неучтенные расходы представляют собой некий резерв, который может быть израсходован ввиду каких-либо обстоятельств, определяется по формуле:

$$З_{пр} = (З_{мз} + З_{А} + З_{зп} + З_{внеб}) \cdot k_{нр}, \quad (5.7)$$

где $З_{мз}$ – материальные затраты;

$З_{А}$ – затраты на амортизацию;

$З_{зп}$ – заработная плата работников;

$З_{внеб}$ – отчисления во внебюджетные фонды;

$k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий неучтенные расходы. Величина коэффициента неучтенных расходов берется в размере 10%:

$$З_{пр} = (2446,7 + 19456 + 102160 + 30648) \cdot 0,1 = 15471 \ руб.$$

5.2.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = З_{зп} \cdot k_{нр}, \quad (5.8)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 300%:

$$З_{накл} = 102160 \cdot 3 = 306480 \ руб.$$

5.2.7 Формирование бюджета затрат на проект.

Определение бюджет затрат на проектирование является суммой всех затрат, которые представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат на проект

Наименование статьи	Сумма,руб.
Материальные затраты	2446,7
Заработная плата	102160
Отчисления во внебюджетные фонды	30648
Амортизация отчисления	19456
Неучтенные расходы	15471
Накладные расходы	306480
Себестоимость (сумма)	476661,7
Прибыль	157298,3
Цена договорная	633960,061

При расчете прибыли учитывается, коэффициент научного уровня наеденного ранее. Тогда прибыль составит:

$$П = С \cdot К_{ну} = 476661,7 \cdot 0,33 = 157298,3 \text{ рублей.}$$

5.3 Экономическое обоснование выбора трансформатора

Приведем экономическое обоснования выбора трансформатора с учетом издержек по потерям, капиталовложений на оборудование, и приведенных затрат. В таблицу 20 занесем основные данные двух трансформаторов.

Таблица 20 – Выбор трансформатора

№ варта	Количество и технические данные трансформатора	Коэффициент загрузки β	Потери активной мощности ΔР	Цена трансформатора	Цена монтажа
1	ТДНС – 16000 кВ·А $S_н$ = 16000 кВ·А $\Delta P_{хх}$ = 17 кВт $\Delta P_{кз}$ = 80 кВт $I_{хх}$% = 0,7 % $U_{кз}$% = 10	β = 0,52	26,22	14058224	1405822
	в 2[х] ТДНС – 16000 кВ·А		52,44 кВт	28116448	2811644
2	ТД – 16000 кВ·А $S_н$ = 16000 кВ·А $\Delta P_{хх}$ = 21 кВт $\Delta P_{кз}$ = 90 кВт $I_{хх}$% = 0,8 % $U_{кз}$% = 8	β = 0,52	30,1 кВт	14800455	1480045
	в 2[х] ТД – 16000 кВ·А		60,2 кВт	29600910	2960091

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах сравниваемых вариантов определяем по формулам:

$$\Delta P_т = \Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} * \beta^2, \text{ кВт} \quad (5.9)$$

где $\Delta P_{хх}$, $\Delta P_{кз}$ – номинальные активные потери в стали и обмотках трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери в трансформаторах сравниваемых вариантов различны, этим обусловлено заметное их влияние на экономичность сравниваемых вариантов, следовательно их надо учитывать путем расчета активных потерь мощности ΔР.

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии:

$$С_э = \Delta P * С_{уэ} * Тг \quad (5.10)$$

где ΔР – среднегодовые потери активной мощности, кВт;

$С_{уэ}$ = 2,10 руб. / кВт·ч – стоимость 1 кВт·часа, руб./кВт·ч;

$Т_г$ – годовое время включения электроустановки $Т_г$ = 8760 ч/год.

Стоимость годовых потерь электроэнергии для первого варианта по формуле ():

$$С_э = 52{,}44 * 2.10 * 8760 = 964686 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии для второго варианта по формуле ():

$$С_э = 60{,}2 * 2.10 * 8760 = 1107439 \text{ руб.}$$

Рассчитаем издержки в сравниваемых вариантах:

Издержки по потерям приравниваем к стоимости потерь электроэнергии, для первого варианта:

$$\Delta Ипот = С_э = 964686 \text{ руб.}$$

для второго варианта:

$$\Delta Ипот = С_э = 1107439 \text{ руб.}$$

Рассчитаем капиталовложения в сравниваемых вариантах по формуле:

$$К = К_{оборуд} + К_{монтаж}$$

где $К_{оборуд}$ – стоимость оборудования;

$К_{монтаж}$ – затраты на монтаж и отладку оборудования.

Для первого варианта:

$$К = 28116448 + 2811644 = 30928092 \text{ руб.}$$

Для второго варианта:

$$К = 29600910 + 2960091 = 32561001 \text{ руб.}$$

Обоснование выбора варианта производится по показателям сравнительной экономической эффективности, в основе которых лежат капитальные вложения (К) и издержки производства (И). Воспользуемся формулой приведенных затрат (Зпр):

$$З_{пр} = Е_н * К + И \qquad (5.11)$$

где $Е_н$ – приемлемая норма доходности – 0,15;

К – капиталовложения;

И – издержки.

Приведенные затраты для первого варианта:

$$З_{пр} = 0.15 * 30928092 + 964686 = 5603899 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты для второго варианта:

$$З_{пр} = 0.15 * 32561001 + 1107439 = 5991589 \text{ руб.}$$

Таблица 21 – Сравнение вариантов

	1 вариант	2 вариант
Капиталовложения (К)	30928092	32561001
Издержки (Ипот)	964686	1107439
Затраты приведенные (Зпр)	5603899	5991589

Сравнивая два варианта, экономически целесообразным является вариант с минимальными приведенными затратами Зпр

Наименьшими приведенными затратами обладает первый вариант – трансформатор ТДНС – 16000

5.4 Смета затрат на оборудование

Капиталовложения в проект реконструкции подстанции складываются из стоимости проектирования, стоимости оборудования и затрат на его монтаж и пуско-наладку определяются по формуле:

$$K = K_{проект} + K_{обор} + K_{монтаж} \quad , \qquad (5.12)$$

где $К_{проект}$- затраты на выполнение проекта

$К_{обор}$- стоимость оборудования

$К_{монтаж}$- затраты на монтаж и пуско-наладку (примем 10% от стоимости оборудования)

Для начала расчетов этого раздела составим спецификации на устанавливаемое оборудование и запишем в таблицу 22.

Таблица 22 – Спецификация на устанавливаемое оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Коли-чество, шт.	Марка
1	2	3	4	5
1	Трансформатор 35 кВ	компл.	2	ТДНС-1600/35/10
2	ЗРУ 35 кВ	компл.	1	К-130
3	КРУ 10 кВ	компл.	1	КРУ-АТ-ВНД

Таблица 23 – Смета на приобретение и монтаж электрооборудования.

№ п/п	Наименование оборудования	Марка, тип	Количество шт.	Составляющие капиталовложений на единицу оборудования, руб.	
				$К_{об}$	$К_{монт}$
1.	Трансформатор 35 кВ	ТДНС-1600/35/10	2	14058224	1405822
2.	ЗРУ 35 кВ	К-130	1	35604450	3560445
3.	КРУ 10 кВ	КРУ-АТ-ВНД	1	22715246	2271524
Итого:				86436144	8643613

Суммарные капитальные вложения в проект реконструкции ПС «Богашево» равны:

К = 633960,061+86436144+8643613=95713717,061 тыс. руб.