

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Релейная защита подстанции «Балхашская» 220/110/10 кВ
Центральных МЭС

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Зайнеев Роман Равильевич, РЗА-10-04
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бавлаков В.Н., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 03 » май 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 03 » май 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Башкиров М.В., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 30 » май 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Егоров В.А., - зам. начальника управления РЗА АО «АЖК»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 03 » июнь 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
 Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

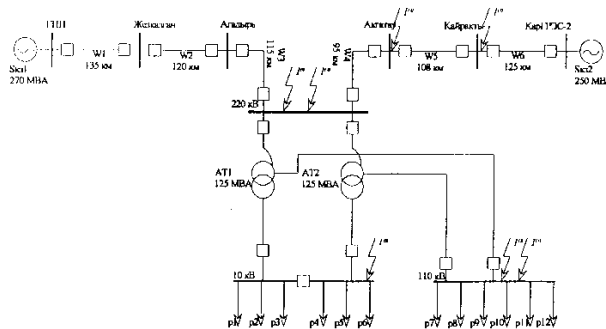
ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Зайнеев Роман Равильевич
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Релейная защита подстанции «Балхашская» 220/110/10 кВ
 Централъных МЭС

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.
 Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 20__ г.
 Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформатора: $S_{НОМ} = 125$ МВА.

Мощности систем: $S_{КЭС1} = 270$ МВА,

$S_{КЭС2} = 250$ МВА,

Параметры линии:

Линия	Длина, км	Мощность на линии, МВА
W1	135	150
W2	120	140
W3	115	130
W4	95	135
W5	108	160
W6	125	180

Отмечены точки КЗ:

К1 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне ВН (220 кВ);

К2 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне СН (110 кВ);

К3 – трёхфазное КЗ на стороне НН (10 кВ);

К4 – однофазное КЗ на ПС Акгатау (220 кВ);

К5 – однофазное на ПС Кайраты (220 кВ).

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Выбор схемы распределительных устройств
- 2) Расчет токов короткого замыкания
- 3) Выбор электрического оборудования
- 4) Проектирование релейной защиты автотрансформатора
- 5) Проектирование релейной защиты линии 220 кВ
- 6) Техничко–экономическое обоснование
- 7) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.14.ЭЭ.84.Э3 – Главная электрическая схема подстанции;
- 2) 5BO71800.14.ЭЭ.84.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит автотрансформатора;
- 3) 5BO71800.14.ЭЭ.84.Э5 – Схема распределения устройств РЗиА по ТА автотрансформатора АТ1 (АТ2);
- 4) 5BO71800.14.ЭЭ.84.Э4 – Схема распределения устройств РЗиА по ТА линии 220 кВ;
- 5) 5BO71800.14.ЭЭ.84.Э4 – Схема оперативных цепей ТТ, ТН иВЛ 220 кВ;
- 6) 5BO71800.14.ЭЭ.84.Э6 – Функции УРОВ и параметрирование дистанционной защиты

Рекомендуемая основная литература:

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты. –М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов


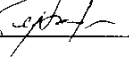
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЭСД	Санатова Т.С.	19.03-30.05.14	
Эксплуатация и др.	Вашева Л.И.	16.04-03.06.14	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка главнаб схемх подстанции	28.10.2013г	выполнено
2	Расчет токов короткого замыкания	12.11.2013г	выполнено
3	Выбор электрической аппаратуры	7.12.2013г	выполнено
4	Проектирование релейной защиты авто трансформатора	28.12.2013г	выполнено
5	Проектирование релейной защиты линии 220кВ	27.01.2014г	выполнено
6	Специальная часть Планы бригады диспетчерской защиты и релейная ЧРОВ	18.02.2014г	выполнено
7	Экономическая часть	14.03.2014г	выполнено
8	БЖД	12.04.2014г	выполнено
9	Составление графического материала	23.05.2014г	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ (Бавлаков В.Н.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (Зайнеев Р.Р.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада «Балхашская» қосалқы стансасының релейлік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

Желінің алмастыру схемасы, релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын тандауы орындалып дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық сұлбалар орындалған.

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте была разработана релейная защита и автоматика подстанции «Балхашская» .

Составлена схема замещения сети, выбрано силовое оборудование, а также оборудование релейной защиты.

Выполнены графические схемы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection and automation of «Balkhash» substation.

There are equivalent circuits projected and power and commutation equipment is chosen, as well as relay protection equipment.

Also graphic items are represented, which serve the proof of work's main directions.

Moreover, consideration is given to aspects of economic research and safety at work places.

Содержание

Введение	11
Перечень сокращений и обозначений	7
1 Исходные данные к дипломному проекту	13
2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	15
2.1 Общие положения	15
2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции	15
2.3 Выбор схем РУ подстанции	16
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	21
2.5 Выбор электрических аппаратов	25
3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции	37
3.1 Основные положения	37
3.2 Релейная защита автотрансформаторов подстанции	38
3.3 Релейная защита линии 220 кВ	55
4 Функция УРОВ и параметрирование дистанционной защиты	65
4.1 Резервирование отключения при отказе выключателя	65
4.2 Уставки и параметры настройки УРОВ	70
4.3 Обзор функций УРОВ на базе терминала дистанционной защиты 7SA61	75
5 Безопасность жизнедеятельности	77
5.1 Общие положения	77
5.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции	77
5.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда	78
5.4 Расчет заземляющего устройства	84
6 Бизнес план строительства подстанции «Балхашская МЭС»	90
6.1 Общее положение	90
6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП	91
6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	97
Заключение	99
Список использованной литературы	100
Приложение А. Расчет токов КЗ на программе Electronics Workbench	101
Приложение Б. Расчет токов КЗ на программе АРМ СРЗА	102
Приложение В. Проверка ГТ по 10 % погрешности наружной установки	108

Перечень сокращений и обозначений

АВР	– автоматическое включение резерва;
АПВ	– автоматическое повторное включение;
АТ	– автотрансформатор;
ВЛ	– воздушная линия;
ВН	– высокое напряжение;
ВЧ	– высокая частота;
ГЗ	– газовая защита;
ГТС	– газотурбинная станция;
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита;
КЗ	– короткое замыкание;
ЛЭП	– линия электропередач;
МТЗ	– максимальная токовая защита;
МЭС	– межсистемные электрические сети;
НН	– низкое напряжение;
ОПН	– ограничитель перенапряжения;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ПС	– подстанция;
ПУЭ	– правила устройства электроустановок;
РЗ	– релейная защита;
РПН	– регулирование под нагрузкой;
РУ	– распределительное устройство;
РЭК	– региональная электросетевая компания;
СД	– синхронный двигатель;
СН	– среднее напряжение;
с.н.	– собственные нужды;
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности;
ТЗОП	– токовая защита обратной последовательности;
ТОО	– товарищество с ограниченной ответственностью;
ТТ	– трансформатор тока;
ТЭО	– технико – экономическое обоснование;
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль;
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя;
ЭДС	– электродвижущая сила;
IRR	– норма прибыли инвестиционного проекта;
NPV	– чистый приведенный доход;
PP	– срок окупаемости инвестиций.

Введение

В дипломном проекте предложено рассчитать релейную защиту подстанции «Балхашская» напряжением 220/110/10 кВ. Спроектирована электрическая часть подстанции и произведен выбор основного электрического оборудования.

Предлагаемый дипломный проект содержит 6 разделов, краткая характеристика которых представлена ниже.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разрабатывается главная электрическая схема подстанции и выбирается основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: трансформаторы, выключатели, разъединители, токоограничивающие реакторы, трансформаторы тока и напряжения и др.

В целом подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей.

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитываются основные защиты автотрансформатора, резервные защиты, установленные на автотрансформаторе.

В этом разделе рассмотрены в качестве основных защит автотрансформатора: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная на терминалах релейной защиты производства SIEMENS. Резервные защиты, установленные на автотрансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой, защитой от перегрузки.

В разделе «Релейная защита линий 220 кВ» рассчитываются основная и резервные защиты линий 220 кВ.

Также представлена графическое отображение выполненного дипломного проекта, приведено 6 чертежей в следующем функциональном порядке: однолинейная схема ПС-220/110/10, однолинейная схема подключение токовых цепей защит автотрансформатора, расстановка ТТ по цепям РЗиА автотрансформатора, распределение ТТ по цепям РЗиА линии 220 кВ, выполнение дистанционной защиты и функции УРОВ.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет защиты от поражения электрическим током, анализ воздействия шума и разработка мер защиты.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции.

В процессе выполнения данного дипломного проекта были использованы следующие программные продукты: для расчета токов короткого замыкания и моделирования энергосистемы – Electronics Workbench; АРМ СРЗА; для выполнения рисунков, графиков, чертежей – Autocad, Kompas LTD V12; для расчетов – Mathcad, Microsoft Excel; для проверки трансформаторов тока – программа «Справочник персонала РЗА» Кулешова В.П.

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Балхашская Центральная МЭС» показана на рисунке 1.1. Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.5.

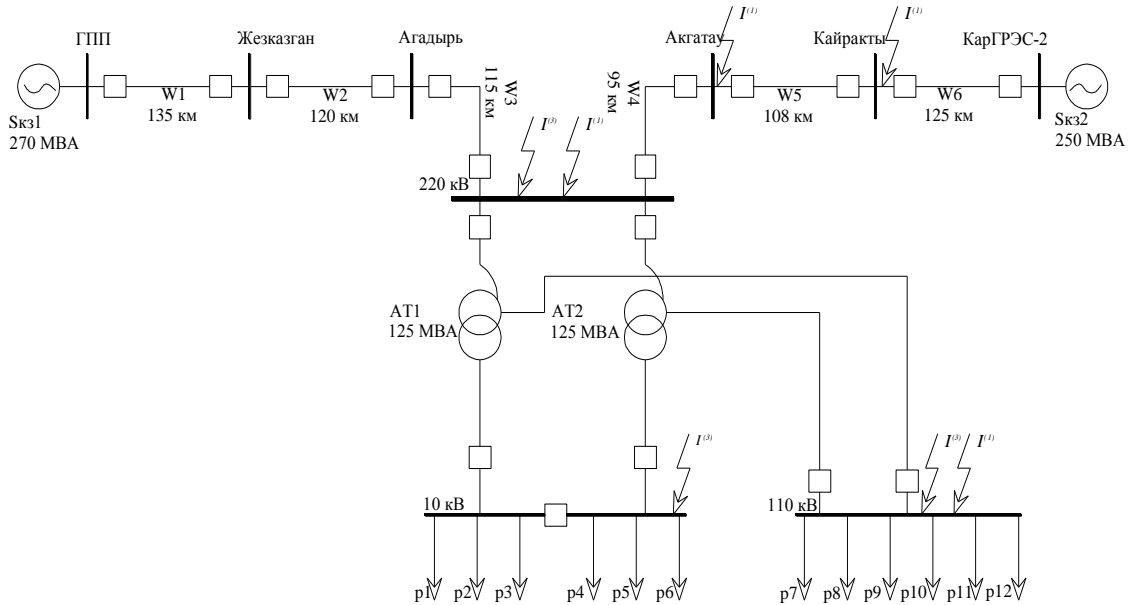


Рисунок 1.1 – Схема подстанции «Балхашская Центральная МЭС» 220/110/10 кВ

Таблица 1.1 – Исходные данные ЛЭП

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{1уд.}, \text{ Ом/км}$	$R_{1уд.}, \text{ Ом/км}$	$X_0, \text{ Ом/км}$
Л1	135	АС-240	0.418	0.131	1.293
Л2	120	АС-240	0.418	0.131	1.293
Л3	115	АС-240	0.418	0.131	1.293
Л4	95	АС-240	0.418	0.131	1.293
Л5	108	АС-240	0.418	0.131	1.293
Л6	125	АС-240	0.418	0.131	1.293

Таблица 1.2 – Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Нагрузка, МВт	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08

Таблица 1.3 – Данные потребителей на 110 кВ

Потребитель	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Нагрузка, МВт	18.75	18.75	18.75	18.75	18.75	18.75

Таблица 1.4 – Мощности систем

$S_{кзс1}, \text{ МВА}$	270
$S_{кзс2}, \text{ МВА}$	250

Таблица 1.5 – Номинальные параметры автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт				U_k , %		
	ВН	СН	НН	P_{xx}	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
125	230	121	11	105	430	-	-	11	45	28

Условия выбора трансформатора $S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 S_{\text{нагр}}$.

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы или энергоснабжения района.

Для выбора схем важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема может быть разной.

При выборе схем электрических соединений подстанции должны учитываться факторы:

- а) значение и роль подстанции для энергосистемы;
- б) положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения сетей;
- в) категория потребителей по степени надежности электроснабжения;
- г) перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети.

Схема подстанции тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

- а) обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;
- б) учитывать перспективу развития;
- в) допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- г) учитывать требования противоаварийной автоматики;
- д) обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции

Основой выбора принципиальной схемы подстанции является выбор силового трансформатора.

При выборе числа и мощности трансформатора важным критерием является надежность электроснабжения. Для удобства эксплуатации систем энергоснабжения следует стремиться выбирать не более двух-трех стандартных мощностей основных трансформаторов. Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов. Желательно устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.

Выбор числа трансформаторов связан с режимом работы подстанции. Также необходимо учитывать требование резервирования потребителей.

Потребители I и II категории должны получать питание от двух независимых источников электроэнергетики.

При выборе трансформаторов следует учитывать их перегрузочную способность, которая зависит от характера графика нагрузки[1].

заданной конфигурации сети;

Недостатки схемы: при повреждении трансформатора T1 отключается выключатель со стороны низкого напряжения и выключатели Q1, Q2. В этом случае линия W1 оказывается отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет[1].

Вариант 2 (рисунок 2.2).

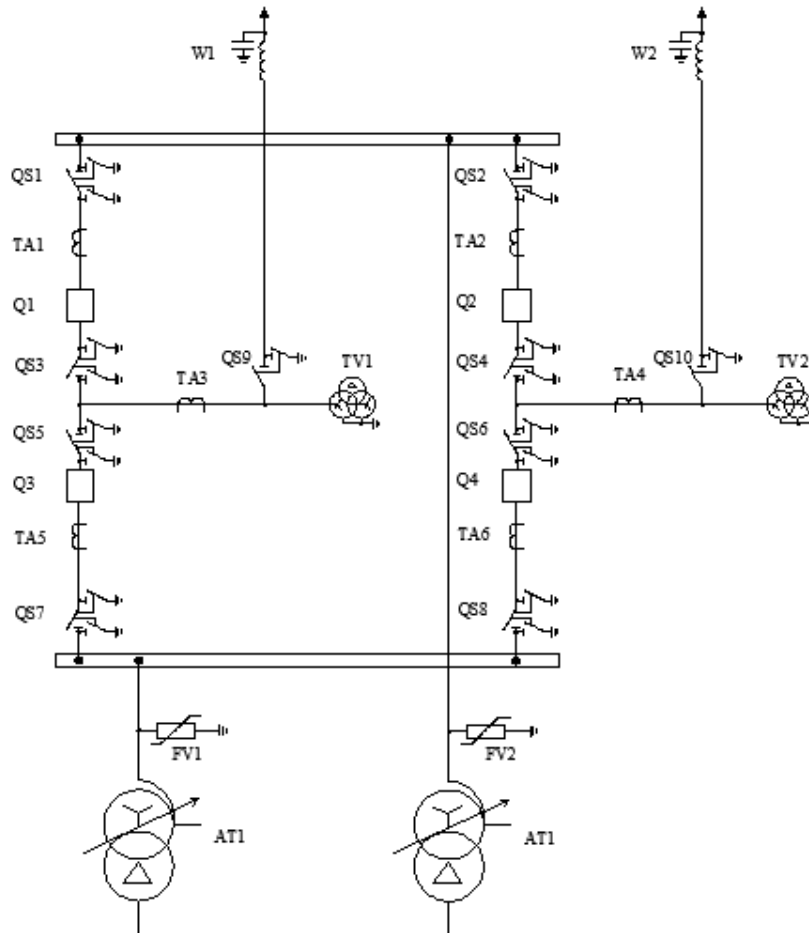


Рисунок 2.2 – Схема РУ 220 кВ. Четырехугольник

Рассматриваемая схема является альтернативной по отношению к варианту 1.

Преимущества схемы:

а) эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения);

б) позволяет производить опробования и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов;

в) схема обладает высокой надежностью.

Недостатки схемы: схему четырехугольника наиболее предпочтительно использовать для двухтрансформаторных подстанций 500 и 750 кВ с двумя линиями, для подстанций 110-330 кВ эта схема применяется при наличии соответствующих технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности[1].

Из двух типов схем мы выбрали вариант 1 «схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», из-за ее экономической целесообразности.

Выбор электрической схемы РУ 110 кВ.

Вариант 1 (рисунок 2.3).

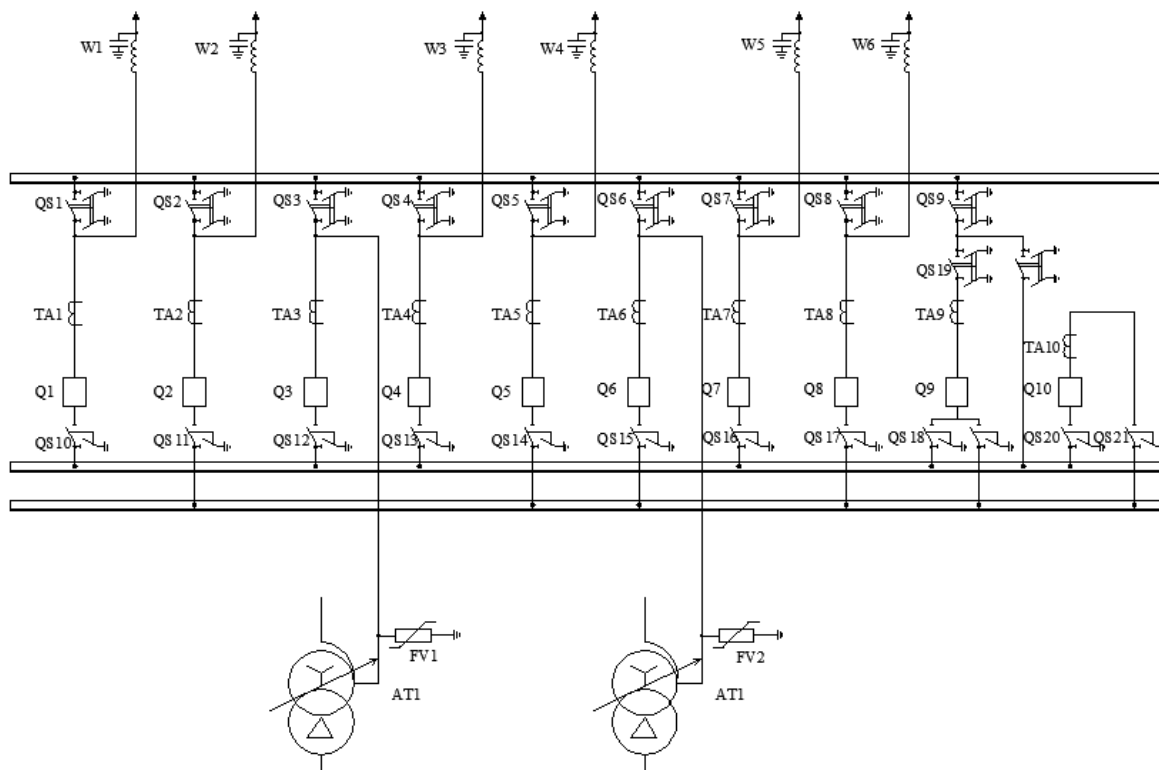


Рисунок 2.3 – Схема РУ 110 кВ. С одной рабочей и обходной системами шин

Для РУ 110 кВ с шестью отходящими линиями и восьмью присоединениями, питающей подстанции, конкурирующими являются представленные схемы.

Обходная система шин дает возможность вывести в ревизию или в ремонт любую рабочую систему шин и любой выключатель без перерыва питания. Обходную систему шин можно присоединить к любой основной системе шин через обходной выключатель. Разъединители служат только для снятия напряжения с оборудования и отдельных цепей и не используются как оперативные аппараты.

Недостатки схемы:

- на все время ремонта линейного выключателя параллельная работа секции, а следовательно, и линий нарушается;
- в цепях трансформатора в рассматриваемой схеме установлены отделители;
- при повреждении в трансформаторе (например, АТ1) отключаются выключатели линий w1-w3 и выключатель Q10. Такая схема требует четкой работы автоматики.

Данная схема рекомендуется для ВН подстанции 110 кВ, когда

нарушение параллельной работы линии допустима и отсутствует перспектива дальнейшего развития[1].

Вариант 2 (рисунок 2.4).

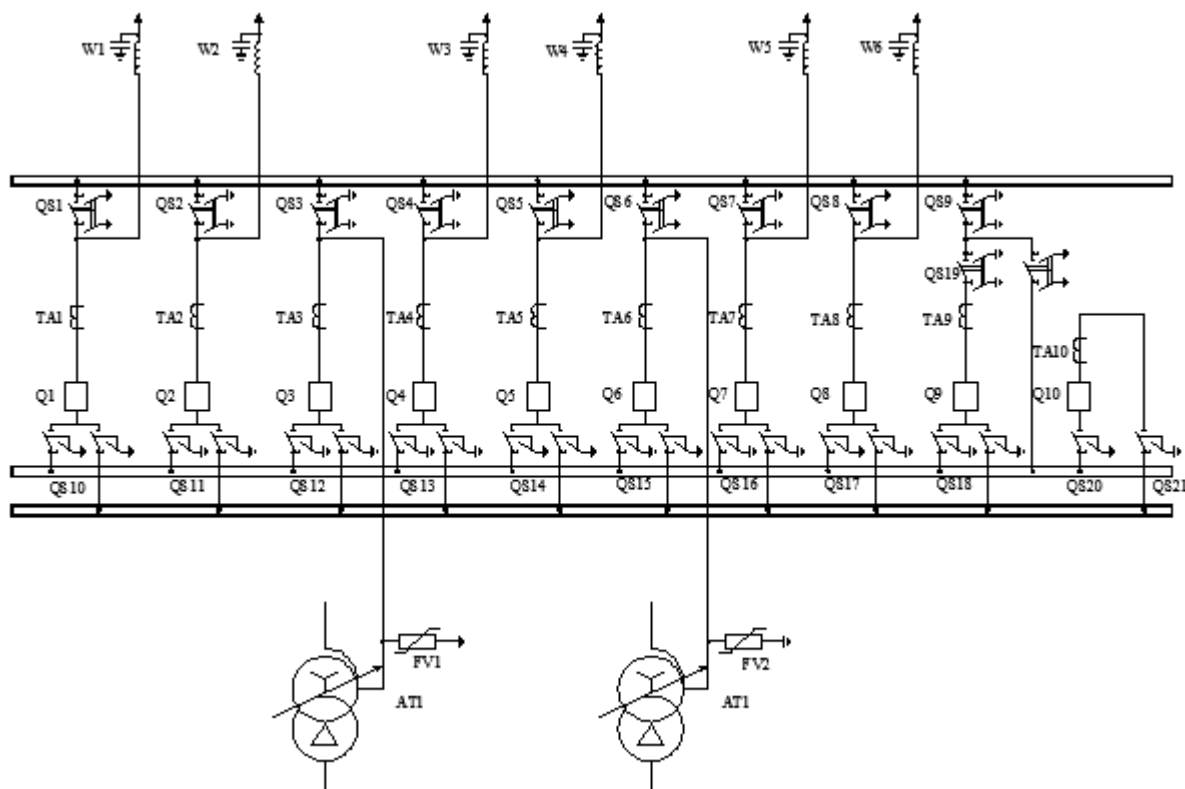


Рисунок 2.4 – Схема РУ 110 кВ. С двумя рабочими и обходной системами шин

Широкое применение данной схемы в РУ 110 кВ обусловлено её большой оперативной гибкостью и надёжностью. Применение двух совмещённых ШСОВ, включаемых последовательно через обходную систему шин, позволяет исключить потерю двух секций в случае отказа одного из них и обеспечить возможность ремонта каждого из них. Схема обеспечивает возможность расширения. В нормальном режиме половина линий и автотрансформаторов присоединена к одной системе шин, другая половина - ко второй системе; при этом ШСОВ включён и обеспечивает параллельную работу всех присоединений. При необходимости использовать ШСОВ по прямому назначению надо отключить его, разделив рабочие системы шин, затем отключить разъединитель в перемычке и воспользоваться ОБ. К недостаткам данной схемы следует отнести:

1) отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех линий, присоединённых к данной системе шин. Ликвидация аварии затягивается, т.к. все операции по переходу с одной системы шин на другую производится разъединителями;

2) большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ.

Достоинством этой схемы является возможность ремонта любой

системы шин без отключения потребителей и источников. Достоинством является и то, что при КЗ на одной системе шин потребители теряют питание только на время переключения на другую систему шин. Из приведённого анализа схем видно, что вторая схема содержит меньшее количество выключателей, а значит, ее стоимость дешевле. К тому же вторая схема имеет более высокую надежность. Поэтому в качестве электрической схемы РУ 110 кВ выбираем вторую схему - «с двумя рабочими и обходной системами шин»[1].

В связи с выше перечисленными достоинствами схемы «с двумя рабочими и обходной системами шин» по отношению к варианту 1 к установке приняли вариант 2.

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ.

Вариант 1 (рисунок 2.5).

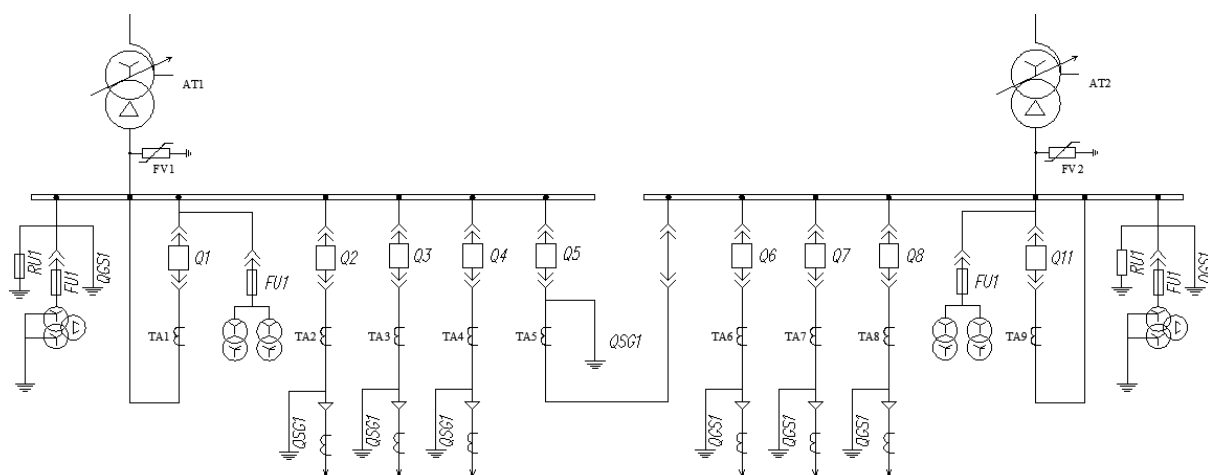


Рисунок 2.5 – Схема КРУ-С-1/-8.4ТЭ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это РУ, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, т.к. все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, при необходимости легко производится реконструкция и расширения электроустановки[2].

Вариант 2 (рисунок 2.6).

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является схема с одной секционированной системой сборных шин. Авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей, вторая секция и все присоединение к ней остаются в работе.

Основными достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

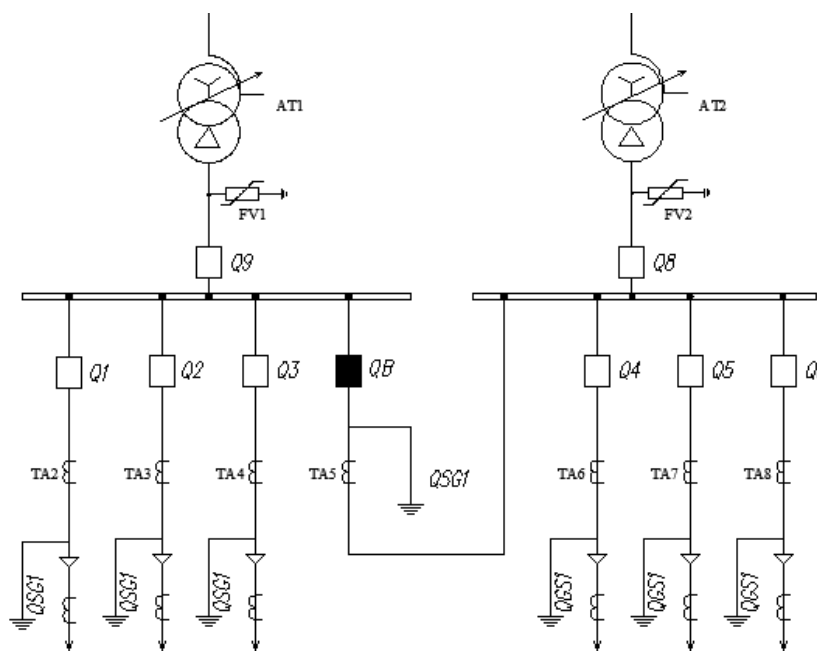


Рисунок 2.6 – Схема РУ 10 кВ. С одной системой сборных шин секционированной выключателем

Однако схема обладает и рядом недостатков: при повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, не резервированные по сети, отключаются на все время ремонта[1].

Из рассмотренных вариантов, учитывая тот фактор, что схема вариант 2 рассмотрена в качестве ОРУ к установке принимаем вариант 1 (КРУ 10 Кв), что можно обосновать следующими критериями:

- из выше перечисленных достоинств КРУ видим преимущество в удобстве эксплуатации и ремонте персоналом подстанции;
- площадь, занимая КРУ гораздо меньше относительно ОРУ 10 кВ;
- также можно учесть фактор упрощения при монтаже КРУ на подстанции, т.к. КРУ не приходится собирать разными модулями, оно собирается на заводе, что сокращает сроки проектирования и монтажа.

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования необходимо посчитать ток трехфазного короткого замыкания.

При расчетах токов КЗ принимается ряд допущений, которые значительно упрощают расчеты, не внося значительных погрешностей.

В расчетах не учитывается:

- а) емкостные проводимости на землю ЛЭП напряжением до 220 кВ;
- б) сдвиг по фазе Э.Д.С. различных источников питания;
- в) токи намагничивания автотрансформаторов;
- г) активное сопротивление элементов системы;

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

- а) Составляется расчетная схема. Намечаются точки КЗ: К1 – на

стороне ВН (220 кВ); К2 – на стороне СН (110 кВ); К3 – на стороне НН (10 кВ).

Расчетные схемы замещения токов КЗ выполнены в программе ElectronicsWorkbench и указаны в приложении А.

Определяем величины ЭДС энергосистем С1 и С2 и сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах[1].

При расчете, производимом в относительных единицах $E_{c1} = E_{c2} = 1,05$.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}}, \quad (2.1)$$

где $S_{\bar{o}}$ - базисная мощность, МВА;
 $S_{кз}$ - мощность КЗ энергосистемы, МВА.

$$X_{c1} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз1}} = \frac{1000}{270} = 3,703,$$

$$X_{c2} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз2}} = \frac{1000}{250} = 4.$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{вт} = \frac{U_{вс} + U_{вн} - U_{сн}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт}}, \quad (2.2)$$

$$X_{см} = \frac{U_{вс} + U_{сн} - U_{вн}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт}}, \quad (2.3)$$

$$X_{нт} = \frac{U_{сн} + U_{вн} - U_{вс}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт}}, \quad (2.4)$$

где $S_{нт}$ - Номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{вм1} = X_{вм2} = \frac{U_{вс1} + U_{вн1} - U_{сн1}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт1}} = \frac{45 + 11 - 28}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 1,75,$$

$$X_{см1} = X_{см2} = \frac{U_{вс1} + U_{сн1} - U_{вн1}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт1}} = \frac{11 + 28 - 45}{200} \cdot \frac{1000}{125} = -3 \approx 0,$$

$$X_{нт1} = X_{нт2} = \frac{U_{сн1} + U_{вн1} - U_{вс1}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт1}} = \frac{45 + 28 - 11}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 3,87.$$

Сопротивление линии:

$$X_{л} = X_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (2.5)$$

где $X_{y\delta}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} –среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$$X_{л1} = X_{y\delta} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,418 \cdot 135 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,02,$$

$$X_{л2} = X_{y\delta} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,418 \cdot 120 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,864,$$

$$X_{л3} = X_{y\delta} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,418 \cdot 115 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,828,$$

$$X_{л4} = X_{y\delta} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,418 \cdot 95 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,684,$$

$$X_{л5} = X_{y\delta} \cdot l_5 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,418 \cdot 108 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,777,$$

$$X_{л6} = X_{y\delta} \cdot l_6 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,418 \cdot 125 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,9.$$

Результаты расчета сопротивлений сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1–Сопротивления элементов

Сопротивление элементов	Относительные единицы
X_{c1}	3,703
X_{c2}	4
$X_{л1}$	1,02
$X_{л2}$	0,86
$X_{л3}$	0,828
$X_{л4}$	0,684
$X_{л5}$	0,777
$X_{л6}$	0,9
$X_{BT1,2}$	1,75
$X_{CT1,2}$	0
$X_{HT1,2}$	3,87

Находим базисные токи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (2.6)$$

где $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВА;
 $U_{\bar{o}}$ – базисное напряжение, кВ.

$$I_{\bar{o}вн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА},$$

$$I_{\bar{o}сн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\bar{o}нн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 54,89 \text{ кА}.$$

Рассчитываем токи КЗ:

$$I_{кз} = I_{\bar{o}} \cdot I_{oe}, \quad (2.7)$$

где $I_{\bar{o}}$ – базисный ток, кА;
 I_{oe} – ток, измеренный амперметром в точках КЗ К1, К2, К3, полученный с помощью программы ElectronicsWorkbench(приложение А).

$$I_{кзвн} = 2,51 \cdot 0,328 = 0,823 \text{ кА},$$

$$I_{кзсн} = 5,02 \cdot 0,204 = 1,22 \text{ кА},$$

$$I_{кзнн} = 54,89 \cdot 0,119 = 9,61 \text{ кА}.$$

Рассчитываем ударные токи КЗ по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot k_{y\partial}, \quad (2.8)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания цепи КЗ, определяемый по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.9)$$

где $T_a=0,05$ – постоянной времени затухания цепи КЗ.

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,825$$

$$i_{y\partialвн} = \sqrt{2} \cdot I_{кзвн} \cdot k_{y\partial} = 1,414 \cdot 0,823 \cdot 1,825 = 2,117 \text{ кА};$$

$$i_{y\partialсн} = \sqrt{2} \cdot I_{кзсн} \cdot k_{y\partial} = 1,414 \cdot 1,22 \cdot 1,825 = 3,14 \text{ кА};$$

$$i_{y\partialнн} = \sqrt{2} \cdot I_{кзнн} \cdot k_{y\partial} = 1,414 \cdot 9,61 \cdot 1,825 = 24,8 \text{ кА};$$

Результаты расчета токов сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Токи короткого замыкания (КЗ)

Точки КЗ	$I_{кз}, \text{кА}$	$I_{уд}, \text{кА}$
К1	0,823	2,117
К2	1,22	3,14
К3	9,61	24,8

Выбор трансформатора собственных нужд.

Каждый трансформатор СН (рисунок 2.7) выбирается по полной нагрузке СН, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей[2].

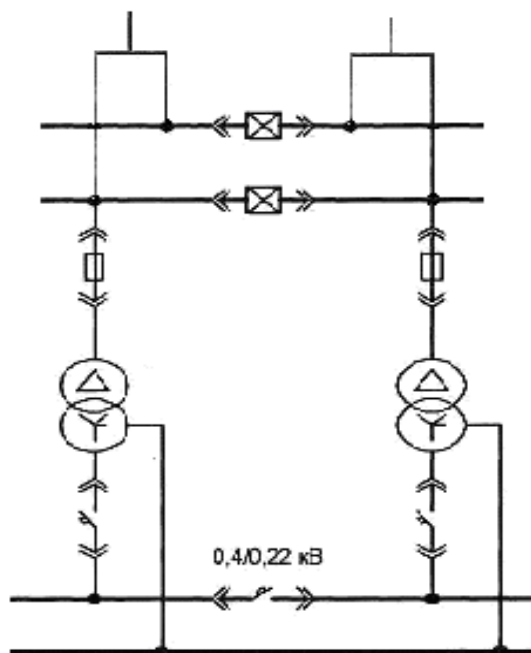


Рисунок 2.7 – Схема питания собственных нужд подстанции

Максимальная нагрузка собственных нужд:

$$P_{\text{max.сн}} = 600 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85;$$

Полная максимальная мощность:

$$S_{\text{max.сн}} = P_{\text{max.сн}} / \cos\varphi_{\text{ном}} = 600/0,85 = 706 \text{ кВА}.$$

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираем два трансформатора ТМС-1000/10 номинальной мощностью 1000 кВА.

2.5 Выбор электрических аппаратов

Выбор выключателей.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- а) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- б) быстрота действия, то есть наименьше время отключения;
- в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- г) возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- д) легкость ревизии и осмотра контактов;
- е) взрыво- и пожаробезопасность;
- ж) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{уст.ном}, кВ;$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб.макс}, А;$
- 3) $I_{дин} \geq I_{уд}, кА;$
- 4) $I_{отк} \geq I_n, кА;$
- 5) $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Рабочий ток определяется следующим образом:

$$I_{раб} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.10)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора.

Максимальный рабочий ток на стороне ВН и СН определяется следующим образом:

$$I_{раб.макс.} = \frac{1,4 \cdot S'_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.11)$$

где S'_n – наибольшая перспективная нагрузка на СН и НН.

В РУ 220 кВ максимальный рабочий ток протекает через выключатель в цепи автотрансформатора, когда второй автотрансформатор отключен:

$S_{номТ}=125МВА$. $S_{номТ}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$I_{раб.макс.} = \frac{125 \cdot 1,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 460,52 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток для РУ 110 кВ определяется при тех же условиях $S_{наг} = 112,5$ МВА при $S'_n = 0,9 S_{ном.Т}$:

$$I_{раб.макс.} = \frac{112,5 \cdot 1,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 827,6 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток для РУ 10 кВ определяется при тех же условиях $S_{наг} = 12,5 \text{ МВА}$ при $S'_н = 0.1 S_{ном.Т}$:

$$I_{раб.макс.} = \frac{2 \cdot 12,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1445,08 \text{ А.}$$

$I_{max} = 2I_{раб.}$, в связи с чем вводится коэффициент перегрузки 2[1].

К выбору представим два варианта выключателей:

Вариант1: Для РУ 220 кВ рассмотрели силовой выключатель 3AP1 DT производства SIEMENS. Одно из главных преимуществ 3AP1 DT работает надежно и способен выдержать большие нагрузки. Особо прочные фарфоровые изоляторы и конструкция выключателя, оптимизированная с использованием новейших методов расчета и проектирования, обеспечивают ему высокую сейсмостойкость в эксплуатации. Для всех диапазонов рабочих температур – 55 °С до +50 °С в качестве гасящего и изолирующего средства используется чистый элегаз.

Параметры и расчетные значения для проверки выключателя сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор выключателя на 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AP1 DT (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 245 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.макс.} = 460,52 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2117 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 823 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 823^2 \cdot 1,5 = 1,015 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Вариант 2: Рассматривали силовой выключатель LTB 245E1 производства АВВ. Данный электрический аппарат является трехполюсным автоматическим выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF6. Выключатель оборудован монитором плотности, который показывает плотность SF6. Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых крестообразных уплотнений из нитрильного каучука. Также в каждой дугогасительной камере помещается абсорбционный фильтр, который поглощает влагу и продукты разложения.

Параметры и расчетные значения для проверки выключателя сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор выключателя РУ 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель LTB 245E1 (ABB)
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 245 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.макс} = 460,52 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2,117 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 823 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 823^2 \cdot 1,5 = 1,015 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям. Аналогичным образом проверяем остальное оборудование.

Из двух вариантов принимаем к установке вариант 1 Выключатель 3AP1 DT (Siemens), т.к. оборудование фирмы Siemens принятое к установке на подстанции является более простым в исполнении, облегчает работу персонала на подстанции и упрощает монтажные и пусконаладочные работы.

К выбору представим два варианта выключателей:

Для РУ 110 кВ рассмотрели элегазовый силовой выключатель 3AP1 DT производства SIEMENS. Силовой выключатель является трехполюсным автоматическим компрессионным в исполнении для наружной установки, где в качестве изолирующего и дугогасящего средства применяется элегаз. Выключатель имеет один пружинный привод на все фазы, что позволяет ему выполнять операцию АПВ на трех фазах.

Параметры и расчетные значения для проверки данного выключателя сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор выключателя на 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AP1 DT (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.макс} = 827,6 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3148 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1220 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1220^2 \cdot 1,5 = 2,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Вариант 2: Рассмотрели силовой выключатель LTB 145 D1/B производства АВВ. Данный электрический аппарат является трехполюсным автоматическим выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF6. Выключатель оборудован монитором плотности, который показывает плотность SF6. Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых крестообразных уплотнений из нитрильного каучука. Также в каждой дугогасительной камере помещается абсорбционный фильтр, который поглощает влагу и продукты разложения.

Параметры и расчетные значения для проверки данного выключателя сведем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Выбор выключателя РУ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель LTB 145 D1/B (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.макс} = 827,6 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3148 \text{ А};$	$I_{дин} = 104 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1220 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1220^2 \cdot 1,5 = 2,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Из двух вариантов выбираем к установке вариант 1 Выключатель 3AP1 DT (Siemens), обусловлено выше указанным обоснованием.

Для РУ 10 кВ выбираем КРУ-С-10-8.4ТЭ производства AREVA.

Параметры КРУ и расчетные значения для проверки сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Выбор выкатного выключателя на КРУ 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	AREVA
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.} = 1445,08 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 24800 \text{ А};$	$I_{дин} = 51 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 9610 \text{ А};$	$I_{отк} = 20 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 9610^2 \cdot 1,5 = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ};$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб.макс.}, \text{ А};$
- 3) $I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ кА};$
- 4) $I_{мер2} \cdot t_{мер} \geq B_k, \text{ кА}.$

На РУ 220 кВ выбирали разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS ввиду его надежности и экономической целесообразности.

Параметры разъединителей и расчетные значения для проверки сведем в таблицы 2.8-2.9.

Таблица 2.8 – Выбор разъединителя 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 245 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.макс} = 460,52 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1250 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2117 \text{ А};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 823^2 \cdot 1,5 = 1,015 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На РУ 110 кВ выбирали разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS ввиду

его надежности и экономической целесообразности.

Горизонтально-поворотный разъединитель типа DBF4 состоит из главного ножа, двух опорных изоляционных колон, стальной секционированной рамы с опорными подшипниками и поворотными рычагами для крепления продольных и поворотных поперечных тяг, а также электродвигательного привода.

Таблица 2.9 – Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс.}$	$I_{раб.макс.} = 827,6 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1250 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3148 \text{ А};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 3148^2 \cdot 1,5 = 2,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ};$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб.макс}, \text{ А};$
- 3) $I_{сквоз} \geq I_{уд}, \text{ кА};$
- 4) $r_{2номТА} \geq r_{2расч}, \text{ Ом}.$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_k, \text{ Ом}, \quad (2.12)$$

где $r_k = 0.05 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов, принятое в проекте;

$r_{приб}$ – сопротивление токовых обмоток приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление проводов.

Потребляемая мощность терминалов SIEMENS (по каталогу):
 $S_{терминал} = 0,3 \text{ ВА}.$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{терминал}}{I_{2ТА}^2}, \text{ Ом} \quad (2.13)$$

где $I_{2ТА} = 5 \text{ А}$ – вторичный ток трансформатора тока.

$$r_{приб} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Общая длина соединительного кабеля составляет $l = 60 \text{ м}$, сечение кабеля – $F = 2,5 \text{ мм}^2$, тип кабеля – медный, удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ [3].

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{s}, \text{ Ом} \quad (2.14)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом};$$

Расчетное сопротивление вторичной нагрузки определим по формуле:

$$r_{2\text{расч}} = 0,42 + 0,012 + 0,05 = 0,482 \text{ Ом}$$

В вводы установленного на подстанции трансформатора встроены ТТ типа ТВТ. Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения для проверки приведены в таблицах 2.10 – 2.12.

На высокой стороне (220 кВ) в качестве выносных трансформаторов тока выберем ТФЗМ.

На РУ 220 в качестве встроенных трансформаторов тока выберем ТВТ-220-1000/5

Таблица 2.10– Измерительный трансформатор тока ТВТ-220-1000/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб.макс.}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 460,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 2,117 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,61 \text{ Ом}$

На СН 110 выберем трансформатор тока типа ТВТ-110-1000/5

Таблица 2.11– Измерительный трансформатор тока ТВТ-110-1000/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб.макс.}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 827 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 3,180 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,56 \text{ Ом}$

На КРУ 10кВ в качестве трансформаторов тока выберем ТОЛ10

Таблица 2.12– Измерительный трансформатора тока ТОЛ10

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб.макс.}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1445,08 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,61 \text{ Ом}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 24,8 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$

На стороне ВН АТ: ТВТ-220-1000/5;

На стороне СН АТ: ТВТ-110-1000/5;

На стороне НН АТ: ТОЛ-10-2500/5.

На РУ 110 и 220 кВ к установке приняли ТТ типа ТФЗМ для наружной установки. Выбор и проверка по 10% характеристики указана в приложении В.

ТТ проверяются на нагрузочную способность. Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г. Псков.

Результаты расчетов представим на скриншотах программы (рисунок 2.9-2.14).

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл [%]	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТШЛ-10	2000	5	0.5	20	35	0.28	0.3	0.8
ТШЛ-10	3000	5	P	25	35	0.54	0.67	1.2
ТШЛ-10	3000	5	0.5	20	35	0.36	0.52	0.8
ТШЛ-10	4000	5	P	25	35	0.72	1	1.2
ТШЛ-10	4000	5	0.5	20	35	0.48	0.54	0.8
ТШЛ-10	5000	5	P	25	35	0.9	1.03	1.2
ТШЛ-10	5000	5	0.5	20	35	0.6	0.65	0.8
ТШЛП-10	1000	5	P	25		0.3	0.1	1.2
ТШЛП-10	1000	5	0.5	20		0.125	0.001	0.8
ТШЛП-10	2000	5	P	25		0.45	0.5	1.2
ТШЛП-10	2000	5	0.5	20		0.2	0.001	0.8
ТВТ-220	1000	5	-	30	25	0.61	0.71	1.2
ТВТ-220	2000	5	-	30	25	1.22	1.72	2
ТВТ-220	3000	5	-	30	25	1.82	3.1	2.4
ТВТ-220	4000	5	-	30	25	2.44	3.04	3
ТВТ-220	1000	1	-	30	25	10.4	22.9	30
ТШВ-15	6000	5	P	15	20			1.2
ТШВ-15	6000	5	0.5	15	20			1.2
ТШВ-15	8000	5	P	15	20			1.2
ТФНД-110М	300	5	0.5	12		0.33	1	1.2

Рисунок 2.9 – Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ

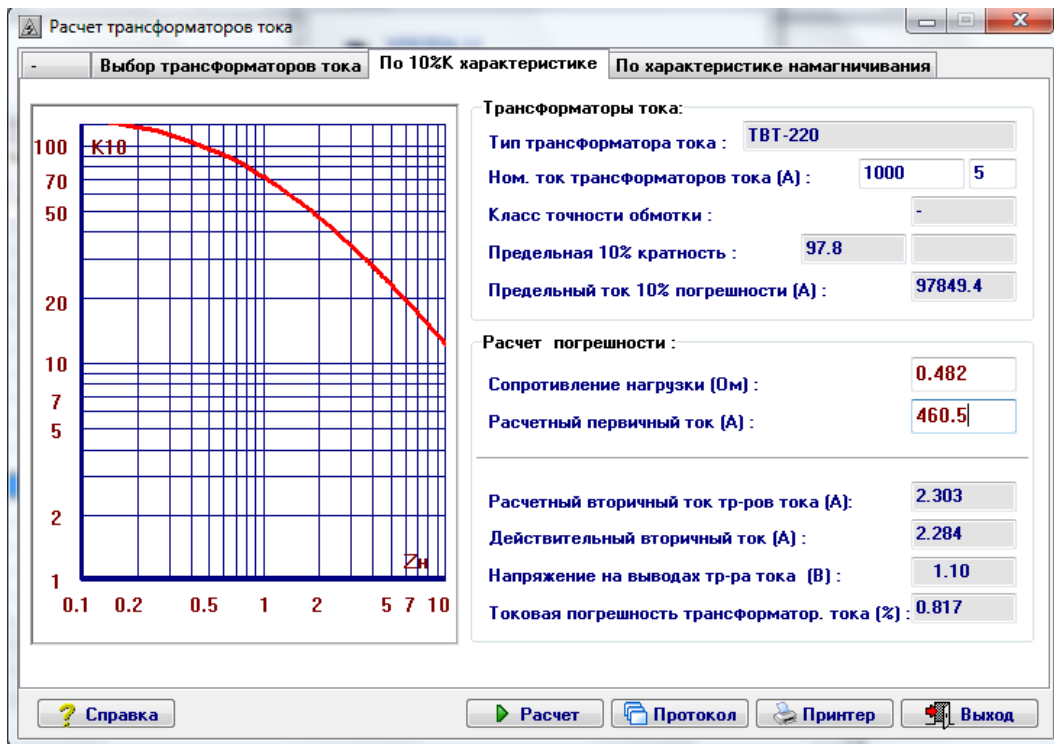


Рисунок 2.10 – Расчет погрешности TBT-220-1000/5

Аналогично производится проверка трансформаторов тока на сторонах 110 и 10 кВ.

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока | По 10%K характеристике | По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (A)	I2ном (A)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
TBT-110	100	5	-	12	25	0.056	0.21	0.6
TBT-110	150	5	-	15	25	0.084	0.13	0.6
TBT-110	200	5	-	28	25	0.11	0.39	0.6
TBT-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1.2
TBT-110	200	5	-	20	25	0.11	0.39	0.8
TBT-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1
TBT-110	400	5	-	20	25	0.222	0.37	1.6
TBT-110	600	5	-	20	25	0.334	0.68	2
TBT-110	400	5	-	24	25	0.222	0	1.2
TBT-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
TBT-110	750	5	-	24	25	0.42	0	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.2
TBT-110	1500	5	-	24	25	0.675	1	1.2
TBT-110	2000	5	-	24	25	0.9	1.3	1.6
TBT-110	400	1	-	24	25	3.8	0	30
TBT-110	600	1	-	24	25	5.6	0	30
TBT-110	750	1	-	24	25	7.2	0	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	30

Поиск: 220

Справка | Расчет | Протокол | Принтер | Выход

Рисунок 2.11 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

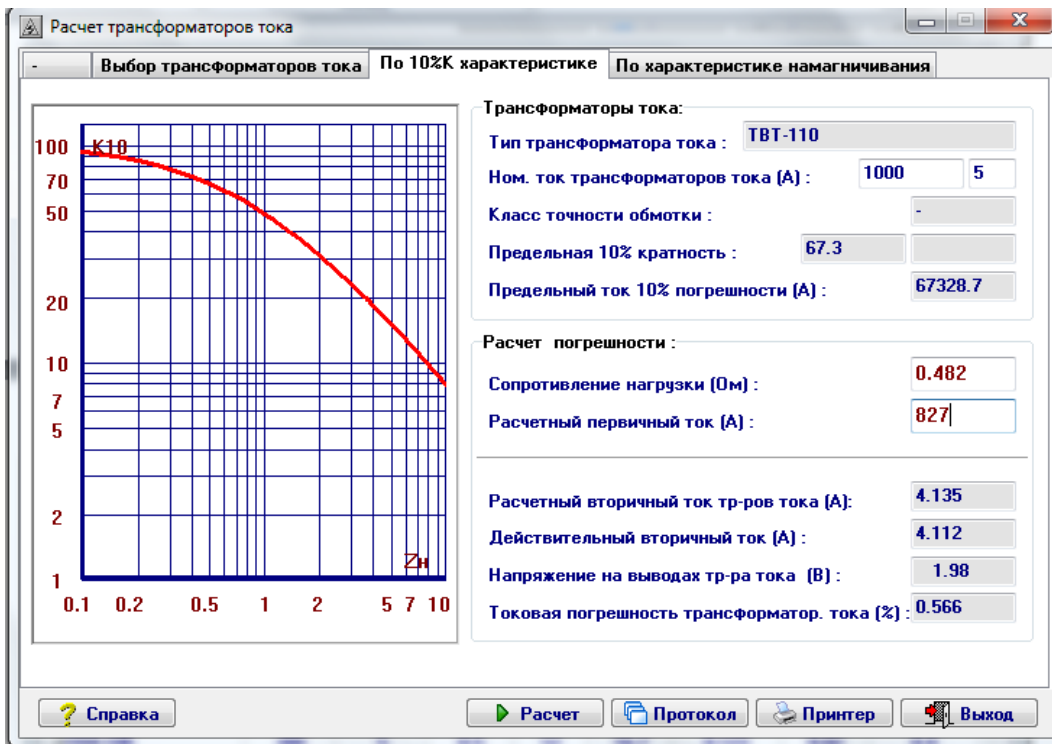


Рисунок 2.12 – Расчет погрешности ТВТ-110-100

The screenshot shows the 'Расчет трансформаторов тока' software window with a table of transformer options. The 'ТОЛ-10' row with a primary current of 2500 A is selected.

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТВЛМ-10	1500	5	P	20		0.41	0.88	0.6
ТВЛМ-10	1500	5	0.5	15		0.36	0.95	0.4
ТПЛМ-10	300	5	P	13		0.21	0.07	0.6
ТПЛМ-10	300	5	0.5	10		0.18	0.3	0.4
ТПЛМ-10	400	5	P	15		0.29	0.36	0.6
ТПЛМ-10	400	5	0.5	12		0.24	0.55	0.4
ТОЛ-10	300	5	P	18	18.4	0.166	0	0.6
ТОЛ-10	300	5	0.5	13	18.4	0.114	0	0.4
ТОЛ-10	400	5	P	22	18.4	0.224	0	0.6
ТОЛ-10	400	5	0.5	17	18.4	0.153	0	0.4
ТОЛ-10	600	5	P	18	23	0.224	0	0.6
ТОЛ-10	600	5	0.5	13	23	0.188	0	0.4
ТОЛ-10	800	5	P	22	23	0.229	0	0.6
ТОЛ-10	800	5	0.5	17	23	0.205	0	0.4
ТОЛ-10	1000	5	P	18	36	0.342	0	0.6
ТОЛ-10	1000	5	0.5	14	36	0.225	0	0.4
ТОЛ-10	1500	5	P	29	36	0.537	0	0.6
ТОЛ-10	2500	5	0.5	17	36	0.363	0	0.4
ТФНД-110М	600	5	Д	20		0.48	0	1.2
ТФНД-110М	600	5	0.5	12		0.33	0	1.2

Buttons at the bottom include: Справка, Расчет, Протокол, Принтер, Выход.

Рисунок 2.13 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

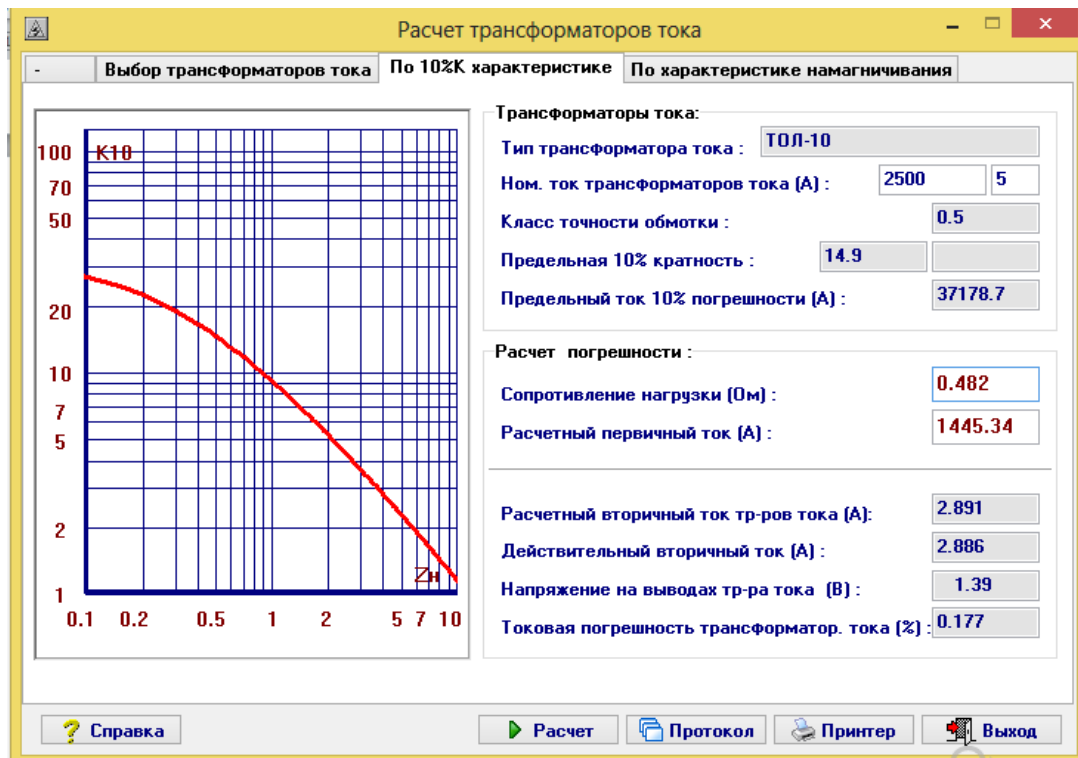


Рисунок 2.14 – Расчет погрешности ТВТ-10-2500/5

Из результатов расчёта можно сделать вывод, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяет требованию по 10% погрешности.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

$$1) U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ};$$

$$2) r_{2номTV} \geq r_{2расч}, \text{ Ом}.$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин низшего и среднего напряжения и все катушки напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключаются к этому трансформатору напряжения.

Для РУ 220кВ выбираем ТН типа НКФ-220-58;

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа НКФ-110-57;

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа НАМИ(Т)-10-66.

Выбор плавких предохранителей в цепи трансформаторов собственных нужд.

Для защиты ТСН используются кварцевые предохранители типа ПКТ, которые имеют неограниченную отключающую способность и отличаются от обычных кварцевых предохранителей материалом плавкой вставки.

$$I_{рабнб} = \frac{706}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 47,96 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ПКТ 102-10-50-12,5У3.

Расчетные и паспортные параметры приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13– Выбор предохранителей

Паспортные данные	Расчетные значения
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{раб.макс.} = 47,96 \text{ А}$
$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 9,33 \text{ кА}$

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН по каталогу продукции производства SIEMENS:

На стороне ВН: 3EP1 245 – 1PL1;

На стороне СН: 3EP1 123 – 1PL1;

На стороне НН: 3EP1 012 – 1PL1.

3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

3.1 Основные положения

Согласно ПУЭ электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

в) обеспечивают требуемую селективность и чувствительность;

г) не препятствуют применению автоматики.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Надежность функционирования релейной защиты должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

Для релейных защит с выдержками времени в каждом конкретном случае следует рассматривать целесообразность обеспечения действия защиты от начального значения тока или сопротивления при КЗ для исключения отказов срабатывания.

На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для ее действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью, то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования, т.е. действующая при отказе основной защиты данного элемента или выведении ее из работы.

Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициента чувствительности[4].

3.2 Релейная защита автотрансформаторов подстанции

Основные положения.

Согласно ПУЭ для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- 8) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности[4].

Выбор терминала защиты.

Реле дифференциальной защиты 7UT6 применяются для быстрого и селективного отключения коротких замыканий в трансформаторах и автотрансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся электрических машинах, например, в двигателях и генераторах, а также на коротких линиях и сборных шинах. Защита может применяться для трехфазных и однофазных трансформаторов.

Конкретное применение устройства может быть определено параметризацией. Это позволяет максимально адаптировать реле к защищаемому объекту.

Кроме функции дифференциальной защиты устройство включает резервную токовую защиту обмоток со стороны звезды. Дополнительно можно использовать защиту от низко- или высокоомных замыканий на землю, защиту обратной последовательности и защиту при отказе выключателя. Реле позволяет выполнять измерение и контроль температур с помощью внешних термодатчиков. Поэтому возможно полностью контролировать термическое состояние трансформатора, например, вычислить температуру масла на активном участке.

Реле обеспечивает легкодоступное местное управление и функции автоматизации.

Встроенная программируемая логика позволяет пользователям добавлять их собственные функции, например, для автоматизации операций в распределительном устройстве. Могут также генерироваться пользовательские сообщения. Гибкие коммуникационные интерфейсы открыты для взаимодействия модемных коммуникационных архитектур с системами управления.

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613 (рисунок 3.1), обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты 7UT613 АТ1 осуществляет функции основных защит автотрансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

Назначение внутренних функций устройства.

87Т – Продольная дифференциальная токовая защита, срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в зоне ограниченной трансформаторами тока. Защита действует на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени, пуск УРОВ.

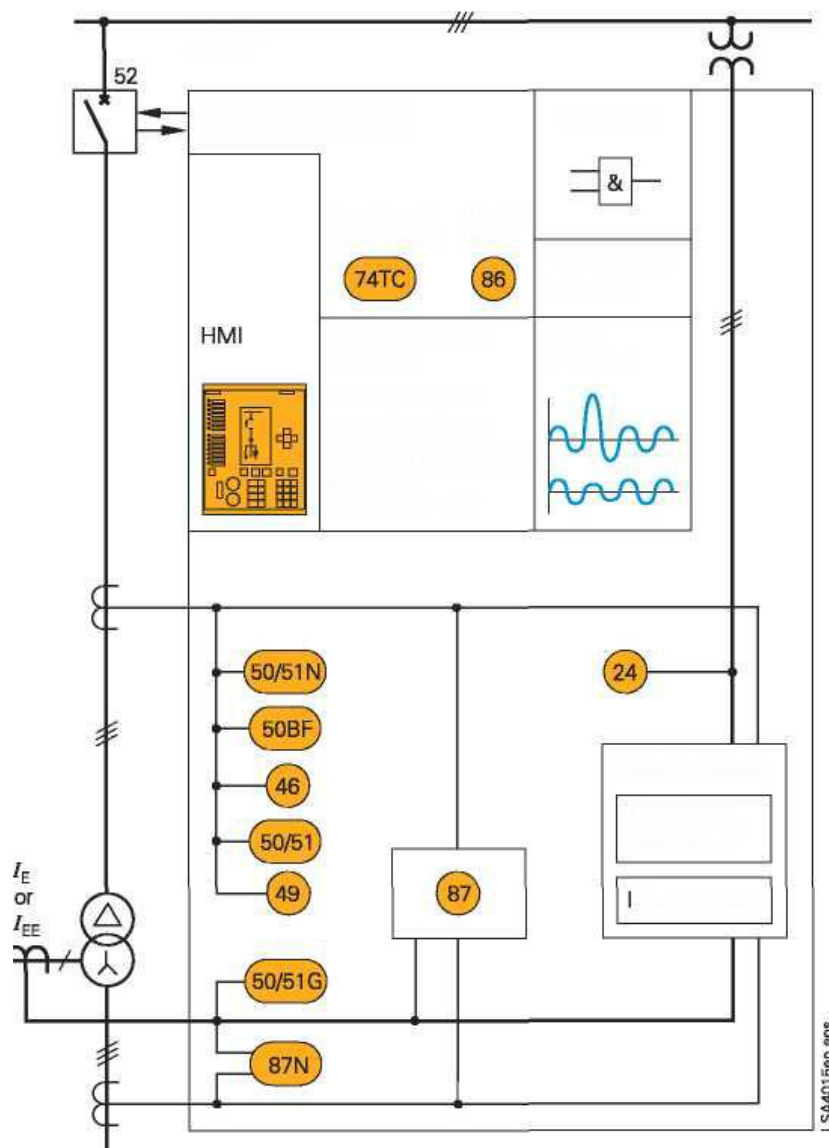


Рисунок 3.1 – Функциональная схема терминала дифференциальной защиты 7UT613

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной

трансформаторами тока.

Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ.

50, 51 – Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I>$, $I>>$, 51) на стороне 220 кВ, на выводах общей обмотки АТ и на стороне 10 кВ[5].

Переключение групп уставок защит устройства (с помощью клавиатуры устройства).

Дифференциальная токовая защита.

Расчет дифференциальной токовой защиты производится по данным, предоставленным в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	328.42	565.4	722.54
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	1000/5	1000/5	2500/5
Схема соединения трансформаторов тока	$K_{сх} = 1$	Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	1.64	2.82	1.44

Расчет чувствительного органа

1) Отстройка от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»:

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.тормнач.п.} = 1.5 \cdot (I_{нб.тормнач.п.}^I + I_{нб.тормнач.п.}^{II}), \quad (3.1)$$

$$I_{нб.тормнач.п.}^I = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{ном}, \quad (3.2)$$

$$I_{нб.тормнач.п.}^{II} = (U_{\alpha} \cdot K_{тока\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{тока\beta}) \cdot I_{ном}, \quad (3.3)$$

$$I_{сз.минотн.ед} = \frac{I_{сз.мин}}{I_{ном}}, \quad (3.4)$$

$$I_{нб.тормнач.п.}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0.3 \cdot 328.42 = 98.52 \text{ А};$$

$$I_{нб.тормнач.п.}^{II} = 0.12 \cdot 328.42 = 39.41 \text{ А};$$

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.тормнач.п.} = 1.5 \cdot (98.52 + 39.41) = 206.89 \text{ А};$$

$$I_{сз.минотн.ед} = \frac{206.89}{328.42} = 0.63 \text{ о.е.}$$

где $I_{нб.тормнач.п.}^I$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I_{нб.тормнач.п.}^{II}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью регулированием напряжения автотрансформатора;

$K_{отс.} = 1.5$ – коэффициент отстройки от макс. тока небаланса;

$K_{одн.} = 0.5 \div 1$ – коэффициент однотипности, учитывающий различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему. Для реле с торможением принимается $K_{одн.} = 1$;

$\varepsilon = 0.1$ – коэффициент, учитывающий погрешность в 10 % ТА;

$K_{пер.} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходной режим.

Отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного автотрансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения к.з., а также от переходных токов небаланса при внешних к.з..

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{ном}, \quad (3.5)$$

$$I_{сз.мин} = 0.2 \cdot 328.42 = 65.68 \text{ A.}$$

За расчетное значение $I_{сз.мин}$ принимается большее из полученных значений:

$$I_{сз.мин} = 206.89 \text{ A,}$$

$$I_{сз.минотн.ед} = 0.63 \text{ о.е..}$$

Расчет коэффициента торможения (наклонная часть тормозной характеристики).

За расчетный для выбора $K_{торм}$. Принимается режим, при котором он получается максимальным.

$$I_{нб.расч.пер.} = [K_{пер.} \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + (U_{\alpha} \cdot K_{тока\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{тока\beta})] \cdot I_{кз}, \quad (3.6)$$

где $I_{нб.расч.п.}$ – относительный максимальный расчетный первичный ток небаланса при расчетном внешнем к.з., при котором $K_{торм}$ получается максимальным.

Составляющие тока небаланса рассчитываем для плеча 110 кВ:

$$I_{нб.расч.пер.} = [K_{пер.} \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + (U_{\alpha} \cdot K_{тока\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{тока\beta})] \cdot I_{кз}, \quad (3.7)$$

$$I_{нб.расч.пер.} = [2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12] \cdot I_{кз}, \quad (3.8)$$

$$I_{нб.расч.отн.} = I_{торм.расч.отн.1} + I_{торм.расч.отн.2} + I_{торм.расч.отн.3}, \quad (3.9)$$

где $I_{торм.расч.отн.1}$, $I_{торм.расч.отн.2}$, $I_{торм.расч.отн.3}$ – относительные токи при расчетном внешнем к.з., подводимые к цепям торможения от всех плеч защиты защищаемого автотрансформатора.

$$I_{нб.расч.отн.} = \frac{0.63 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} \quad (3.10)$$

$$I_{нб.расч.отн.}^{110кВ} = \frac{0.63 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{0.63 \cdot 1061.4}{328.42} = 2.03;$$

$$I_{нб.расч.отн.}^{10кВ} = \frac{0.63 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{0.63 \cdot 8360.7}{328.42} = 16.$$

Суммарный расчетный ток $\sum I_{торм.расч.п}$ рассчитан:

$$\sum I_{торм.расч.п} = \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}}, \quad (3.11)$$

$$\sum I_{торм.расч.п}^{110кВ} = \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{2 \cdot 1061.4}{328.42} = 6.46;$$

$$\sum I_{торм.расч.п}^{10кВ} = \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{2 \cdot 8360.7}{328.42} = 50.9.$$

Коэффициент торможение рассчитан по формуле:

$$K_{торм} = \frac{1.5 \cdot I_{нб.расч.отн.} - I_{сз.мин}}{\sum I_{торм.расч.отн.} - I_{торм.нач.отн.}}, \quad (3.12)$$

$$K_{торм}^{110кВ} = \frac{1.5 \cdot 2.03 - 0.63}{6.46 - 1} = 0.44;$$

$$K_{торм}^{10кВ} = \frac{1.5 \cdot 16 - 0.63}{50.9 - 1} = 0.47.$$

Таблица 3.2– Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты автотрансформатора

Режим	Расчетная точка и вид КЗ	$I_{кз}^{(2)}$, А	$I_{нб.расч.отн.}$, о.е.	$\sum I_{торм.расч.п}$	$K_{ТОРМ}$
Опробование от сети 220	На вводе 110 кВ, 2-х ф. КЗ	1061.4	2.03	6.46	0.44
Опробование от сети 220	На вводе 10 кВ, 2-х ф. КЗ	8360.7	16	50.9	0.47

Коэффициент торможения примем $K_{ТОРМ} = 0.47$.

Оценка чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 110 кВ, А:

$$I_{кз}^{(2)} = 0.87 \cdot 1200 = 1061.4 \text{ А};$$

а) Без учета торможения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ном}} \cdot I_{\text{сз.миномтн.ед}}}, \quad (3.13)$$

б) С учетом торможения током плеча 110 кВ автотрансформатора:

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ном}}}, \quad (3.14)$$

$$I_{\text{сз.тормотн.}} = K_{\text{торм}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (3.15)$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = I_{\text{сз.тормотн.}} + I_{\text{сз.миномтн.ед}}, \quad (3.16)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{\text{сз.отн.}}}, \quad (3.17)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{1061.4}{565.4} = 1.57 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.тормотн.}} = 0.47 \cdot (1.27 - 1) = 0.094 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = 0.63 + 0.094 = 0.72 \text{ о.е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1.57}{0.72} = 2.1 > 2.$$

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ должен быть не меньше 2, т.е. чувствительность дифференциальной защиты достаточна (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Расчет дифференциальной защиты АТ

Адрес	Наименование	Значения
	Отстройка от номинального тока АТ	$I_{\text{ном}} = 328.42 \text{ А}$
1241А	Подъем 1 (коэффициент торможения)	0.47
1221	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>}}$ (чувствительного органа)	206.89 А
1231	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>>}}$ (дифференциальная отсечка)	$7.5 \cdot I_{\text{ном}} = 2463.15 \text{ А}$

Газовая защита.

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ (рисунок 3.2) корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле l устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю.

Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

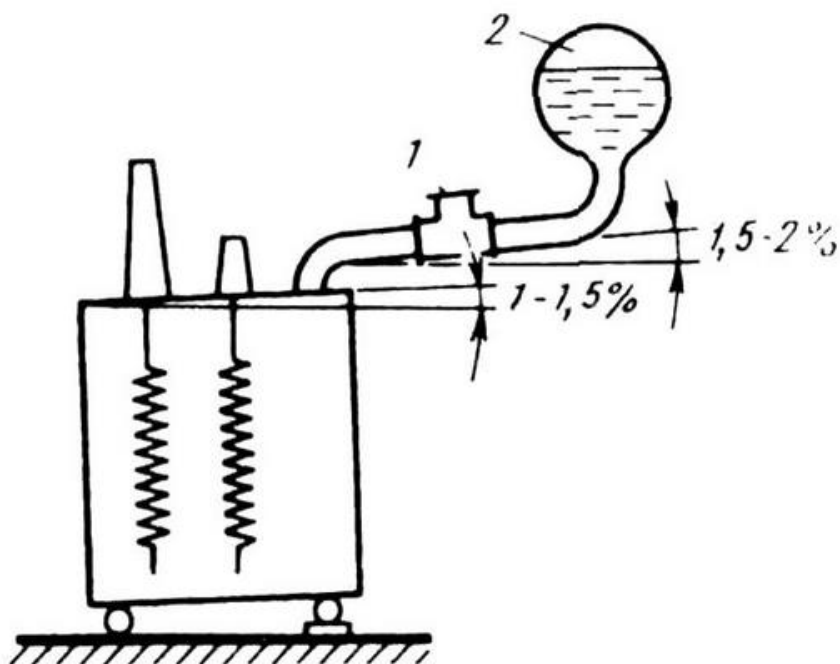


Рисунок 3.2 – Установка газового реле на трансформаторе

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле. При незначительном выделении газа, он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, который при появлении газа опускается и замыкает контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации, необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа; состав газа, затем анализируется. Для отбора пробы газа реле оснащено специальным краном, а для наблюдения за количеством газа имеется специальное окно с делениями. Простейшим способом анализа является проверка газа на горючесть и цвет. Горючие газы образуются в масле под действием электрической дуги и свидетельствуют о ее появлении внутри бака трансформатора. Окрашивание газа происходит при

горении твердой изоляции внутри трансформатора. Химический анализ дает более точные сведения о характере повреждения. Следует иметь в виду, что в газовом реле может оказаться и воздух, который был растворен в масле и начал выделяться после его нагрева. Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, из соображений безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавок) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель, он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, - кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки на хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле оперативная схема указана на рисунке 3.3. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

Новый трансформатор должен включаться с введенным на отключение сигнальным поплавком газовой защиты, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора, до короткого замыкания в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Струйный элемент газовой защиты имеет уставку срабатывания по скорости масла (диаметр отверстия в заслонке). Уставки газового реле приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Типы и уставки реле

Тип реле	Диаметр проходного сечения, мм	Форма фланца	Уставки по скорости потока масла, м/с
РГТ50	50	Круглый	0,65; 1,0; 1,5

Величина уставки определяется по заводской инструкции и может корректироваться в зависимости от состояния трансформатора. Дело в том, что бросок масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при внешних коротких замыканиях.

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатию препятствуют клинья которые раскрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой-то степени срабатывания газовой защиты можно избежать путем закругления уставки по скорости масла, если срабатывание газовой защиты происходит при толчке масла. Но лучше выполнить капитальный ремонт трансформатора с укреплением обмоток.

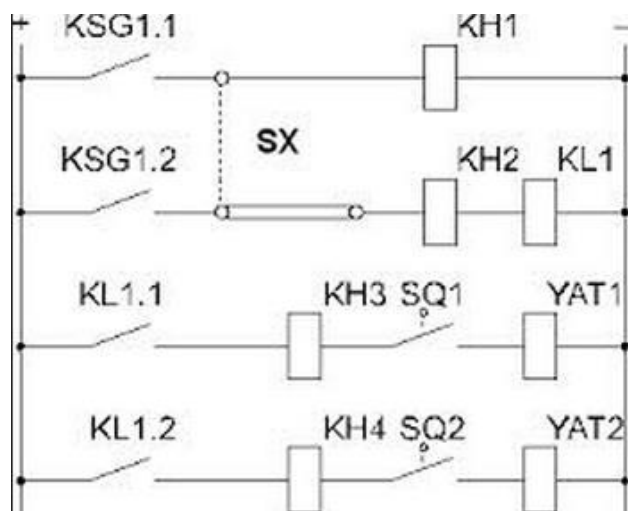


Рисунок 3.3 – Оперативная схема ГЗ

Газовая защита переключателя РПН.

Газовая защита РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло постепенно разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа URF-25. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха

Защита от замыканий на землю через высокое сопротивление позволяет обнаружить короткие замыкания и пробой изоляции в трансформаторе.

Управление.

Интегрированная функция управления позволяет управлять коммуникационными аппаратами через интегрированную панель оператора, дискретные входы, DIGSI 4 или систему управления и защиты (например, SCADA). При этом предусмотрен полный диапазон функций обработки команд.

Устройство 7SJ62 – это цифровое реле, которое также может выполнять функции управления и контроля, и поэтому позволяет повысить соотношение «качество/цена» управления энергосистемой, а также повышает надёжность электроснабжения потребителей. Панель управления была спроектирована в соответствии с критерием эргономичности и имеет большой дисплей, с которым легко работать.

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливается защита от перегрузки, максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ)[5]. Исходные данные для расчета резервных защит приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Исходные данные для расчета резервных защит

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	328.42	565.4	722.54

Расчет МТЗ АТ.

Сторона ВН:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сзн} \cdot I_{ном.}}{K_{воз}}, \quad (3.18)$$

где $K_{отс} = 1.2$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 1.2$ – коэффициент возврата реле, принимаемый;

$K_{сзн}$ – коэффициент самозапуска принимается равным 1.5-2 при малом удаленном значении электродвигателей.

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сзн} \cdot I_{ном.}}{K_{воз}} = \frac{1.2 \cdot 1.5 \cdot 328.42}{0.95} = 622.26 \text{ А},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз.}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{622.26}{1000} \cdot 5 = 3.11 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{720.01}{622.26} = 1.1 < 1.2.$$

Коэффициент чувствительности неудовлетворителен, в связи с чем применяем МТЗ с пуском по напряжению

Сторона СН:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сзн} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}} = \frac{1.2 \cdot 1.5 \cdot (565.4 - 328.42)}{0.95} = 449 \text{ А},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз.}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{449}{1000} \cdot 5 = 2.24 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз.}} = \frac{1061.4}{449} = 2.36 > 1.2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворителен.

Расчет МТЗ с пуском по напряжению.

Сторона ВН:

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.}}{K_{воз.}} \cdot I_{ном.}, \quad (3.19)$$

$$I_{сз.} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 328.42 = 414.84 \text{ А}.$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз.}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{414.84}{1000} \cdot 5 = 2.07 \text{ А}.$$

Напряжение срабатывания выбираем по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ по выражению:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин.}}{K_{отс} \cdot K_{воз.}}, \quad (3.20)$$

где $U_{раб.мин.}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего к.з., принимаемый равным $0,8 \cdot U_{ном.}$;

$K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 1,2$ – коэффициент возврата реле, принимаемый.

$$U_{с.з.} = \frac{0.8 \cdot 230}{1.2 \cdot 1.2} = 127.778 \text{ кВ}.$$

А так же по условию отстройки от напряжения самозапуска двигателей при наличии АПВ или АВР в соответствии с выражением:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сам.зан.}}{K_{отс}}, \quad (3.21)$$

$$U_{c.з.} = \frac{0.7 \cdot 230}{1.2} = 134.167 \text{ кВ.}$$

где $U_{САМ.ЗАП}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принимаемый равным $0.7 \cdot U_{ном}$;

$K_{отс} = 1.2$ – коэффициент отстройки.

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, т.е. $U_{сз} = 127.778 \text{ кВ.}$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН автотрансформатора:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{716.01}{414.84} = 1.72$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны резервирования должен быть порядка 1,2. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Сторона СН:

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.}}{K_{воз}} \cdot I_{ном.}, \quad (3.22)$$

$$I_{сз.} = \frac{1,2(565,4 - 328,42)}{0,95} = 299,3 \text{ А,}$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз.}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{299,3}{1000} \cdot 5 = 1.49 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания выбираем по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ по выражению:

$$U_{c.з.} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_{воз}}. \quad (3.23)$$

где $U_{раб.мин.}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего к.з., принимаемый равным $0.8 \cdot U_{ном}$;

$K_{отс} = 1.2$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 1.2$ – коэффициент возврата реле, принимаемый.

$$U_{c.з.} = \frac{0.8 \cdot 115}{1.2 \cdot 1.2} = 63.889 \text{ кВ.}$$

А так же по условию отстройки от напряжения самозапуска двигателей

при наличии АПВ или АВР в соответствии с выражением:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сам.зап.}}{K_{отс}}, \quad (3.24)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0.7 \cdot 115}{1.2} = 67.083 \text{ кВ},$$

где $U_{САМ.ЗАП}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принимаемый равным $0.7 \cdot U_{ном}$;

$K_{отс} = 1.2$ – коэффициент отстройки.

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, т.е. $U_{сз} = 63.889 \text{ кВ}$.

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН автотрансформатора:

$$K_{ч} = \frac{I_{кзПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{1061.4}{299.3} = 3.54$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны резервирования должен быть порядка 1,2. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Сторона НН:

МТЗ автотрансформатора на стороне НН. Устройство 7SJ62. Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока автотрансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = 1.3 \cdot I_{ном.}, \quad (3.25)$$

$$I_{сз.} = 1.3 \cdot 722.54 = 939.30 \text{ А},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{939.30}{2500} \cdot 5 = 1.87 \text{ А},$$

где $K_{отс.} = 1.3$ – коэффициент отстройки.

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН автотрансформатора:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (3.26)$$

$$K_{ч} = \frac{8360.7}{939.30} = 4.45.$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1.5.

Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне ВН с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (3.27)$$

$$I_{сз} = \frac{1.05 \cdot 328.42}{0.95} = 362.9 \text{ A},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{362.9}{1000} \cdot 5 = 1.81 \text{ A},$$

где $K_{отс.} = 1,05$ – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке АТ1 сверх номинального;

$K_{воз.} = 0,95$ – коэффициент возврата реле.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне СН с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток СН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{1.05 \cdot (565.4 - 328.42)}{0.95} = 261.9 \text{ A},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{261.9}{1000} \cdot 5 = 1.30 \text{ A}.$$

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{1.05 \cdot 722.54}{0.95} = 798.5 \text{ A},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{798.5}{2500} \cdot 5 = 1.6 \text{ A}.$$

Охлаждение АТ.

На стороне ВН:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{раб.макс} = 0.8 \cdot 328.42 = 262.73 \text{ A},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{262.73}{1000} \cdot 5 = 1.31 \text{ A}.$$

На выводах общей обмотки:

$$I_{c3} = K_n \cdot (I_{\text{раб.макс.СН.}} - I_{\text{раб.макс.ВН.}}) = 0.8 \cdot (565.4 - 328.42) = 189.58 \text{ A},$$

$$I_{c3\text{Втор}} = \frac{I_{c3}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{189.58}{1000} \cdot 5 = 0.94 \text{ A}.$$

На стороне НН:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0.8 \cdot 722.54 = 578.032 \text{ A},$$

$$I_{c3\text{Втор}} = \frac{I_{c3}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{578.032}{2500} \cdot 5 = 1.15 \text{ A}.$$

Токовая защита нулевой последовательности АТ на сторонах ВН и СН.

Страна ВН:

Первая ступень отстраивается от $3I_0$ при коротком замыкании на противоположной стороне:

$$I_{c3}^{(I)} = 1.3 \cdot 3I_0 = 1.3 \cdot 132 = 171.6 \text{ A},$$

$$I_{c3\text{Втор}} = \frac{I_{c3}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{171.6}{1000} \cdot 5 = 0.85 \text{ A},$$

где $3I_0$ – ток на высокой стороне (в линии) при однофазном КЗ на средней стороне, значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б.6).

Коэффициент чувствительности проверено по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{BH}}{I_{c3}} = \frac{283}{171.6} = 1.64,$$

где $3I_0^{BH}$ – ток на высокой стороне (в линии) при однофазном КЗ на стороне ВН, значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б.7).

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе трансформатора тока при номинальном токе на стороне ВН:

$$I_{c3}^{(II)} = 1.25 \cdot 0.05 \cdot I_{\text{ном.}} = 1.25 \cdot 0.05 \cdot 328.48 = 20.53 \text{ A},$$

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

На стороне СН:

Первая ступень отстраивается от $3I_0$, при коротком замыкании на противоположной стороне:

$$I_{c3}^{(I)} = \frac{3I_0}{1.5} = \frac{865}{1.5} = 576.66 \text{ A},$$

$$I_{cззВтор} = \frac{I_{cз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{576.66}{1000} \cdot 5 = 2.88 \text{ A},$$

где $3I_0$ – ток на средней стороне при однофазном КЗ на стороне СН, значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б8).

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0}{I_{cз}} = \frac{865}{576.66} = 1.5.$$

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе трансформатора тока при номинальном токе на стороне СН:

$$I_{cз}^{(II)} = 1.25 \cdot 0.05 \cdot I_{\text{ном}} = 1.25 \cdot 0.05 \cdot 565.4 = 35.33 \text{ A},$$

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

Дистанционная защита АТ от междуфазных КЗ

Сопротивление срабатывания I ступени дистанционной защиты АТ выбирается по условию согласования с I ступенью дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий линии 220 кВ по формуле

$$z_{cз}^I = K_{\text{отс}} \cdot z_w, \quad (3.28)$$

где $K_{\text{отс}} = 0.85$ коэффициент отстройки в сторону уменьшения защищаемой зоны.

$$z_{cз}^I = 0.85 \cdot 32.3 = 27.45 \text{ Ом}.$$

Защита срабатывает с выдержкой времени $t = 0,9 \text{ с}$.

Сопротивление срабатывания II ступени дистанционной защиты АТ выбирается по условию отстройки от минимального сопротивления в максимальном режиме по формуле:

$$z_{cз}^{II} = \frac{U_{\text{ср.мин.м.ф.}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{воз}} \cdot \cos(\varphi_l - \varphi_n)}, \quad (3.29)$$

где $U_{\text{ср.мин.м.ф.}}$ – минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты, принимаемый равным $(0,8 \div 0,9)U_{\text{раб.мин}}$,

$K_{\text{зап}} = 1.5$ – коэффициент самозапуска;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение первичного тока в защищаемой линии;

$K_{\text{воз}} = 1.05$ – коэффициент возврата реле сопротивления;

$K_{\text{отс}} = 1.25$ – коэффициент отстройки;

φ_l – угол между напряжением и током линии;

φ_n – угол между напряжением и током нагрузки.

$$U_{\text{ср.мин.м.ф.}} = 0.8 \cdot U_{\text{раб.мин}} = 0.8 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 101.74 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{раб.нагр}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1.4 \cdot 52.92}{\sqrt{3} \cdot 220} = 194.67 \text{ А},$$

$$z_{\text{сз}}^{\text{II}} = \frac{101.74 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot 188.26 \cdot 1.25 \cdot 1.05 \cdot \cos(75 - 37)} = 253.63 \text{ Ом}.$$

Защита срабатывает с выдержкой времени $t = 3,5 \text{ с}$.

3.3 Релейная защита линии 220 кВ

Общие положения.

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю и защита от неполнофазного режима.

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производиться по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенном в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем[4].

Выбор терминала защиты.

7SA611 обеспечивает дистанционную защиту всей системы, объединяя все функции, которые обычно требуются для реализации защиты силовых линий. Реле предусматривает быстрое и селективное устранение повреждений в воздушных и кабельных линиях как с емкостной компенсацией, так и без нее. Сеть может быть с глухо заземленной, заземленной, изолированной или компенсированной нейтралью. 7SA611 может быть использован для однофазного или трехфазного отключения в схемах с телезащитой и без нее. Данное реле обладает рядом свойств, необходимых для реализации защиты линий электропередач:

- 1) малое время срабатывания;
- 2) подходит для кабельных и воздушных линий как с использованием, так и без использования последовательных конденсаторов;

- 3) самонастройка для распознавания качания мощности с частотой, не более 7Гц;
- 4) соединение «реле-реле», осуществленное с помощью цифровых выводов в случае использования двух и трех конечных станций;
- 5) адаптивное автоматическое повторное включение (АПВ)[5].

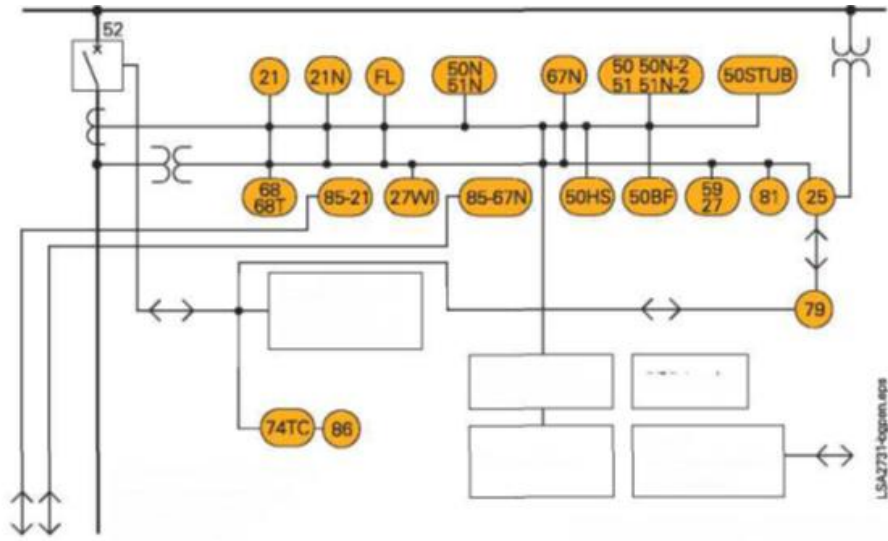


Рисунок 3.5 – Функциональная схема терминала дистанционной защиты 7SA611

Расчет параметров схемы замещения.

Расчет можно произвести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_{\text{баз}}=230$ кВ.

Фазное напряжение систем:

$$E_{\text{сф}} = \frac{U_{\text{с1}} \cdot U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{230 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 230} = 132.79.$$

Сопротивления систем:

$$X_{\text{ci.max}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{кзci.max}}}, \quad (3.30)$$

$$X_{\text{ci.min}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{0,87 \cdot S_{\text{кзci.min}}}, \quad (3.31)$$

$$X_{\text{c1max}} = \frac{230^2}{270} = 195.92 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{c1min}} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 270} = 225.2 \text{ Ом},$$

$$X_{c2\max} = \frac{230^2}{250} = 211.6 \text{ Ом},$$

$$X_{c2\min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 250} = 243.21 \text{ Ом},$$

Сопротивления линий:

$$X_{ли} = \frac{X_{yд} \cdot L_i \cdot U_{\delta}^2}{U_{cp}^2}. \quad (3.32)$$

Рассчитаем сопротивления линий по формуле и сведем их в таблицу 3.6.

$$X_{л1} = X_{yд} \cdot l_1 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 135 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 54 \text{ Ом},$$

$$X_{л2} = X_{yд} \cdot l_2 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 120 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 48 \text{ Ом},$$

$$X_{л3} = X_{yд} \cdot l_3 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 115 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 46 \text{ Ом},$$

$$X_{л4} = X_{yд} \cdot l_4 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 95 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 38 \text{ Ом},$$

$$X_{л5} = X_{yд} \cdot l_5 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 108 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 43.2 \text{ Ом},$$

$$X_{л6} = X_{yд} \cdot l_6 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 125 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 50 \text{ Ом}.$$

Таблица 3.6 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	X _л , Ом
Л1	135	230	54
Л2	120	230	48
Л3	115	230	46
Л4	95	230	38
Л5	108	230	43.2
Л6	125	230	50

Расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящей линии 220 кВ.

Расчет уставок I ступени дистанционной защиты.

Сопротивление первой ступени выбирается из условия отстройки от 3хфазного КЗ на шинах противоположной подстанции, в данном случае ток

КЗ не рассчитывается, а используется сопротивление линии Л4.

Требования к первой ступени: обеспечение надежности селективного отключения всех видов КЗ на линии без выдержки времени:

$$Z_{Л4}^I = \frac{Z_{Л4}}{1 + \beta + \delta}, \quad (3.33)$$

где $\beta = 0,05$ – коэффициент, который учитывает погрешность трансформаторов напряжения и реле сопротивления,

$\delta=0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин.

$$Z_{Л4}^I = 0.85 \cdot 38 = 32.3 \text{ Ом.}$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Отстройка от КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты не производится, т.к. все ступени защиты выполнены направленными.

Расчет уставок II ступени дистанционной защиты.

Уставка срабатывания II ступени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий:

$$Z_{Л4}^{II} = K_3 \cdot Z_{Л4} + \frac{K_3}{K_{ток}} \cdot Z_{л.см}^{I(II)}, \text{ Ом,} \quad (3.34)$$

где $K_3 = 0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$I_{з.выб.}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока той защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см.}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока смежной защиты, с которой производится согласование;

$Z_{л.см}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии.

Для расчета $K_{ток}$ смоделируем линию 220 кВ в программе ElectronicsWorkbench (рисунок 3.6):



Рисунок 3.6 – Расчет коэффициента токораспределения

$$K_{ток} = \frac{I_{з.выб.}}{I_{з.см.}} = \frac{281.3}{281.3} = 1,$$

$$Z_{Л4}^{II} = 0.78 \cdot 38 + \frac{0.78}{1} \cdot 0.85 \cdot 43.2 = 58,281 \text{ Ом},$$

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л4}^{II}}{Z_{Л4}^I} = \frac{58,281}{38} = 1,53 \geq 1,25.$$

Вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,3$ с) больше выдержек времени второй ступени линии Л5:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^{I(II)} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0.6 \text{ с}.$$

Расчет уставок III ступени дистанционной защиты.

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительному допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается $\cos\phi$ нагрузки:

$$Z_{Л4}^{III} = \frac{U_{\text{мин.экспл.}}}{\sqrt{3} K_H K_B I_{\text{нагр.макс}} \cos(\phi_{\text{м.ч}} - \phi_{\text{нагр}})}, \quad (3.35)$$

где $U_{\text{мин.экспл}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение, равное $0,9U_{\text{ном}}$;

$K_H=1.2$ – коэффициент надежности;

$K_B=1.1$ – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$\phi_{\text{м.ч}} = 75^{\circ}$ – угол максимальной чувствительности;

$\phi_{\text{нагр.}} = 37^{\circ}$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки.

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot 0.6}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{125 \cdot 0.6}{\sqrt{3} \cdot 230} = 188.26 \text{ А},$$

$$Z_{Л4}^{III} = \frac{0.9 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 1.2 \cdot 1.1 \cdot 188.26 \cdot \cos(75 - 37)} = 616.58 \text{ Ом},$$

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л4}^{III}}{Z_{Л3}^I} = \frac{616.58}{32.3} = 19 \geq 1,25.$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит, аналогично выбору выдержки времени второй ступени.

Расчет во вторичных величинах:

$$Z_{ср} = Z_{сз} \cdot n_T / n_H, \quad (3.36)$$

$$z_4^I = 32,3 \cdot \frac{200}{2200} = 2,94 \text{ Ом},$$

$$z_4^{II} = 58,281 \cdot \frac{200}{2200} = 5,30 \text{ Ом},$$

$$z_4^{III} = 616,58 \cdot \frac{200}{1100} = 56,05 \text{ Ом}.$$

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.см}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}.$$

Токовая отсечка линии W4.

Ток срабатывания защиты рассчитывается:

$$I_{сз} = 1,3 \cdot I_{кз} = 1,3 \cdot 778 = 1011,4 \text{ А},$$

где $I_{кз}$ – ток кз в конце защищаемой линии W4, который определяется с помощью программы АРМ с РЗА (рисунок 3.7).

	U=230.0/-0	Z1=21.411+j169.381	Z2=21.411+j169.381	Z0=19.657+j157.143	
7-		778	97	266 97	266 97 797 97
4		344	99	117 99	117 99 567 97
6		434	96	148 96	148 96 230 97

Рисунок 3.7 – Трехфазный ток КЗ в узле 7

Коэффициент чувствительности рассчитывается:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{кз}^4}{I_{сз.}} = \frac{0,87 \cdot 768}{1011,4} = 0,66 > 1,2$$

где $I_{кз}^4$ – ток кз в начале защищаемой линии W4, который определяется с помощью программы АРМ с РЗА (рисунок 3.8).

	U=230.0/0	Z1=22.847+j171.422	Z2=22.847+j171.422	Z0=2.194+j75.170	
4-		768	98	316 97	316 97 947 97
3		383	98	157 97	157 97 97 103
7		385	97	158 96	158 96 103 103
8		0	0	0 0	0 0 374 95
11		0	0	0 0	0 0 374 95

Рисунок 3.8 – Трехфазный ток КЗ в узле 4.

Токовая отсечка принята к установки, т.к. по ПУЭ если она охватывает 20% защищаемой линии, отсечка применяется для защиты линии.

Токовая защита нулевой последовательности ТЗНП линии w4.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняют многоступенчатыми с органом направления мощности или без него (в данном случае при его наличии). В качестве токового органа защиты используется реле тока, которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве

такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Для обеспечения абсолютной селективности защиты вторая ступень выполняется ускоренной, по каналу связи.

Расчет параметров комплексной схемы

Сопротивление нагрузки на стороне СН:

$$z_{н1-6} = \frac{U_H^2}{S_H} = \frac{110^2}{18.75} = 645.3 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление линии прямой (обратной) последовательностей

$$w1: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = (0.131 + j0.401) \cdot 135 = 17.685 + j54.135 \text{ Ом,}$$

$$w2: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_2 = (0.131 + j0.401) \cdot 120 = 15.72 + j48.12 \text{ Ом,}$$

$$w3: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = (0.131 + j0.401) \cdot 115 = 15.065 + j46.115 \text{ Ом,}$$

$$w4: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = (0.131 + j0.401) \cdot 95 = 12.445 + j38.095 \text{ Ом,}$$

$$w5: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = (0.131 + j0.401) \cdot 108 = 14.148 + j43.308 \text{ Ом,}$$

$$w6: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = (0.131 + j0.401) \cdot 125 = 16.375 + j50.125 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление линии нулевой последовательности:

$$w1: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.131 + j3.58 \cdot 0.401) \cdot 135 = \\ = 37.935 + j193.80 \text{ Ом,}$$

$$w2: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.131 + j3.58 \cdot 0.401) \cdot 120 = \\ = 33.72 + j172.26 \text{ Ом,}$$

$$w3: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.131 + j3.58 \cdot 0.401) \cdot 115 = \\ = 32.315 + j165.091 \text{ Ом,}$$

$$w4: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.131 + j3.58 \cdot 0.401) \cdot 95 = \\ = 26.69 + j136.380 \text{ Ом,}$$

$$w5: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.131 + j3.58 \cdot 0.401) \cdot 108 = \\ = 30.348 + j155.042 \text{ Ом,}$$

$$w6: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.131 + j3.58 \cdot 0.401) \cdot 125 = \\ = 35.125 + j179.44 \text{ Ом,}$$

где 0.15 – сопротивление грунта;

3.58 – коэффициент, учитывающий схему соединения.

Сопротивление системы в именованных единицах:

$$X_{C1} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa}} = \frac{230^2}{270} = 195.92 \text{ Ом},$$

$$X_{C2} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa}} = \frac{230^2}{250} = 211.6 \text{ Ом}.$$

Сопротивление автотрансформатора в именованных единицах:

$$X_{m\bar{o}} = \frac{x_m \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{nm}} = \frac{14\%}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 59.248 \text{ Ом},$$

$$X_{m\bar{c}} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{m\bar{n}} = \frac{x_m \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{nm}} = \frac{31\%}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 131.192 \text{ Ом}.$$

Расчет токов КЗ провели с использованием программы АРМ СРЗА (приложение Б).

Расчет первой ступени.

Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по следующему условию: выполняется отстройка от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции):

$$I_{cзл4}^I = K_n \cdot 3 \cdot I_0 = 1.3 \cdot 537 = 698.1 \text{ А},$$

где $K_n=1.3$ – коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние аperiodической составляющей и необходимый запас.

$3I_0$ – однофазный ток КЗ в узле 7 схемы моделирования (в конце линии w4), значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б.3).

$$i_{cp}^I = \frac{I_{л4}^I}{n_{TA}}, \quad (3.37)$$

где $n_{TA} = 1000/5$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$i_{cp}^I = \frac{698.1}{200} = 3.49 \text{ А}.$$

Расчет второй ступени ТЗНП.

Вторая ступень должна отстраиваться от быстродействующих защит смежных присоединений, то есть необходимо отстроиться от первой ступени ТЗНП линии Л5;

Ток срабатывания защиты II ступени:

$$I_{Л4}^{II} = K_H \cdot K_{ток} \cdot I_{сз.см}^{I(II)} \quad (3.38)$$

где $K_H=1,3$ – коэффициент надежности по избирательности согласуемых линий;

$$K_{ток} = \frac{3I_{0з.выб.}}{3I_{0з.см}} – \text{коэффициент токораспределения, определяемый}$$

по току $3I_0$ при однофазном замыкании в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$3I_{0з.выб}$ – ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$3I_{0з.см}$ – ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, с которой производится согласование;

$I_{сз.см}^{I(II)}$ – ток срабатывания защиты первой или второй ступени защиты смежной линии (Л5).

$$I_{сз.см}^I = K_H \cdot 3I_0 = 1.3 \cdot 301 = 391.3 \text{ A.}$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$i_{ср}^{II} = \frac{391.3}{200} = 1.95 \text{ A,}$$

$$K_{ток} = \frac{3 \cdot I_{0з.выб.}}{3 \cdot I_{0з.см}} = \frac{301}{301} = 1,$$

где $3I_0$ – однофазный ток КЗ узла 6 (в конце линии w5), значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б.4).

$$I_{сз.Л4}^{II} = 1.3 \cdot 1 \cdot 301 = 391.3 \text{ A.}$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{w4}}{I_{сз.Л4}^{II}} = \frac{537}{391.3} = 1.37 > 1.2.$$

Т.к. коэффициент чувствительности второй ступени соответствует норме, третья ступень ТЗНП линии w4 не рассчитывается.

Полученные значения $I_{сз.см}^I$ и $I_{сз.Л4}^{II}$ одинаковы, поэтому необходима отстройка по времени срабатывания.

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^{I(II)} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0.6 \text{ c}$$

Четвертая ступень. Отстройка от тока небаланса:

$$I_{сз}^{IV} = 0.05 \cdot I_{нб} = 0.05 \cdot 10 = 0.5 \text{ A,}$$

где $I_{нб} = 0.05 \cdot I_{HH}^{(3)} = 0.05 \cdot 200 = 10 \text{ A;}$

$I_{HH}^{(3)}$ – в линии w4 при трехфазном КЗ на стороне НН за автотрансформатором (рисунок Б.5).

4 Функция УРОВ и параметрирование дистанционной защиты

4.1 Резервирование отключения при отказе выключателя

Принцип функционирования.

Функция резервирования при отказе выключателя (УРОВ) обеспечивает быстрое резервное отключение в случае, если при подаче команды отключения от релейной защиты силовой выключатель отказывается.

Например, если от защиты присоединения на выключатель подается команда отключения, то одновременно она подается в УРОВ. В последнем запускается элемент выдержки времени T-SVS. Выдержка времени набирается до тех пор, пока присутствует команда отключения от защиты и через выключатель протекает ток (рисунок 4.1).

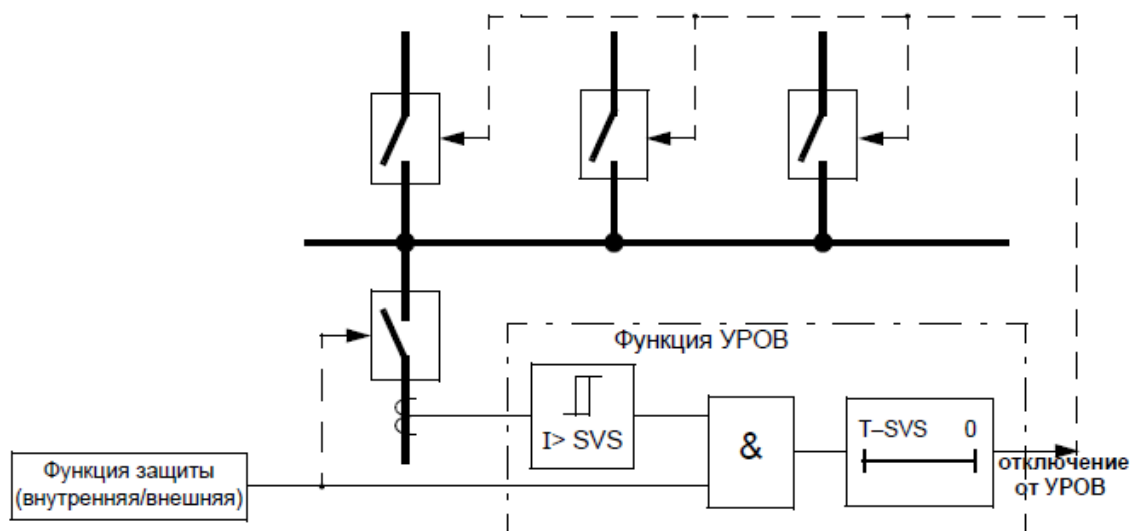


Рисунок 4.1 – Упрощенная функциональная схема УРОВ с контролем тока

При отсутствии неисправности выключатель отключает ток КЗ и вследствие этого прекращается протекание тока. Орган контроля тока быстро возвращается (типовое время возврата – 10 мс) и прерывает дальнейший набор выдержки времени T-SVS.

Если команда отключения от защиты не выполняется (при отказе выключателя), то продолжает протекать ток и набираться выдержка времени, по истечении которой УРОВ выдает команду отключения.

При этом время возврата защит присоединения не имеет значения, т. к. орган контроль протекания тока УРОВ самостоятельно определяет прекращение тока.

При использовании защит, действие которых не связано с измерением тока КЗ (например, газовая защита) контроль протекания тока не является надежным критерием определения отказа выключателя. В таких случаях, положение выключателя можно определить по его блок-контактам. Таким образом, здесь вместо тока контролируется состояние блок-контактов выключателя. Для этого они должны быть подключены к дискретным входам устройства I > SVS.

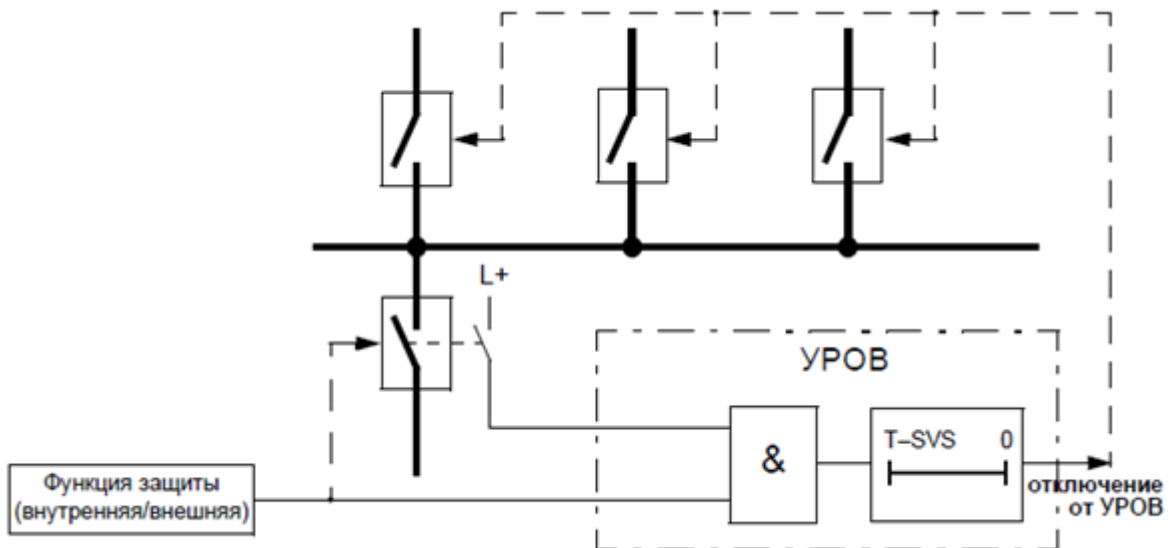


Рисунок 4.2 – Упрощенная функциональная схема УРОВ с контролем положения выключателя по блок-контактам

Контроль протекания тока.

Каждый фазный и дополнительный ток (см. ниже) обрабатываются цифровым фильтром так, что выделяется только составляющая основной частоты. Фильтр выполнен таким образом, что при синусоидальной форме токов их появление и исчезновение определяется за время менее 10 мс.

Специальные меры принимаются для определения момента отключения. При синусоидальной форме токов прекращение тока определяется за время от 5 до 10 мс. При наличии апериодических составляющих в токе КЗ и после отключения, например, в случае трансформаторов тока с линеаризованными сердечниками, или если трансформатор тока из-за наличия постоянных составляющих в токе КЗ переходит в насыщение, исчезновение первичного тока может быть достоверно определено за время периода основной частоты.

Значения измеряемых токов непрерывно сравниваются с уставками. Кроме трех фазных предусмотрено использование еще двух токов, которые позволяют выполнить проверку на достоверность.

В качестве дополнительного тока предпочтительно использовать ток нулевой последовательности I_E ($3 \cdot I_0$). Если ток нулевой последовательности от общей точки группы трансформаторов тока подключен к устройству, то используется измеренное значение. В противном случае, нулевой ток вычисляется в устройстве суммированием фазных токов:

$$3 \cdot I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$$

Кроме того, в качестве дополнительного может использоваться вычисляемый в 7SA611 утроенный ток обратной последовательности. По определению он вычисляется, как

$$3 \cdot I_2 = I_{L1} + a^2 \cdot I_{L2} + a \cdot I_{L3},$$

где $a = e^{j120^\circ}$.

Дополнительные токи не оказывают влияния на выполнение основных функций УРОВ, но позволяют выполнить контроль достоверности, при котором пуск выдержки времени УРОВ становится возможным лишь в случае превышения значений уставок по меньшей мере двумя токами.

Контроль блок-контактами выключателя.

Информация о положении выключателя поступает в УРОВ от функции определения положения блок контактов. Контроль блок-контактами выполняется в УРОВ только тогда, когда значение тока не превышает уставки, заданной для органа контроля протекания тока (рисунок 4.2). Если при срабатывании защиты имеет место протекание тока, то отключением выключателя считается исключительно прекращение протекания тока, что обеспечивает предпочтение использования более достоверного способа контроля протекания тока и исключает излишнее срабатывание вследствие неисправности, например, механизмов блок-контактов. Эта схема действует как при пофазном, так и при трехфазном пуске (рисунок 4.3).

Можно также полностью отказаться от способа контроля блок-контактами. Если параметр *KRITER.HIKO* установить в положение *Nein*, то пуск УРОВ возможен только при протекании тока. При этом состояние блок-контактов не опрашивается, даже если они подключены к дискретным входам устройства.

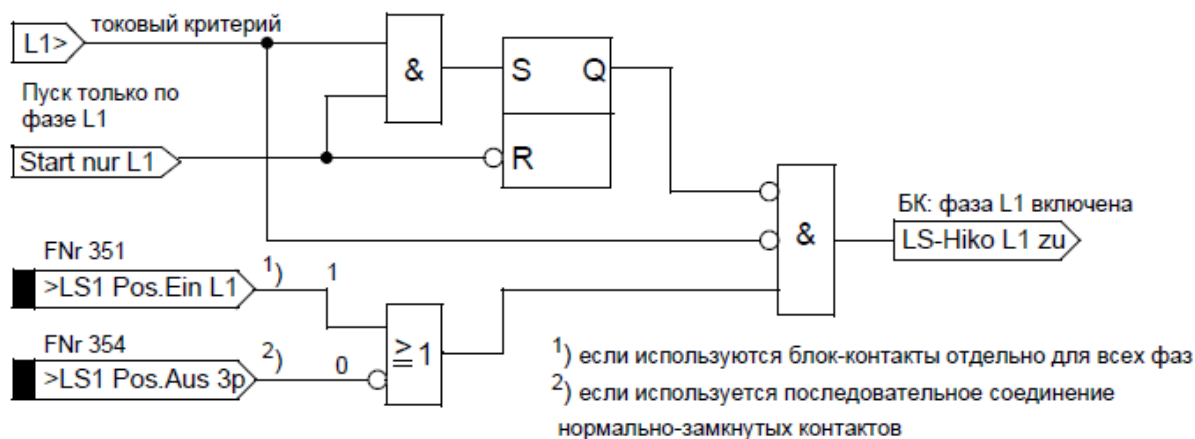


Рисунок 4.3 – Блокировка способа контроля блок-контактами – пример для фазы L1

С другой стороны, поведение выключателя при повреждениях с малыми токами, которые не вызывают срабатывания органа контроля протекания тока (например, при действии газовой защиты), можно контролировать исключительно с помощью информации о положении его блок-контактов. Для этого служит дискретный вход «SVS START-ohne I» (пуск УРОВ без I) через который запускается функция УРОВ, если не выполняется токовый критерий.

Трехфазный пуск УРОВ.

Трехфазный пуск УРОВ применяется в сетях с трехфазным

отключением, на присоединении трансформатора или при отключении от защиты шин. Если устройство 7SA611 используется только в варианте для трехфазного отключения, то этот вид пуска является единственным (рисунок 4.4).

Если УРОВ запускается от внешних устройств защиты, то по соображениям надежности пуск должен выполняться только в том случае, если в качестве пусковых используются по меньшей мере два дискретных входа. Поэтому рекомендуется кроме подключения сигнала отключения от внешней защиты на дискретный вход ">SVS START 3pol" (трехфазный пуск УРОВ), также подключить и сигнал общего пуска на дискретный вход ">SVS Freigabe" (разрешение УРОВ). Газовую защиту также рекомендуется подключать к обоим входам разными парами проводов. В случае, когда отсутствует отдельный разрешающий сигнал, внешний пуск может выполняться также и по одному каналу, при этом сигнал ">SVS Freigabe" (разрешение УРОВ) не должен ранжироваться. На рис изображена схема УРОВ с трехфазным пуском. Если внутренняя или внешняя функция защиты вырабатывает команду отключения и выполняется критерий протекания тока, то производится запуск соответствующей выдержки (выдержек) времени.

Если критерий протекания тока не выполняется ни для одной фазы, то в соответствии с рис. опрашиваются блок-контакты выключателя. При наличии пофазного управления следует нормально замкнутые блок-контакты

положения "ОТКЛ" включить последовательно (все три контакта замкнуты, если все три фазы разомкнуты). После подачи трехфазной команды отключения принимается, что выключатель правильно работал только в том случае, если ни через одну из его фаз не протекает ток или все три нормально замкнутых блок-контакта замкнуты.

Срабатывание какой-нибудь внутренней функции защиты или внешнего устройства защиты, действие которых не связано с измерением тока, сообщается функции УРОВ через сообщение "startinternohne I" (внутренний пуск без тока) или от внешней защиты через дискретный вход ">SVS START-ohne I" (внешний пуск УРОВ без тока). В этом случае положение выключателя "отключен" определяется только с помощью блок-контактов. Кроме того, предусмотрена возможность внутренней блокировки.

Выдержки времени одноступенчатая УРОВ

При одноступенчатой УРОВ по истечении времени задержки T2(адрес 3906) отключаются смежные выключатели, т.е. выключатели шин или соответствующих участков шин, а также при необходимости выключатели на противоположном конце линии.

Задержки T1 IPOL(адрес 3904) и T1 ZPOL(адрес 3905) при этом устанавливаются на бесконечность, т.к. они не требуются.

Можно также использовать первую ступень как единственную, если мы хотим иметь различные задержки после однофазного или трехфазного отключения от защиты присоединения. Для этого задаем T1 IPOL(адрес 3904) и T1 ZPOL(адрес 3905) отдельно, но по адресу 3903 AUS IPOL

($T1$) установить Nein(нет), с тем чтобы выключатели шин не получали команду на отключения одной фазы.

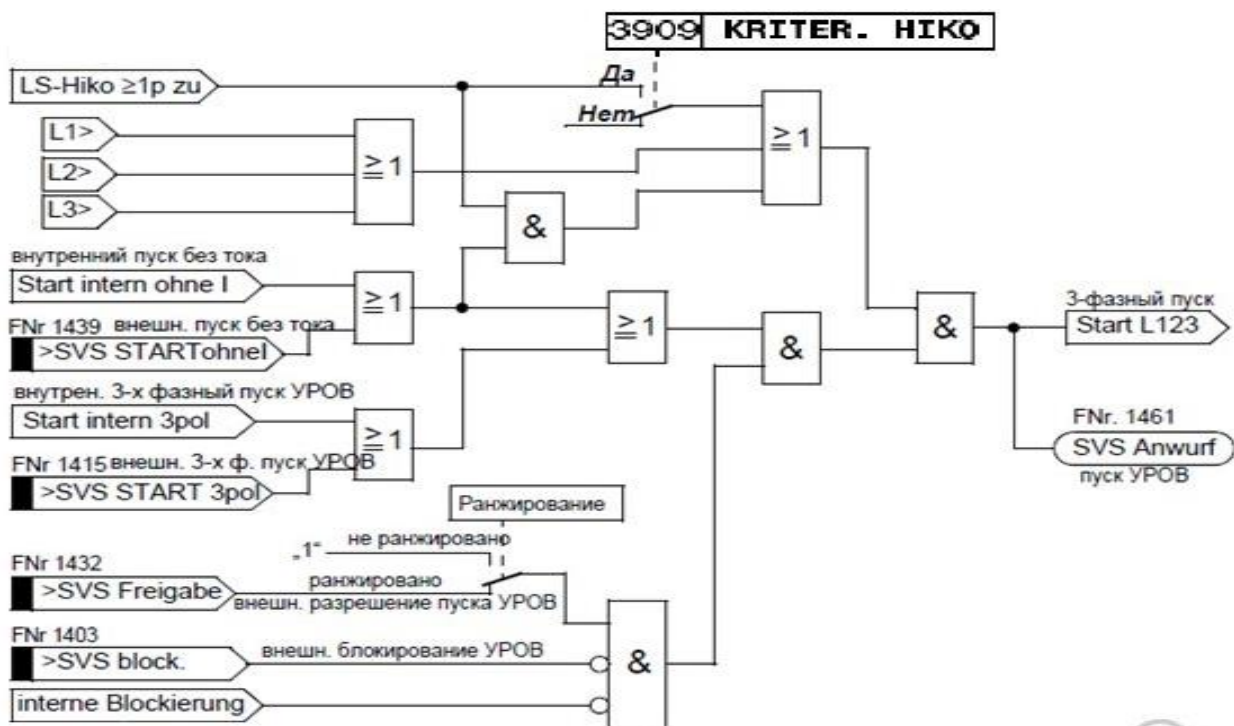


Рисунок 4.4 – Логическая схема УРОВ с трехфазным пуском

Задержка $T2$ устанавливается на «∞» или задается равной $T1$ 3POL. Следует следить, чтобы были правильно ранжированы команды отключения (выходные реле отключения).

Задаваемая задержка времени складывается из наибольшего времени отключения выключателя, времени возврата блока контроля протекания тока, а также некоторого времени запаса, которое учитывает разброс времен. На рисунке 4.5 показан пример структуры общего времени устранения КЗ. При синусоидальных токах можно исходить из того, что время возврата меньше или равно 15 мсек. Если необходимо считаться с насыщением трансформаторов тока, то следует принять 25 мс.

Набор уставок если силовой выключатель неисправен

Имеются в виду случаи, когда заранее ясно, что выключатель, на который действует защита присоединения не может отключить КЗ, например, отсутствует оперативный ток или энергия отключения.

В этом случае нет необходимости ожидать реакции выключателя. Если используется критерий, сообщающий о неготовности выключателя (например, контроль напряжения, контроль давления воздуха), то этот сигнал можно подать на дискретный вход устройства 7SA6 ">LS Störung" (выключатель неисправен). В этом случае при выполнении условий пуска действует задержка времени $T3$ LS STOER, для которой обычно задается нулевое значение (рисунок 4.6). Благодаря этому при неисправном выключателе сразу отключаются смежные выключатели[6].

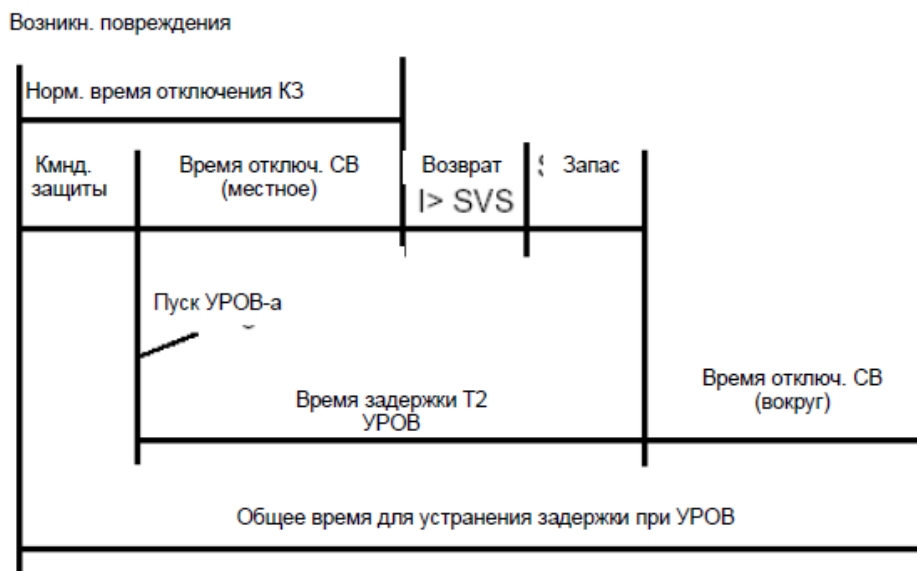


Рисунок 4.5 – Одноступенчатая функция УРОВ с пофазным запуском

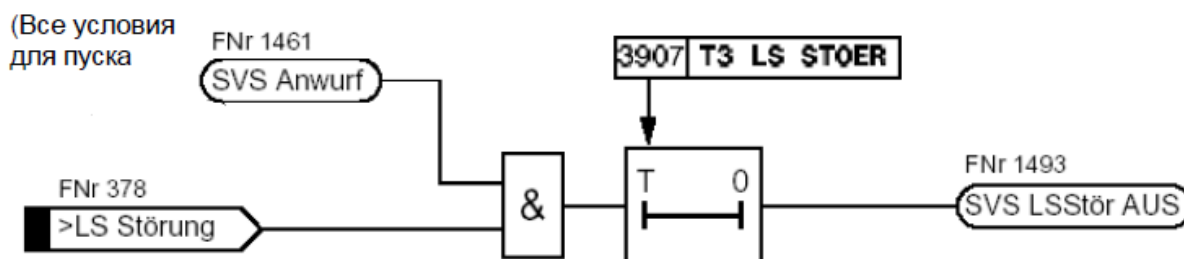


Рисунок 4.6 – Схема срабатывания УРОВ при неисправном силовом выключателе

4.2 Уставки и параметры настройки УРОВ

Для УРОВ должны задаваться следующие параметры: 3901 - Включение действия функции УРОВ. Устанавливается «Вкл.». 3902 - Токвый контроль УРОВ; устанавливается в относительных единицах (по отношению к номинальному току устройства). Диапазон уставок (0,05 ÷ 4,00) $I_{ном.}$ с дискретностью 0,01 $I_{ном.}$. Рекомендуется устанавливать «Да» при наличии на ВЛ ОАПВ. 3904 «Т1 1ф.» Выдержка времени при пофазном действии от УРОВ на местный выключатель. Рекомендуется устанавливать 0 с. 3905 «Т1 3ф.» Выдержка времени при трехфазном действии от УРОВ на местный выключатель. Рекомендуется устанавливать 0 с. 3906 «Т2» Выдержка времени УРОВ на отключение смежного присоединения при токовом контроле отказа выключателя. Определяется из наибольшего времени отключения выключателя, времени возврата токового контроля (20 мс), а также запаса по надежности (70 мс). Для выключателей типа ВНВ указанное время составит: $T_{УРОВ} \geq 40 \text{ мс} + 20 \text{ мс} + 70 \text{ мс} = 130 \text{ мс}$ Для выключателей типа ВВБ: $T_{УРОВ} \geq 60 \text{ мс} + 20 \text{ мс} + 70 \text{ мс} = 150 \text{ мс}$ 3907 «Т3 Повр. ВВ» Выдержка времени для отключения смежного присоединения при

неисправности выключателя. Рекомендуется устанавливать ∞ , во избежание неселективных отключений смежных присоединений.

3908 «Тоткл.СШ» Выбор варианта отключения при неисправности выключателя. Так как осуществляется отключение местного выключателя по цепи автоповтора команды отключения с $T1 = 0$ с, то необходимо устанавливать $T1 + T2$. 3909 «Контроль Б/К» Автоматическая обработка положения блок-контактов выключателя. Устанавливается «Да» или «Нет». Контроль отказа выключателя по непереключению его блок- контактов и наличию сработавшего состояния защит может использоваться в дополнение к токовому контролю УРОВ, для выключателей примыкающих к АТ, блокам, а также на ВЛ с глухоподключенными шунтирующими реакторами, т.е. в тех случаях, когда токовый контроль может не выявить отказ выключателя, например при работе газовых защит. При использовании контроля отказа выключателя по блок-контактам (3909 устанавливается «Да») уставка $T2$ (3906) определяется из наибольшего времени отключения выключателя, запаздывания в перебрасывании блок- контактов, а также запаса по надежности (20-40 мс). Для выключателей типа ВНВ указанное время составит: $T_{УРОВ} \geq 40 \text{ мс} + 70 \text{ мс} + 30 \text{ мс} = 140 \text{ мс}$ Для выключателей типа ВВБ: $T_{УРОВ} \geq 60 \text{ мс} + 70 \text{ мс} + 30 \text{ мс} = 160 \text{ мс}$ Учитывая низкую надежность работы блок-контактов отечественных выключателей и серьезность последствий излишней работы УРОВ, рекомендуется контроль отказа выключателя по блок-контактам использовать в случае крайней необходимости. 3921 «Защищаемой зоны» Защита от КЗ в мертвой зоне. Под КЗ в мертвой зоне понимаются повреждения между выключателем и трансформатором присоединения. Действует по факту срабатывания ненаправленного пускового органа защиты, срабатывания токового контроля УРОВ при отключенном выключателе. 3922 «Т м. зоны» Выдержка времени при повреждениях в «мертвой зоне» (между выключателем и ТТ). Рекомендуется устанавливать аналогично адресу 3909 или ∞ в случае ее неиспользования из-за низкой надежности работы блок- контактов отечественных выключателей, во избежание неселективных отключений. Уставка по токовому контролю УРОВ должна приниматься, по возможности, из условия обеспечения чувствительности к к.з. в конце зоны дальнего резервирования. Для этого ее значение должно быть на 10% меньше, чем минимальный расчетный ток к.з[6].

уставка по току срабатывания:

$$I_{УРОВ} = 0.1 \cdot I_{КЗ.в4}^{(2)} = 0.9 \cdot 716.01 = 645.21 \text{ А,}$$

уставка по времени срабатывания:

$$t_{УРОВ} \geq t_{\text{выкл}} + t_{\text{в.защ}} + t'_{\text{в}} + t_{\text{зан}} = 40 + 20 + 70 = 130 \text{ мс.}$$

где $t_{\text{выкл}}$ – время отключения выключателя с учетом времени гашения дуги; $t_{\text{в.защ}}$ - время возврата защиты;

$t'_{\text{в}}$ – время возврата пусковых реле УРОВ;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса.

Далее выставляем уставки УРОВ с помощью программы DIGSI 4 (рисунок 4.7-4.9).

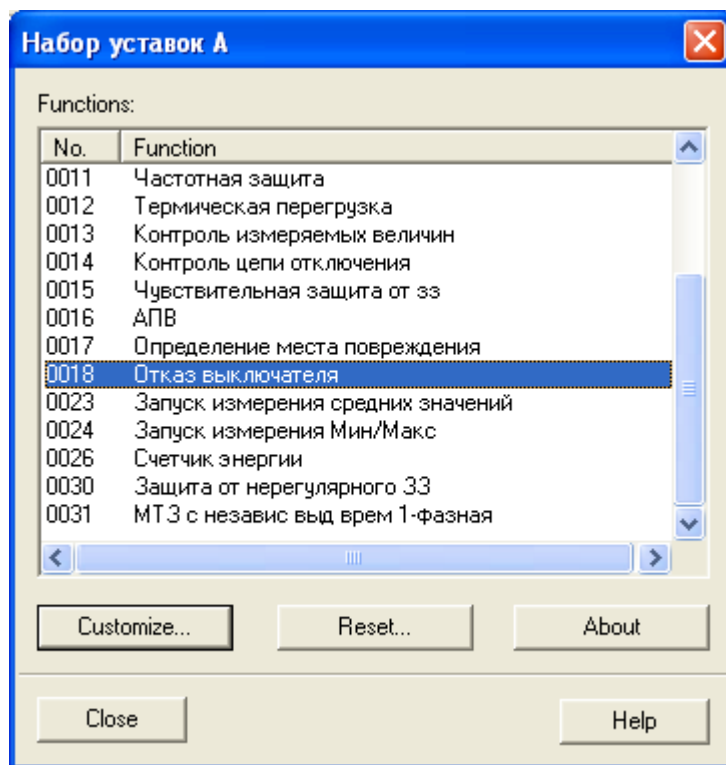


Рисунок 4.7– Набор уставок функции УРОВ

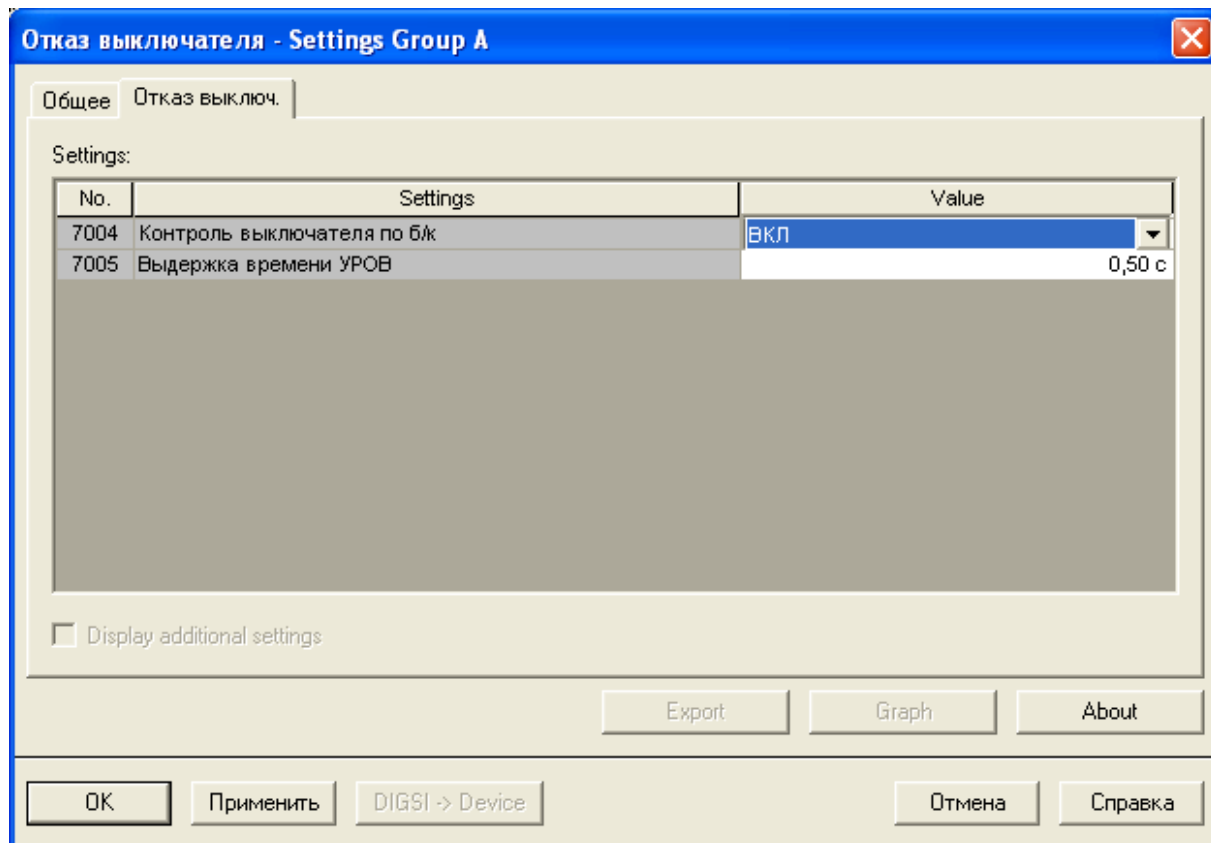


Рисунок 4.8 – Параметрирование функции УРОВ

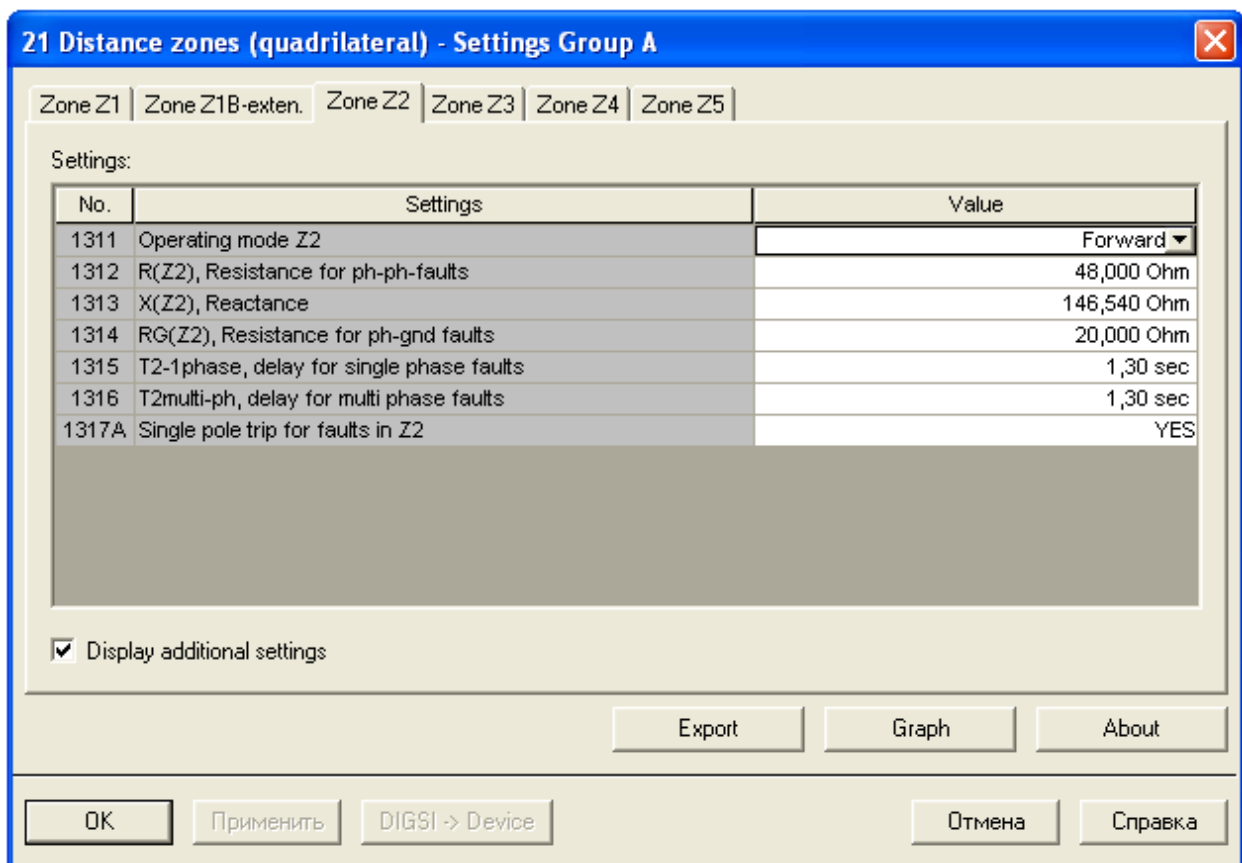


Рисунок 4.11 – Вторая ступень дистанционной защита линии w4

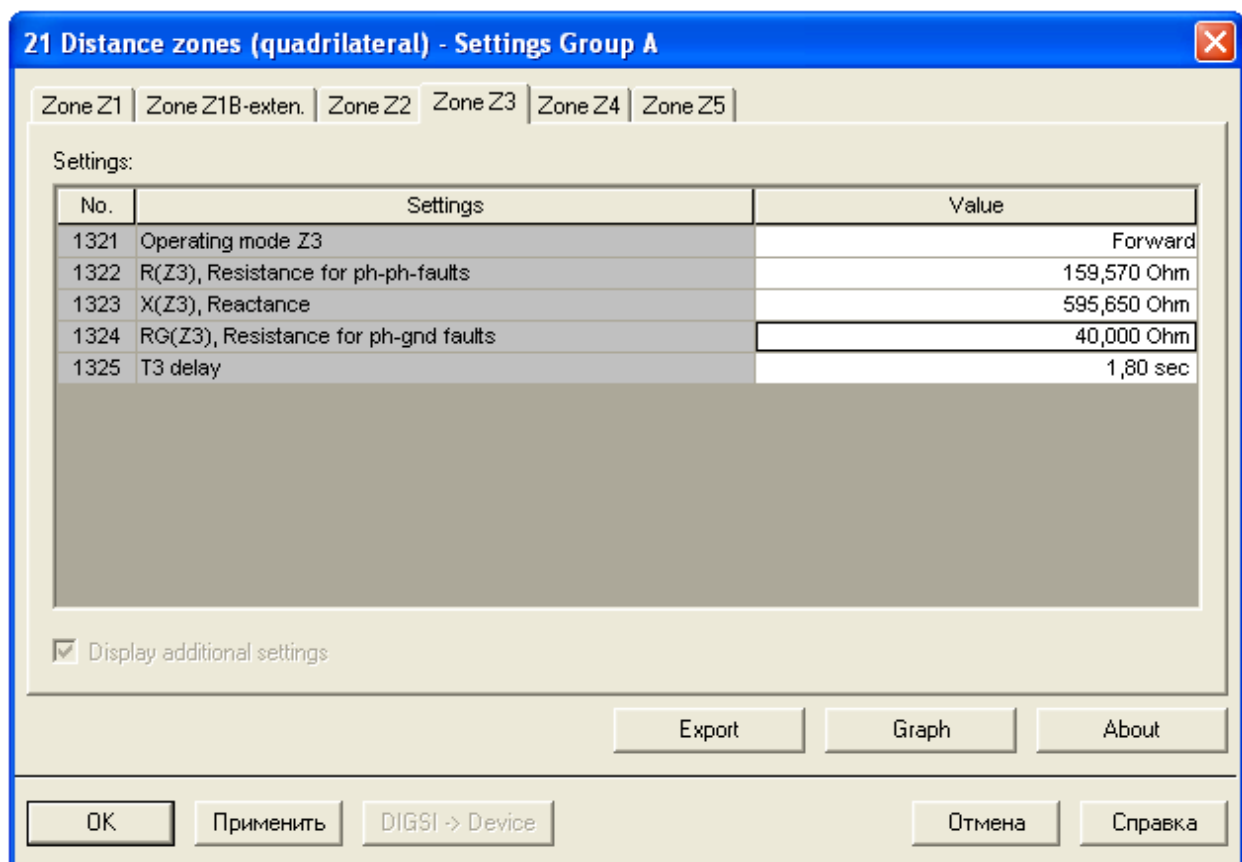


Рисунок 4.12 – Третья ступень дистанционной защита линии w4

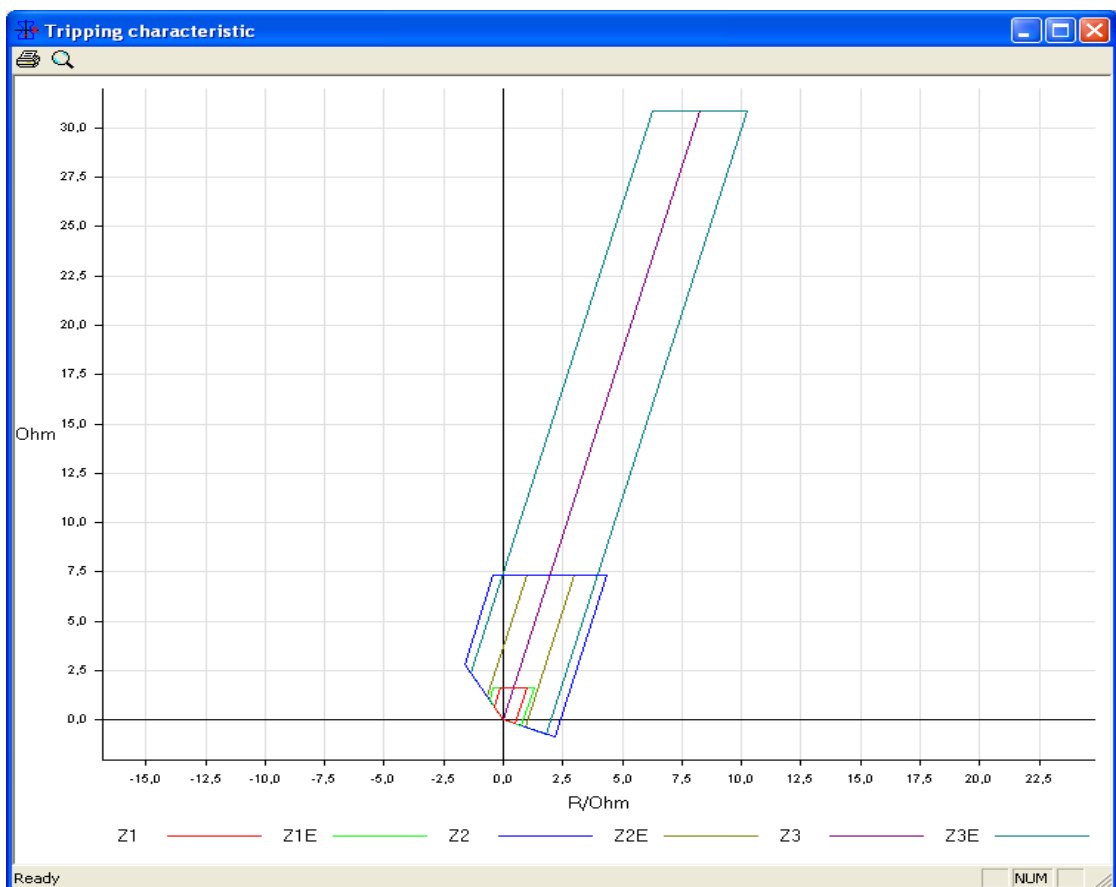


Рисунок 4.13 – Полигональная характеристика

4.3 Обзор функций УРОВ на базе терминала дистанционной защиты 7SA611

Таблица 4.1 – Перечень параметров УРОВ

Адр.	Параметр	Возможные значения	Значение по умолчанию	Пояснения
1	2	3	4	5
3901	SCHALTERV.	Ein (включена) Aus (выключена)	Включена	Защита (резервирование) приотказах выключателя
3902	I>SVS	0.05..20.00 A	0.10 a	Значение срабатывания контроля протекания тока
3903	AUS 1POL(T1)	Nein (Нет) Ja (Да)	Да	Однофазное отключение после истечения времени T1
3904	T1 1POL	0.00..30.00 s; ∞	0.00 сек	Время задержки T1 для однофазного запуска
3905	T1 3POL	0.00..30.00 s; ∞	0.00 сек	Время задержки T1 для трехфазного запуска
3906	T2	0.00..30.00 s; ∞	0.15 сек	Время задержки T2
3907	T3 LS STOER	0.00..30.00 s; ∞	0.00 сек	Время задержки T1 при неисправности силового выключателя

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
3908	LS STOER	Nein (нет) SVS-Auslösung (T1) (ЗОВ- отключение для T1) SVS-Auslösung (T2) (ЗОВ- отключение для T2) SVS-Auslösung (T1 und T2) (ЗОВ- отключение для T1 и T2)	Нет	Выбор команды на отключение принеисправности силовоговыключателя
3909	KRITER.NIKO	Nein (Нет) Ja (Да)	Да	Автоматическая обработка блок-контактов выключателя
3921	END FEHLER	Ein (включена) Aus (выключена)	Выключена	Защита от повреждений в мертвойзоне“
3922	T END FEHLER	0.00..30.00 s; ∞	2.00 сек	Время задержки для повреждений в „мертвой зоне“.
3931	ZGL	Ein (включена) Aus (выключена)	Выключена	Контроль одновременностипереключе ния фаз
3932	T ZGL	0.00..30.00 s; ∞	2.00 сек	Время задержки дляпринудительного выравниванияфаз

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Общие положения

Подстанция «Балхашская МЭС» является транзитной, имеет два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125МВА; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 220 и 110 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

Служба релейной защиты осуществляет контроль за выполнением мероприятий по эксплуатации устройств РЗА, диспетчер проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы персоналу службы РЗА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочих местах[7].

5.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции

Рациональное устройство рабочего места учитывает оптимальную его планировку, степень механизации и автоматизации, выбор рабочей позы оператора и расположения органов управления, инструментов, материалов и др. Оптимальная планировка обеспечивает удобство при выполнении работы, экономию сил и времени рабочего (оператора), правильное использование производственных площадей, безопасные условия работы.

Примером рабочего места дежурного у щита подстанции служат помещение щита управления и все помещения закрытой подстанции, в которых размещено электрооборудование (камеры силовых трансформаторов и реакторов, камеры или ячейки выключателей, ячейки кабельных или воздушных вводов, коридоры обслуживания аппаратов и шин и др.).

Рабочее место оператора характеризуется рабочей средой, т.е. совокупностью факторов внешней среды. К ним относятся физические, биологические, информационные, психологические и эстетические свойства среды, воздействующие на человека.

Производственные условия в ряде случаев характеризуются наличием опасных и вредных факторов. Работники службы РЗА (монтажники, наладчики, диспетчеры) сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

- 1) недостаточная освещенность рабочей зоны;
- 2) неблагоприятные метеорологические условия среды;
- 3) повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- 4) электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- 5) пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где

хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;

б) воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки;

7) опасность поражения электрическим током и статическое электричество.

В ходе эксплуатации и обслуживании подстанции персонал подвергается риску поражения электрическим током, во избежание чего необходимо применять защитные меры, к которым относятся разработка заземляющего устройства, обеспечивающего нормируемые ПУЭ напряжение шага и напряжение прикосновения. Поскольку заземление должно обеспечивать безопасность при прикосновении к нетоковедущим частям, случайно оказавшимся под напряжением, и при воздействии напряжения шага, нормированию подлежат наибольшее напряжение прикосновения внутри контура, наибольшее напряжение шага и напряжение относительно земли. Обслуживающий персонал, к примеру, диспетчер релейной защиты при обслуживании шкафов РЗА подвергается риску поражения напряжением прикосновения, также при замыканиях на землю на территории подстанции и пробоях электрической изоляции возможны возникновения шагового напряжения, в связи с чем необходимо разрабатывать заземляющие устройства. Электрическая подстанция является важным элементом системы электроснабжения. Безопасность работы подстанции требует правильного проектирования и монтажа системы заземления. Хорошо спроектированная система заземления обеспечит устойчивую работу подстанции в течение всего срока ее эксплуатации.

Всякий нежелательный для человека звук является шумом. В результате гигиенических исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомлению, изменениям в сердечнососудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим клиническим признаком является медленно прогрессирующее снижение слуха – тугоухость. При большом звуковом давлении может произойти разрыв барабанной перепонки.

5.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Для предотвращения распространения шумов, генерируемых реакторами и трансформаторами, предусмотрели шумозащитные ограждения, которые в обязательном порядке устанавливаются на ПС, расположенных в жилых зонах и уровень шума от которых превышает допустимые нормы на границе ПС.

Шум трансформатора вызывается воздействием вибрации сердечника на стенки бака. Вибрация сердечника, в свою очередь, вызывается магнитострикцией, в результате чего в шуме трансформатора преобладает

основная частота, равная удвоенной частоте напряжения в сети 100 Гц, а также гармоники 200, 300, 400, 800 Гц.

В создании шума трансформатора участвуют также устройства охлаждения масла - насосы и вентиляторы, что в соответствии с нормативами повышает общий уровень на 3 дБ.

Основной мерой защиты дежурного персонала от шумов, является размещение экранов и размещение подстанций на значительном удалении, как от населённых пунктов, так и путей передвижения людей.

Проектирование ограждений проведено в соответствии с утверждённым руководящим материалом: «Шумозащитные ограждения автотрансформаторов напряжением 110–220 кВ» 9750 ТМ 1989 г. Киевский филиал УкрОЭнергосетьпроект.

Меры по подавлению шумов, возникающих на заходах ВЛ 220–1150 кВ и ошиновки подстанций в результате коронного разряда, зависящего ещё и от погодных условий (повышенная влажность, выпадение инея и т.п.) нормативно-техническими документами не предусматриваются. Эксплуатационному персоналу рекомендовано при работе в непосредственной близости от заходов и ошиновки надевать шумопоглощающие наушники.

В данной работе применили методику расчета эффективности специальных шумозащитных ограждений (экранов). Эффективность экранов возрастает с уменьшением длины волны. Шум трансформаторов содержит преобладающие частоты в области 100 и 200 Гц, поэтому, целесообразно выполнение экранов со специальной облицовкой со стороны трансформатора, избирательно поглощающий звук с указанными частотами. Этот эффект достигнут с помощью кирпичной кладки, образующей объемные резонаторы[8].

Выбор и расчет шумозащитных ограждений.

Подстанция 220/110/10 кВ с двумя автотрансформаторами /1АТ,2АТ/ по 125 МВА, типа АТДЦТН-125000/220 с навесными охладителями. Габаритные размеры АТ показаны на рисунке 5.1. Расположение АТ на площадке подстанции относительно диспетчерского помещения показано на рисунке 5.2. Диспетчерское помещение – двухэтажное здание с высотой расчетной точки РТ над поверхностью земли – 10 м. АТ и диспетчерское помещение расположены на одинаковых отметках 100 м.

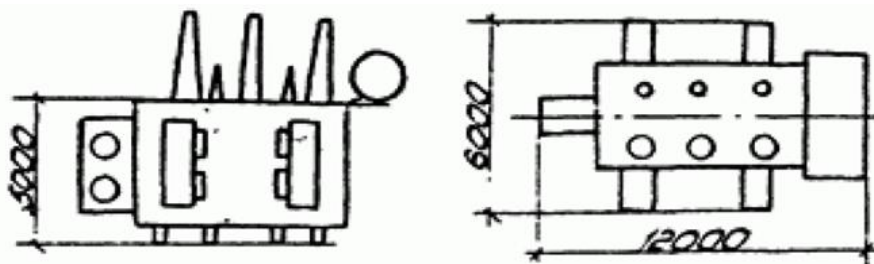


Рисунок 5.1 – Габаритные размеры автотрансформатора АТДЦТН-1250000/220

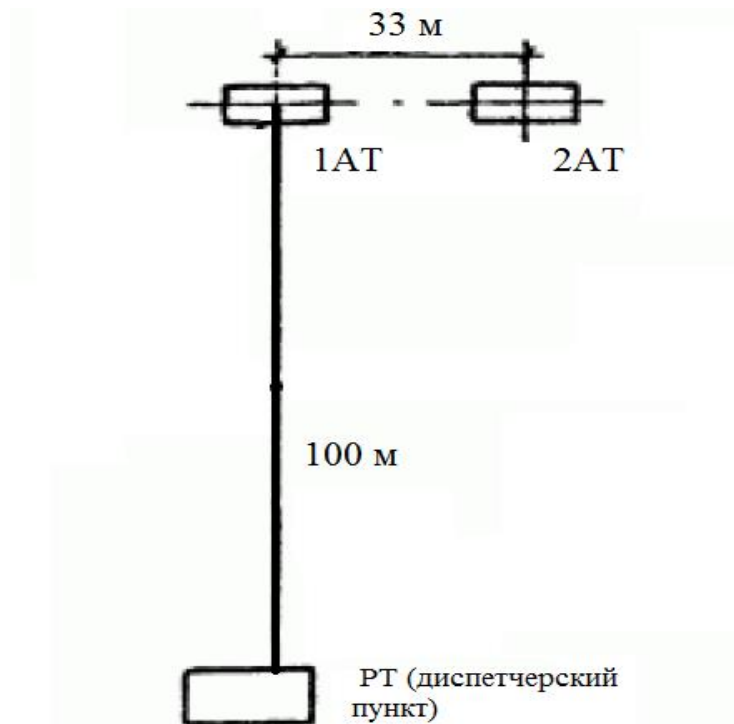


Рисунок 5.1 – План расположения площадки ПС и АТ относительно застройки

Определение минимального удаления.

По нормативам нормируемый уровень шума в РТ составляет 45 дБА. Считая, что оба АТ создают в расчетной точке примерно одинаковый уровень шума, в соответствии с СНиП $L_{\text{Атр.тер}} = 45 - 3 = 42$ дБА для каждого АТ. Где $L_{\text{Атр.тер}}$ – уровень звука в дБА в расчетной точке защищаемого от шума объекта, создаваемый трансформатором.

Типовая мощность АТ:

$$S_T = S_H \cdot K_{\text{выг}}, \quad (5.1)$$

где S_H – номинальная мощность АТ;

$K_{\text{выг}}$ – коэффициент выгодности, равный:

$$K_{\text{выг}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{220 - 110}{220} = 0,5;$$

$L_{\text{АЭКВ}}$ – шумовая характеристика АТ или уровень звука АТ, определяется по заводским данным или в зависимости от типовой мощности. Для этой типовой мощности $L_{\text{АЭКВ}} = 79 + 3 = 82$ дБА. +3 на шум охладителей.

$\Delta L_{\text{Арас}}$ – снижение урonya звука в дБА в зависимости от расстояние между источником и расчетной точкой.

$$S_T = 125 \cdot 0,5 = 62,5 \text{ МВА.}$$

Снижение уровня звука с расстояние должно составить:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{АЭКВ}} - L_{\text{Атр.тер}} \quad (5.2)$$

$$L_{\text{Атр.тер}} = 82 - 42 = 40 \text{ дБА}$$

Такое снижение уровня шума обеспечивается в соответствии с рисунком 5.3 на расстоянии более 800 м от АТ.

По условиям размещения площадки подстанции удаление составляет 100 м до ближайшего помещения, в связи, с чем требуется создание шумозащиты.

Определение требуемого снижения уровня шума.

Для ближайшего к 1-му АТ диспетчерскому помещению, снижение уровня звука, в расчетной точке, по рисунку 7.3 равен $\Delta L_{\text{Арас}} = 20.5 \text{ дБ}$.

Тогда уровень звука в расчетной точке (РТ) составляет:

$$L_{\text{Атр.тер1}} = 82 - 20.5 = 61.5 \text{ дБА}$$

Для 2-го АТ аналогично снижение уровня звука, в расчетной точке:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 21 \text{ дБ.}$$

Уровень звука для АТ2 в расчетной точке (РТ) составляет:

$$L_{\text{Атр.тер2}} = 82 - 21 = 61 \text{ дБА.}$$

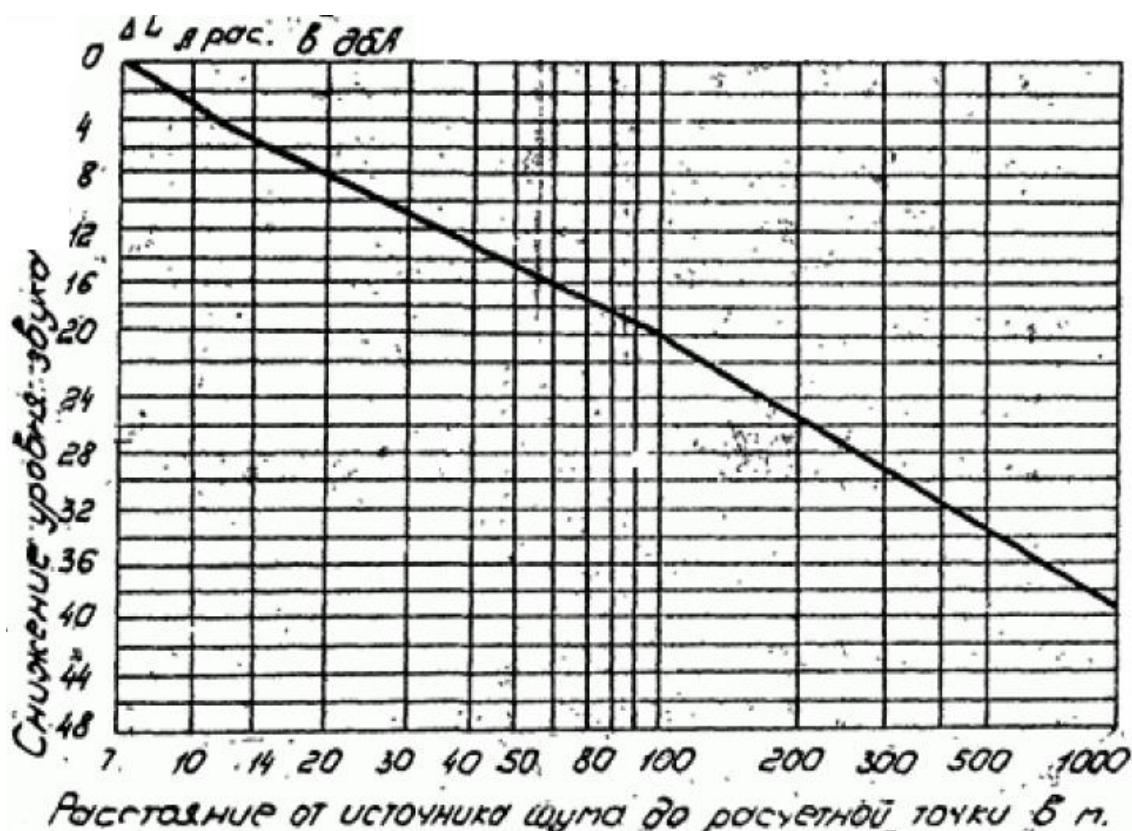


Рисунок 5.3 – График для определения снижения уровня звука в дБА в зависимости от расстояния между источником шума и расчетной точкой

Сложение уровней звука $L_{\text{Атр.тер1}}$ и $L_{\text{Атр.тер2}}$ по таблице 5.1 дает:

Разность двух складываемых уровней:

$L_{\text{Атр.тер1}} - L_{\text{Атр.тер2}} = 61.5 - 61 = 0.5 \text{ дБА}$, тогда добавка составляет 2.75 по таблице 5.1.

$$L_{\text{Атр.тер1}} = 61.5 + 2,75 = 64.25 \text{ дБА}$$

Таблица 5.1 – Сложение уровней звукового давления

Разность двух складываемых уровней в дБА	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Добавка к более высокому уровню, необходимая для получения суммарного уровня в дБА	3	2.5	2	1.8	1.5	1.2	1	0.8	0.6	0.5	0.4	0.2	0

Примечание: При пользовании таблицей следует первоначально складывать уровни в дБ (звуковой мощности или звукового давления), начиная с максимального. Сначала следует определять разность двух складываемых уровней, затем соответствующую этой разности добавку. После этого добавку следует прибавить к большему из складываемых уровней. Полученный уровень складывают со следующим и т.д.

Требуемое снижение уровня шума определяем по формуле:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{Аэкв}} - L_{\text{Атр.тер}}$$

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 64.25 - 45 = 19.25 \text{ дБА.}$$

На эту величину $\Delta L_{\text{Арас}} = 19.25 \text{ дБА}$ снизили уровень звука от каждого АТ. Так как $\Delta L_{\text{Арас}} = 19.25 < 20 \text{ дБА}$, такое снижение достигнуто с помощью шумозащитных экранов.

Расчет шумозащитных экранов.

Учитывая, что высота бака АТ составляет 5 м, принимаем начальную высоту экрана $h=7.2 \text{ м}$ ($6 \times 1.2 \text{ м}$), расстояние от экрана до контура АТ – 3 м (по условию размещения экрана на краю маслосборника). Тогда эффективная высота экрана для РТ определится из рисунка 4: $h_{\text{эф}}=3.8 \text{ м}$.

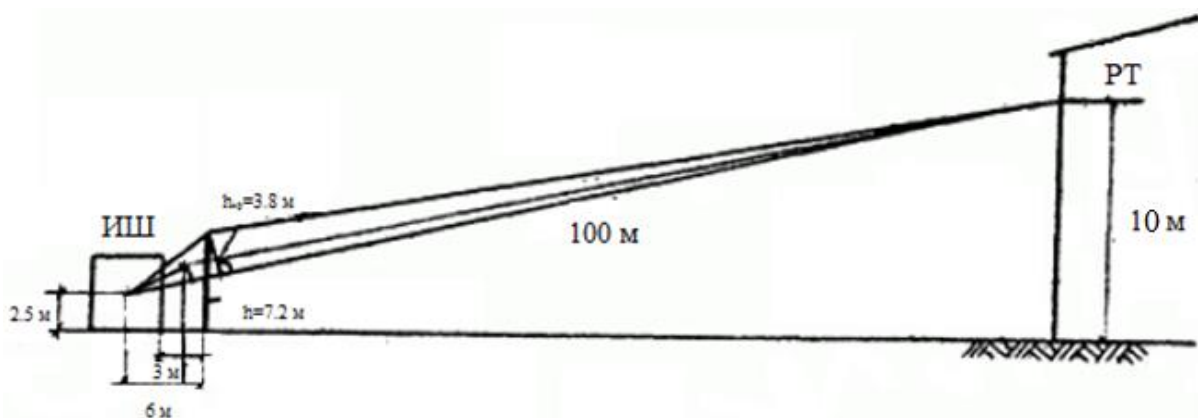


Рисунок 5.4 – Определение эффективности шумозащитных экранов

По данным: $h_{\text{эф}}=3.8 \text{ м}$, расстояние от источника шума до экрана 6 м, расстоянию от экрана до РТ 94 м – путем интерполяции определяем:

$$L_{\text{АТэкp}} = 25 \text{ дБА} > (\Delta L_{\text{АТ.экp}} + 3) = 19,25 + 3 = 22,25 \text{ дБА.}$$

Таким образом, принятая высота достаточна по условию шумоглушения для РТ.

Учитывая, расположения диспетчерского помещения по отношению к АТ приняты Г-образную конфигурацию экранов.

Конструкция шумозащитных ограждений.

При одностороннем по отношению к подстанции расположении защищаемых от шума объектов, длина экрана принимается не менее двойной длины источника шума.

Экраны размещаем на расстоянии 2-3 м от трансформатора, т.к. при этом достигается наибольшая эффективность.

Начальная расчетная высота экрана принимается наименьшей (но не менее, чем на 1 м выше крышки трансформатора), кратной высоте строительной панели (1200 мм).

Шумозащитное ограждение (экран) представляет собой конструкцию, состоящую из колон и стены, выполненной из железобетонных панелей для неотапливаемых зданий из шумопоглощающей кладки с резонансными полостями, настроенные на частоты 100 и 200 Гц, прикрепляемой к панелям с помощью выпусков. Для восприятия ветровых нагрузок предусматривается установка ригелей серии 3-407-115.

Колонны приняты в двух вариантах:

- 1) Колонны типа К72-2 устанавливаются в фундамент.
- 2) Колонны типа ВС-2 устанавливаются в сверленные котлованы на щебеночное основание с заполнением пазух бетоном.

Между блоками ФБС и стенкой устанавливается вибропрокладка из пропитанного битумом строительного войлока.

Снижение уровня звука экраном зависит от эффективной высоты экрана $h_{\text{эф}}$ определяемый по расчетным схемам. При этом за источник шума принимается центр бака автотрансформатора, а за расчетную - окна верхнего этажа жилого или общественного здания, которое должно быть защищено.

Экраны размещаем на расстоянии 2-3 м от автотрансформатора, так как при этом достигается наибольшая эффективность[9].

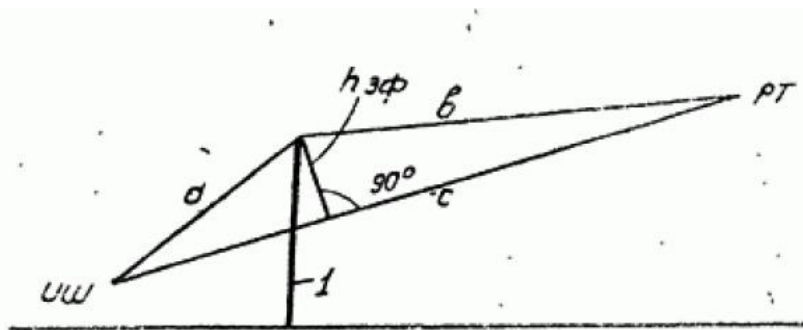


Рисунок 5.5 – Расчетная схема для определения снижения уровня звука за экраном

5.4 Расчет заземляющего устройства

Подстанция является понижающей, расположенная в III климатической зоне, имеет два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 220 и 110 кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ $I_{кз} = 9610$ А, получен путем расчета в программе ElectronicsWorkbench.

Площадь подстанций Балхашская МЭС 220/110/10 кВ $S = 29355$ м².

Грунт двухслойный: верхний слой супесок, нижний суглинок удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 320$ Ом · м, нижнего $\rho_{2изм} = 80$ Ом · м.

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,04$ м и длиной $l = 5$ м, соединенные стальной полосой сечением 40×4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 4×40 мм.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 2.68$ м.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,7$ м.

Составили предварительную схему заземлителя, по которой определили площадь территории, занимаемой заземлителем, S , м².

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, наоборот, разредить там, где находится оборудование:

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi, \quad (5.3)$$

где $\psi = 1,8$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для III климатической зоны.

$$\rho_{1расч} = 320 \cdot 1,8 = 576 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в III климатической зоне $h = 1,8$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 2.68$ м, то

$$\rho_{2расч} = \rho$$

$$\rho_{2расч} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \psi}{\rho_{2изм}} \Rightarrow \rho_{2изм} = \frac{320 \cdot 1.8}{80} = 6.8 \quad (5.4)$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 5$ м. Определим число вертикальных электродов при известном a :

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{29355}}{5} = 137,$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, м²;
 n – число вертикальных электродов.

Относительная длина верхней части вертикального электрода, то есть части находящейся в верхнем слое земли, $l_{\text{отн}}$, определяется из выражения:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_B} = \frac{2.68 - 0,7}{5} = 0.396 \text{ м}$$

Эквивалентное эквивалентное удельное сопротивление ρ_3 двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (5.5)$$

где k – показатель степени:

$$k = 0.43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad (5.6)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,306 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,171$$

$$\rho_3 = 80 \cdot \left(\frac{576}{80} \right)^{0,171} = 112,122 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определили сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, было определено из следующего выражения:

$$R_3 = 0.443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_e} \quad (5.7)$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e} \quad (5.8)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2} \quad (5.9)$$

где n – число вертикальных проводников;
 L – общая длина проводников.

$$l_e = 1.98 + 3.02 \cdot \frac{576}{80} = 22.51 \text{ м}$$

$$g = \frac{2 \cdot 2.68}{\sqrt{29355} + 64 \cdot 22.51} = 0,0016$$

$$L = 40 \cdot 200 + 26 \cdot 130 + 8.8 \cdot 44 + 22,5 \cdot 112.5 + 16,2 \cdot 81 = 15610,65 \text{ м}$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{29355}} \cdot \left(\frac{576}{80}\right)^{0,0016} + \frac{576}{15610,65 + 137 \cdot 5} = 0,242 \text{ Ом}$$

Коэффициент напряжения прикосновения α_1 был определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками:

$$a_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_e \cdot L}\right)^{0,45} \quad (5.10)$$

где $a = \frac{P}{n}$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;

P – периметр сетки, м;

$M = 0,69$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$a_1 = 0,69 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{29355}}{5 \cdot 15610,65}\right)^{0,45} = 0,09.$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, был определен из формулы:

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1.5 \rho_c}, \quad (5.11)$$

где R_h – сопротивление тела человека;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 576} = 0,53.$$

Напряжение прикосновения определили по следующей формуле:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2. \quad (5.12)$$

Допустимое напряжение при $t = 0,15$ сс учетом АПВ, рекомендуемом времени для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага, составляет 450 В.

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_{\text{кз}} \cdot R_3 = 9610 \cdot 0,268 = 2402.5 \text{ В.}$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.мах}} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 2402.5 \cdot 0,09 = 216,225 \text{ В.}$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно заземленной сети:

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{пр.мах}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (5.13)$$

где I_h – ток, проходящий через человека:

$$I_h = \frac{U_{\text{пр.мах}}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{216,225}{1000 + 1,5 \cdot 576} = 0,116 \text{ А}$$

Проверим условие безопасности, где $U_{\text{пр}} = 450 \text{ В}$, определяемое ГОСТ 12.1.038 – 82.

$$U_{\text{пр}} = 216,225 - 0,141 \cdot 1,5 \cdot 576 \leq 450, \\ 94,42 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, был определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0,15$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 576} = 0,224,$$

По следующей формуле определили напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 9610 \cdot 0,224 \cdot 0,15 \cdot 0,26 = 80.724 \text{ В}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2\text{мах}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (5.14)$$

где $U_{\text{пр}} = 450 \text{ В}$, согласно ГОСТ для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ $t = 0,15 \text{ с}$.

$$U_{1-2\text{мах}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2402.5 \cdot 0,15 = 360.3 \text{ В.}$$

Ток, проходящий через человека, находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2\text{мах}}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{360.3}{1000 + 6 \cdot 576} = 0,08 \text{ А.}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{\text{пр}} = 360.3 - 0,08 \cdot 6 \cdot 576 \leq 450, \\ 83.82 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

Рассмотрели возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{I_{\text{кз}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{9610 \cdot 0,09 \cdot 0,53} = 0,98 \text{ Ом},$$
$$R_3^{II} = \frac{U_{\text{ш.доп}}}{I_{\text{кз}} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{9610 \cdot 0,15 \cdot 0,224} = 1,39 \text{ Ом}.$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,296 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрели возможность использования заземляющего устройства ОРУ 220 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Протяженность кабелей питания двигателей составляет 50 м. Длина отдельных кабелей достигает 70 м на 1 блок, соответственно длина увеличивается в 3 раза. Необходимо учесть, что ответственные механизмы собственных нужд имеют резервные двигатели, которые питаются по своим отдельным кабелям, с учетом этого имеем длину кабелей:

$$l_k = 3 \cdot (4 \cdot 0,05 + 0,07) = 1,08 \text{ км}.$$

В электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока можно принять ток, вычисленный приближенно по формуле:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_B)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 1,08 + 0)}{350} = 1,87 \text{ А},$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

l_k – общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;

l_B – общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициента α_2 , $U_{\text{пр}} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h}. \quad (5.15)$$

Примем, что

$$a_1 = 0,128;$$

$$a_2 = 0,09;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,224;$$

$$R_3 = 0,242 \text{ Ом};$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 1.87 \text{ A.}$$

$$I_h = 1.87 \cdot \frac{0,268}{1000} = 0,0005 \text{ A.}$$

Находим $U_{пр}$:

$$U_{пр} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 1.87 \cdot 0,268 \cdot 0,09 \cdot 0,53 = 0,033 \text{ В.}$$

Находим $U_{ш}$:

$$U_{ш} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1.87 \cdot 0,268 \cdot 0,15 \cdot 0,224 = 0,016 \text{ В.}$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1.87 \cdot \frac{0,268}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,224 = 0,16 \text{ мА.}$$

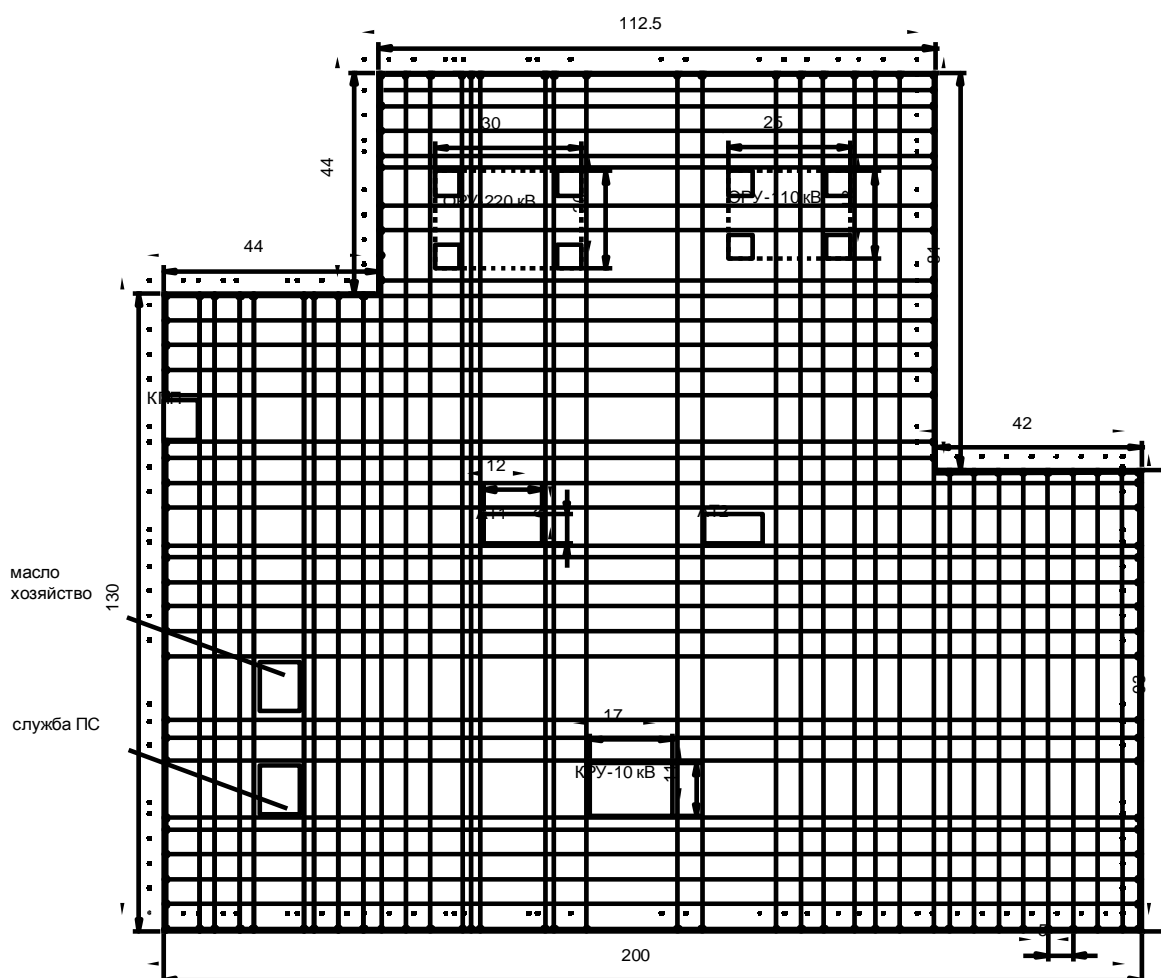


Рисунок 5.6 – Расчетная модель заземлителя

Допустимые значения напряжения прикосновения $U_{пр}$ и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 \text{ с}$ и более $U_{пр} = 36 \text{ В}$ и $I_h = 6 \text{ мА}$, то есть условия безопасности выполнены[9].

6 Бизнес план строительства подстанции «Балхашская МЭС»

6.1 Общее положение

Резюме.

Целью технико-экономического обоснования является расчет экономической эффективности строительства подстанции «Балхашская МЭС» 220/110/10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии в Карагандинской области со стороны 110 и 10 кВ.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «Балхашская МЭС», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

В состав ПС входят два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 220 и 110 кВ, комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 1млрд.248млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 4 года.

Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям, за счет снижения потерь в линиях и другом оборудовании вызванных физическим износом оборудования, а так же за счет сведения на минимум потерь от недоотпуска электроэнергии, вызванного моральным устареванием оборудования. В Карагандинской области находится множество заводов нуждающихся в расширении производства, в связи с которым должна быть передана большая мощность электроэнергии. На территории области расположены такие заводы как АО «ШубаркольКомир», ТОО «Экоминерал» и другие. Так-же существуют проекты развития и расширения производств потенциально обладающими не малой энергоемкостью, к примеру: ТОО «Казахмыс» занимающейся цветной металлургией[10].

Расчетный период включает в себя время строительства подстанции, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге. Объектом экономического анализа является оборудование ПС.

Тарифы на электроэнергию.

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Карагандинской области 12,11 тенге/кВт.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на электростанции, ее транспортировка по высоковольтным сетям АО «КЕГОС» и сетям региональной энергетической компании. Кроме этих затрат, есть ещё затраты энергоснабжающей организации, необходимые для осуществления своей деятельности.

План производства.

В соответствии со строительными нормами срок реконструкции ПС «Балхашская МЭС» принят равным 12 месяцам.

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции «Балхашская МЭС» составляет около 496,12 млн. кВт·ч. Объём передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 250 МВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента загрузки $K_z = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Юридический план.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

100% акций подстанции принадлежат ТОО «Балхашская МЭС».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 10 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берется в Евразийском банке.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капитальные затраты на сооружение ПС состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы.

Капитальные вложения в ПС ($K_{ПС}$) зависят от многих факторов и разделены на четыре составляющие:

- затраты по распределительным устройствам (РУ) – $K_{РУ}$;
- затраты по силовым трансформаторам – K_T ;
- затраты по РЗА – $K_{РЗ}$;
- постоянная часть затрат – $K_{пост}$.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗА, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительного-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительного-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную

расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов[11].

Таким образом, капитальные затраты по ПС

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_T + K_{РЗ} + K_{пост.} \quad (6.1)$$

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблице 6.1-6.4.

Таблица 6.1 – Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге.	Всего, млн. тенге.
Выключатель 220 кВ	3	4,55	13,65
Выключатель 110 кВ	8	3,64	29,12
Разъединитель 220 кВ	9	1,82	16,38
Разъединитель 110 кВ	28	1,456	40,768
Трансформаторы тока 220 кВ	33	0,182	6,006
Трансформаторы тока 110 кВ	42	0,16	6,72
Трансформатор напряжения 220 кВ	2	0,15	0,3
Трансформатор напряжения 110 кВ	3	0,12	0,36
Ограничители перенапряжений 220 кВ	2	0,91	0,6
Ограничители перенапряжений 110 кВ	3	0,728	0,75
КРУ 10 кВ	1	10	10
Итого			124,654

Таблица 6.2 – Капитальные вложения в подстанцию (РЗ и А)

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге.	Всего млн. тенге
Шкаф релейной защиты линии 220 кВ фирмы «SIEMENS»	4	4,3	17,2
Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «SIEMENS»	1	4,3	4,3
Шкаф релейной защиты АТ фирмы «SIEMENS»	4	4,3	17,2
Итого			38,7

Таблица 6.3 – Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Автотрансформатор АТДЦТН – 125000/220/110/10	2	135	270

Примем, что постоянная часть затрат ($K_{\text{пост}}$)=120 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС:

$$K_{\text{ПС}} = 124,654 + 38,7 + 270 + 120 = 553,354 \text{ млн. тенге.}$$

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей.

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями[11].

Зная стоимость 1 км воздушных линий и их длину L , находятся затраты на сооружение линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (6.2)$$

где K – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы;
 L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 6.4.

Таблица 6.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км.длины линии, млн. тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ 220 кВ	15	5,65	84,75
ВЛ 110 кВ	108	5,65	610,2
Итого			694,95

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют:

$$K_{\text{ЭС}} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (6.3)$$

$$K_{\text{ЭС}} = 553,354 + 694,95 = 1 \text{ млрд. 248 млн. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек.

Ежегодные эксплуатационные издержки составляют:

$$I_{\text{экс}\Sigma} = I_{\text{эксПС}} + I_{\text{эксЛЭП}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{эксПС}}$ – эксплуатационные издержки на подстанцию;
 $I_{\text{эксЛЭП}}$ – эксплуатационные издержки на ЛЭП.

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{ам}}$ – ежегодные издержки на амортизацию, тенге;
 $I_{\text{об/рем}}$ – издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$I = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K, \quad (6.6)$$

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K, \quad (6.7)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;
 $\alpha_{\text{об/рем}}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблицах 6.5 – 6.6);
 K – капитальные вложения.

Показатели стоимости ОРУ 220, 110 кВ и КРУ 10 кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы. Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицы 6.5 – 6.6.

Таблица 6.5 – Расчет эксплуатационных издержек по подстанции

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге	$\alpha_{\text{ам}},\%$	$\alpha_{\text{об/рем}},\%$	$I_{\text{ам}},$ млн. тенге	$I_{\text{об/рем}},$ млн. тенге	$I_{\text{экс}},$ млн. тенге
ОРУ 220Кв	76,936	6,7	2,5	5,15	1,92	7,08
ОРУ 110Кв	117,718	6,7	2,5	7,89	2,94	10,83
КРУ 10 кВ	50	6,7	2,5	3,35	1,25	4,69
Автотрансформаторы	308,7	5	3	15,44	9,26	24,70
Итого				31,83	15,38	47,20

Таблица 6.6 – Расчет эксплуатационных издержек по ЛЭП

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{\text{ам}},\%$	$\alpha_{\text{об/рем}},\%$	$I_{\text{ам}},$ млн. тенге	$I_{\text{об/рем}},$ млн. тенге	$I_{\text{экс}},$ млн. тенге
ВЛ 220Кв	84,75	2,0	0,8	1,70	0,68	2,37
ВЛ 110 кВ	610,2	2,0	0,8	12,20	4,88	17,09
Итого				13,9	5,56	19,46

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют

$$I_{\text{экс}\Sigma} = 31,83 + 13,9 = 45,73 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет себестоимости на передачу электроэнергии.

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- 1) энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- 2) ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- 3) энергия на компенсацию технических потерь;
- 4) материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);
- 5) расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- 6) износ основных средств;
- 7) командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- 8) канцелярские расходы;
- 9) охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- 10) поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- 11) страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- 12) переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- 13) типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
- 14) подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- 15) расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);
- 16) услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
- 17) расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
- 18) налоговые платежи;
- 19) расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
- 20) услуги банка (комиссионные за проведение зарплат),

командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

21) услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет)[11].

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (6.8)$$

где $\sum I$ – суммарные издержки;
 \mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

$$\sum I = I_{\text{ам}} + I_{\text{др}}, \quad (6.9)$$

где $I_{\text{ам}}$ – ежегодные издержки на амортизацию (составляют 45% от общих затрат);

$I_{\text{др}}$ – прочие издержки (составляют 55% от общих затрат).

$$I_{\text{др}} = \frac{45,73 \cdot 0,55}{0,45} = 55,89 \text{ млн. тенге,}$$

$$\sum I = 45,73 + 55,89 = 101,62 \text{ млн. тенге.}$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_3 \cdot T_{\text{max}}, \quad (6.10)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 87,5 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 496,12 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{101,62}{496,12} = 0,204 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Расчет чистой прибыли.

Стоимость электроэнергии

$T = 12,11$ тенге/кВт·ч – тариф за электроэнергию в Карагандинской области.

$T_{\text{ЭПО}} = 5,5$ тенге/кВт·ч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{КЕГОС}} = 1,685$ тенге/кВт·ч – тариф АО «КЕГОС» за передачу электроэнергии;

$T_{\text{РЭК}} = 3,3$ тенге/кВт·ч – тариф РЭК за передачу электроэнергии.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = \mathcal{E} \cdot T, \quad (6.11)$$

$$V_{\text{реал}} = 496,12 \cdot 12,11 = 6 \text{ млрд. } 01 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:
Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 496,12 \cdot 5,5 = 2 \text{ млрд. 66 млн. тенге.}$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{\text{KEGOC}} = 496,12 \cdot 1,685 = 835,96 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 496,12 \cdot 3,3 = 1 \text{ млрд. 196 млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$V_{\text{ост}} = 6,01 - 2,66 - 0,835 - 1,196 = 806,194 \text{ млн. тенге.}$$

Прибыль составит:

$$\Pi = V_{\text{ост}} - \Sigma И = 806,194 - 101,62 = 706,574 \text{ млн. тенге.}$$

С учётом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит:

$$\text{ЧП} = 706,574 \cdot 0,8 = 563,659 \text{ млн. тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,6 \cdot 563,659 = 386,97 \text{ млн. тенге.}$$

6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость".

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения ЧПС необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени [11].

Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (6.12)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге;
 r – ставка дисконтирования, $r = 15\%$ (банковский кредит);
 n – время реализации проекта, год;
 CF – денежный поток:

$$CF = \text{ЧП}_{\text{инв}} + I_{\text{ам}}, \quad (6.13)$$

$$CF = 386,97 + 45,73 = 432,7 \text{ млн. тенге.}$$

Принимается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 6.7

Таблица 6.7 – Расчет ЧПС

Год	CF , млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$, млн. тенге	ЧПС, млн. тенге	I_c , млн. тенге
0				-1248,30
1	432,7	376,26	-872,04	
2	432,7	327,18	-544,86	
3	432,7	284,51	-260,35	
4	432,7	247,40	-12,95	
5	432,7	215,13	202,18	
6	432,7	187,07	389,28	

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 4 лет.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) – IRR.

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) не линейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством адетивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

Внутренняя норма прибыли рассчитывается по формуле:

$$IRR = \left(1 - \sqrt[n]{\frac{CF}{I_c}}\right) \cdot 100\%, \quad (6.8)$$

$$IRR = \left(1 - \sqrt[4]{\frac{432.7}{1248.3}}\right) \cdot 100\% = 23 \%$$

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Балхашская МЭС» 220/110/10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1млрд.248.млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 4 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита подстанции «Балхашская» напряжением 220/110/10 кВ. Произведен выбор основного электрического оборудования.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: два автотрансформатора типа АДЦТН-125000/200/110, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения. В результате сравнений выбраны распределительные устройства на стороне 220 кВ – мостик с ремонтной перемычкой со стороны линии, на стороне 110 кВ – схема с двумя рабочими и обходной системами шин, на стороне 10 кВ – схема КРУ с камерой одностороннего обслуживания.

В целом подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей.

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитаны основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе. В качестве основных защит рассчитаны: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием цифровых терминалов производства фирмы SIEMENS. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой с минимальным пуском по напряжению, ТЗНП и дистанционной защитой АТ.

Релейная защита отходящих линий 220 кВ выполнена на терминале дистанционной защиты производства фирмы SIEMENS, который состоит из резервного и основного комплекта защит.

В специальной части дипломного проекта произведен анализ автоматики УРОВ и параметризация дистанционной защиты.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ мер защит от поражения электрическим током и рассмотрен вопрос воздействия шума на персонал подстанции и разработка шумоизоляции.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка эффективности проекта, включающая в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Список использованной литературы

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Основное и вспомогательное оборудование электрических станций и подстанций.— М.: Энергоатом из дат. 1987.
2. Неклепаев Б.И., Крючков И.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.— М.: Энергоатом из дат. 1988. 608с.
3. Чернобровов Н.А. Релейная защита – М., Высшая школа, 1981.– 232 с.: ил.
4. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
5. SIPROTEC kat 2004 ru.
6. Manual: 7SA6XX - Дистанционная защита
7. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
8. Шумозащитные ограждения автотрансформаторов напряжением 220–330 кВ 9750 ТМ 1979 г. Киевский филиал УкрОЭнергосетьпроект.
9. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.
10. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.
11. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк.: Методические указания по выполнению расчетно-графической работы на тему: «Определение основных технико-экономических показателей деятельности энергокомпаний в условиях рынка», Алматы 2008 г.
12. Электротехнический справочник. Том 3. книга 1.
13. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 2001г. 528 с.
14. Дьяков А.Ф., Овчаренков Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. - М.: МЭИ, 2000
15. Воронина А.А. Безопасность труда в электроустановках / А.А.Воронина, Н.Ф.Шибенко – М., Высшая школа, 1984. – 312с. : ил.
16. Камнев В.Н. Монтаж устройств вторичной коммутации – М., Высшая школа, 1997.–271 с.
17. Коптев А.А. Электромонтер оперативно-выездной бригады подстанций – М., Высшая школа, 1988.–266 с.: ил.

Приложение А

Расчет токов КЗ на программе ElectronicsWorkbench

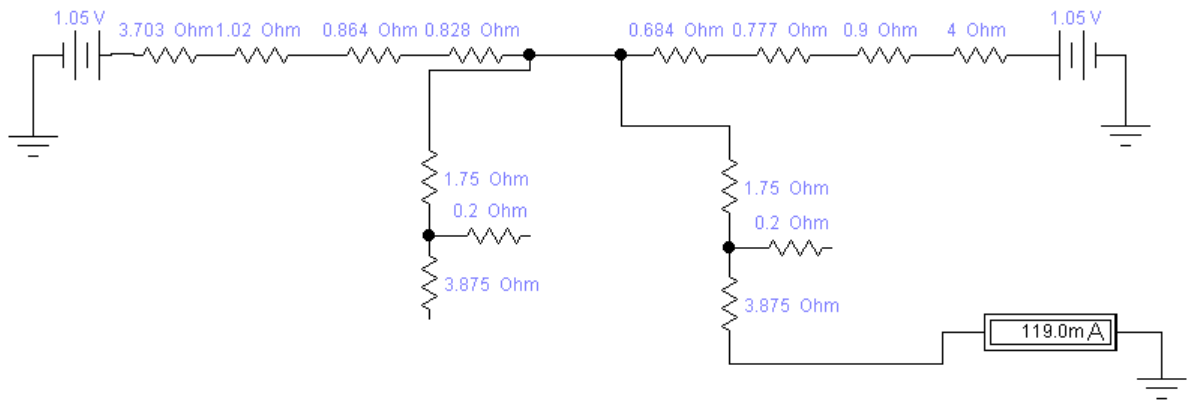


Рисунок А.1 – Расчет ТКЗ на низкой стороне

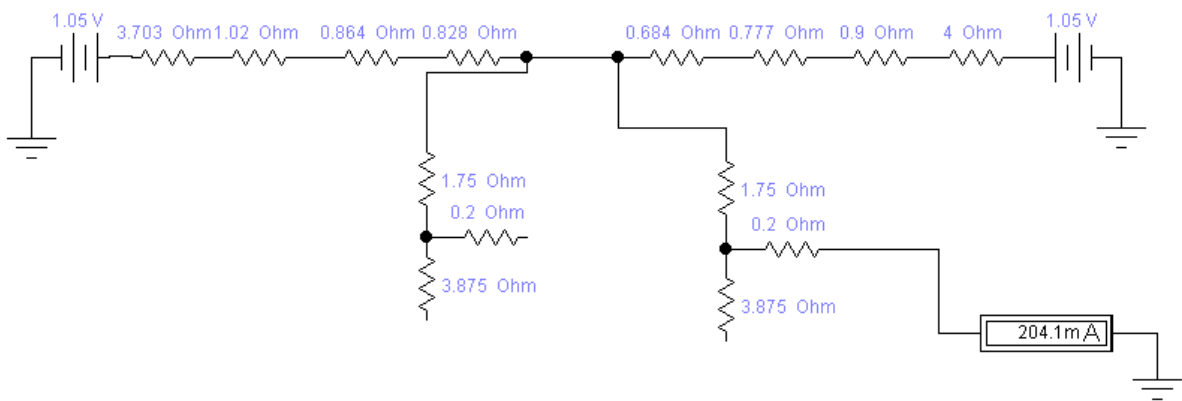


Рисунок А.2 – Расчет ТКЗ на средней стороне

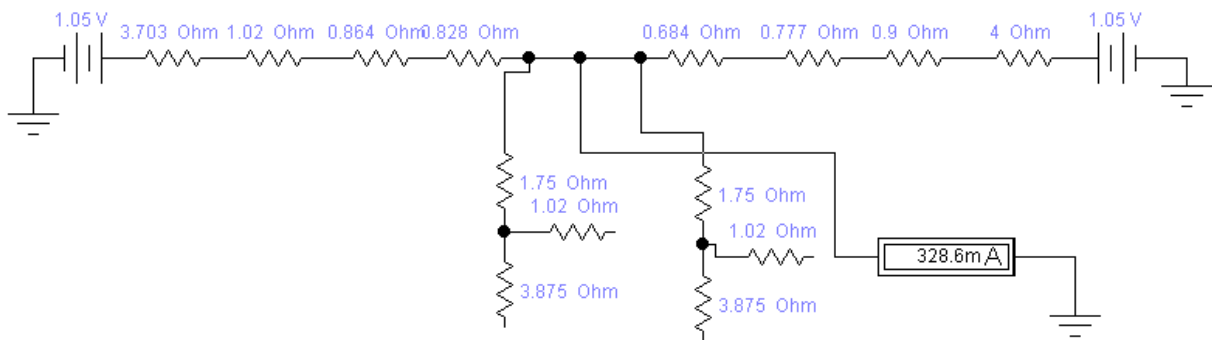


Рисунок А.3 – Расчет ТКЗ на высокой стороне

Приложение Б

Расчет токов КЗ на программе АРМ СРЗА

Описание программы АРМ СРЗА

Справочное руководство по программе эквивалентирования написано в предположении того, что пользователь хорошо знаком с руководством по программе расчёта токов короткого замыкания. Интерфейс программы эквивалентирования во многом похож на интерфейс программы расчёта токов короткого замыкания. Так практически одинаковы правила работы с сетью, редактором заданий, протоколом и векторной диаграммой. В данном руководстве отражены только отличительные особенности программы эквивалентирования.

Программа расчета эквивалентов сети производит три вида расчётов – расчет эквивалента сети к заданным узлам, расчёт суммарных сопротивлений ($Z_1 Z_2 Z_0$) узлов и расчёт тока качания на заданной ветви. Узлы для расчёта эквивалента сети задаются в приказе УЗЛЫ-ЕКВ, а узлы для расчёта суммарных сопротивлений в приказе УЗЛ-ЗСУМ. Для расчёта тока качания используется приказ ТОК-КАЧ.

В задании на расчет может быть несколько подрежимов и одна группа узлов для расчёта эквивалента сети, хотя эти узлы могут быть записаны в нескольких приказах УЗЛЫ-ЕКВ. Узлов для расчёта суммарных сопротивлений может быть несколько, и записаны они могут в нескольких приказах УЗЛ-ЗСУМ. В одном задании можно одновременно произвести расчёт эквивалента, расчёт суммарных сопротивлений нескольких узлов и расчёт тока качания.

При формировании подрежима можно использовать все приказы, используемые в программе расчёта токов короткого замыкания, кроме того введён новый приказ ОТКЛ-ИГ, позволяющий по записи одной ветви индуктивной группы отключить все ветви данной индуктивной группы.

Независимо от того как сформировано задание, в протокол сначала выводится эквивалент, затем суммарные сопротивления, а в конце ток качания. В отличие от программы ТКЗ-3000, где расчёт производился только для одной заданной последовательности, в данной программе одновременно рассчитываются все три последовательности. Сопротивления ветвей эквивалента по обратной последовательности выводятся в протокол только в том случае, если они отличаются от параметров прямой последовательности.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

Программа “Релейная защита” (РЗ) позволяет:

1. Производить расчеты для защит нулевой последовательности от КЗ на землю (ТЗНП), для дистанционных защит (ДЗ) и для токовых защит от междуфазных КЗ (МФТ).

Для ДЗ возможны расчеты для защит:

- электромеханического принципа (ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5);
- на микроэлементной базе (ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801);
- микропроцессорных защит НПП “ЭКРА ” (шкаф защит серии ШЭ2607 и ШЭ2710) и микропроцессорных терминалов производства фирмы SIEMENS.

Для МФТ возможны расчёты защит устанавливаемых на трансформаторы и линии. К этим защитам относятся:

- фильтровая защита обратной последовательности направленная, с использованием фильтра обратной последовательности РМОП-2 (тип МФТ2_М) и ненаправленная, с использованием фильтрового реле тока РТФ-1М. Ненаправленная защита может быть выполнена как токовая отсечка с выдержкой времени, либо как токовая отсечка с минимальным пуском (или комбинированным пуском) по напряжению (тип МФТ2_Н);
- максимальная токовая защита при симметричных КЗ. Это максимальная токовая отсечка (тип МФТЗ), максимальная токовая защита с минимальным пуском (или комбинированным пуском) по напряжению (тип МФТЗ_Н) и максимальная токовая защита, дополненная органом направления мощности (тип МФТЗ_М).

2. Получать и хранить результаты расчетов в выходных документах в табличной форме. Для расчетных условий по ДЗ, помещенных в выходной документ возможен графический интерфейс при работе с характеристикой ступени;

3. Иметь возможность графического выбора характеристики ступени на комплексной плоскости по условиям отстройки и оценки чувствительности от векторов замеров для множества расчетных повреждений и коммутационных подрежимов.

4. Создать фонд для хранения информации по тем видам защит, по которым программа РЗ ведет расчеты. К этой информации относится:

- привязка ступеней по току и напряжению к расчетной сети;
- коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения;
- тип панели; параметры срабатывания по всем ступеням;
- включение реле сопротивления для ДЗ и тип реле мощности для ТЗНП;
- направленность действия ступени (в элемент или в шины).

Возможна запись параметров срабатывания по ступени из выходного документа в фонд.

Протокол расчета токов короткого замыкания

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА										
11-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ				Одно-фазное КЗ (А0)				
Узла	Узла	I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)		
11-	U=230.0/-0	Z1=7.297+j141.050	Z2=7.297+j141.050	Z0=0.000-j-0.000						
0	Общая нейтраль	940 93	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
0,1	Общая нейтраль	678 90	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
2		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
		266 101	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
12-	U=230.0/-0	Z1=16.867+j159.437	Z2=16.867+j159.437	Z0=17.851+j91.198						
1		828 96	321 97	321 97	321 97	964 97				
3		530 94	205 95	205 95	205 95	454 97				
		299 100	116 101	116 101	116 101	510 97				
13-	U=230.0/-0	Z1=21.616+j168.889	Z2=21.616+j168.889	Z0=0.000-j-0.000						
0,1	Общая нейтраль	780 97	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
2		443 96	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
4		337 98	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
14-	U=230.0/0	Z1=22.847+j171.859	Z2=22.847+j171.859	Z0=4.532+j54.021						
3		766 98	331 97	331 97	331 97	994 97				
7		382 98	165 98	165 98	165 98	320 103				
8		384 97	166 97	166 97	166 97	112 103				
11		0 0	0 0	0 0	0 0	283 92				
		0 0	0 0	0 0	0 0	283 92				
15-	U=230.0/-0	Z1=8.511+j147.595	Z2=8.511+j147.595	Z0=0.000-j-0.000						
0	Общая нейтраль	898 93	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
0,1	Общая нейтраль	628 90	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
6		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
		274 101	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
16-	U=230.0/0	Z1=17.091+j162.559	Z2=17.091+j162.559	Z0=22.393+j118.900						
5		812 96	297 97	297 97	297 97	890 97				
7		506 94	185 95	185 95	185 95	589 98				
		307 100	112 101	112 101	112 101	301 96				
17-	U=230.0/-0	Z1=21.413+j169.818	Z2=21.413+j169.818	Z0=21.247+j124.136						
4		776 97	284 98	284 98	284 98	851 98				
6		343 99	125 100	125 100	125 100	537 97				
		433 96	158 96	158 96	158 96	314 99				
19-	U=115.0/-0	Z1=5.712+j50.371	Z2=5.712+j50.371	Z0=0.538+j11.512						
8		1310 96	589 96	588 96	588 96	1764 96				
11		655 96	294 96	294 96	294 96	882 96				
15		655 96	294 96	294 96	294 96	882 96				
16		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
17		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
21		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
22		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
23		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
10-	U=10.5/-0	Z1=0.048+j0.694	Z2=0.048+j0.694	Z0=0.000-j-0.000						
0	Общая нейтраль	8721 94	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
8		0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
		8721 94	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	
11-	U=230.0/-0	Z1=22.847+j201.483	Z2=22.847+j201.483	Z0=2.151+j46.049						
4		655 96	294 96	294 96	294 96	882 96				
9		327 96	147 96	147 96	147 96	132 102				
13		327 96	147 96	147 96	147 96	441 96				
		0 0	0 0	0 0	0 0	310 94				

Рисунок Б.1 – Протокол расчета токов короткого замыкания

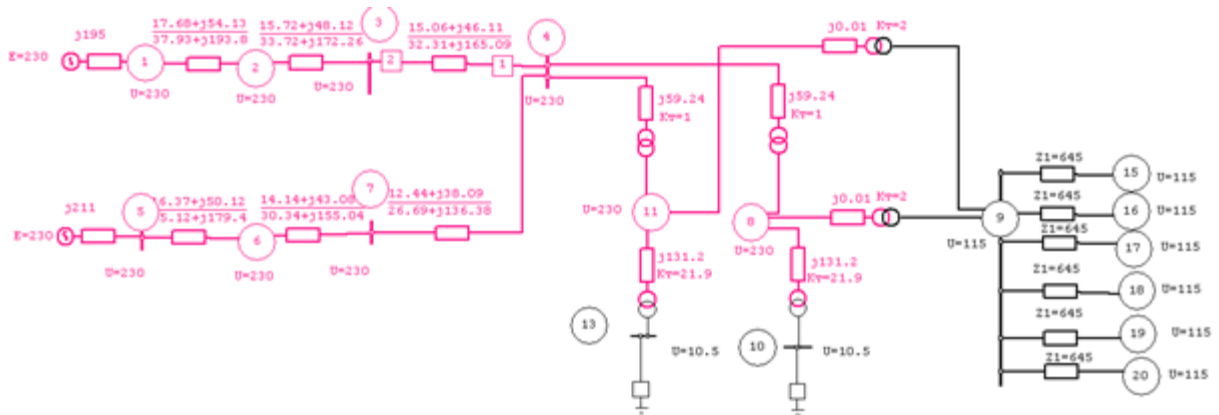


Рисунок Б.2 – Расчетная модель схемы подстанции

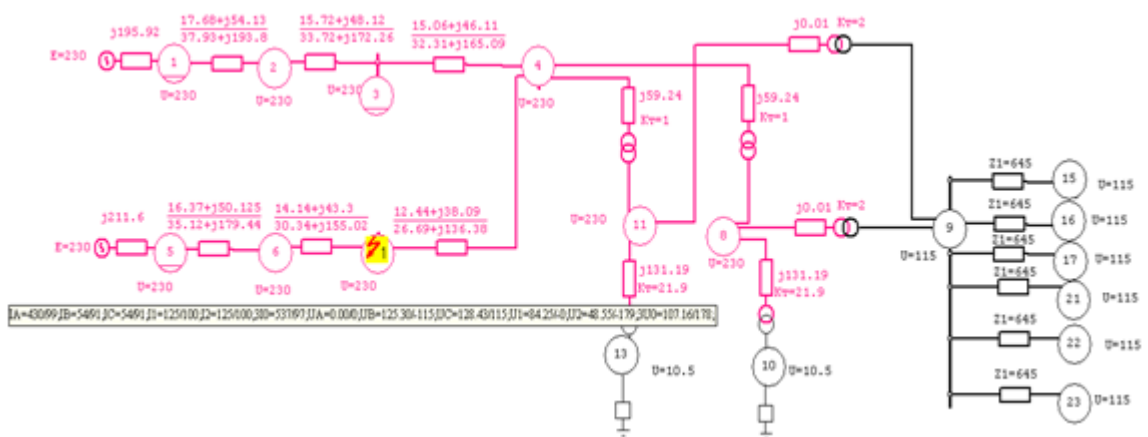


Рисунок Б.3 – однофазный ток КЗ в линии w4

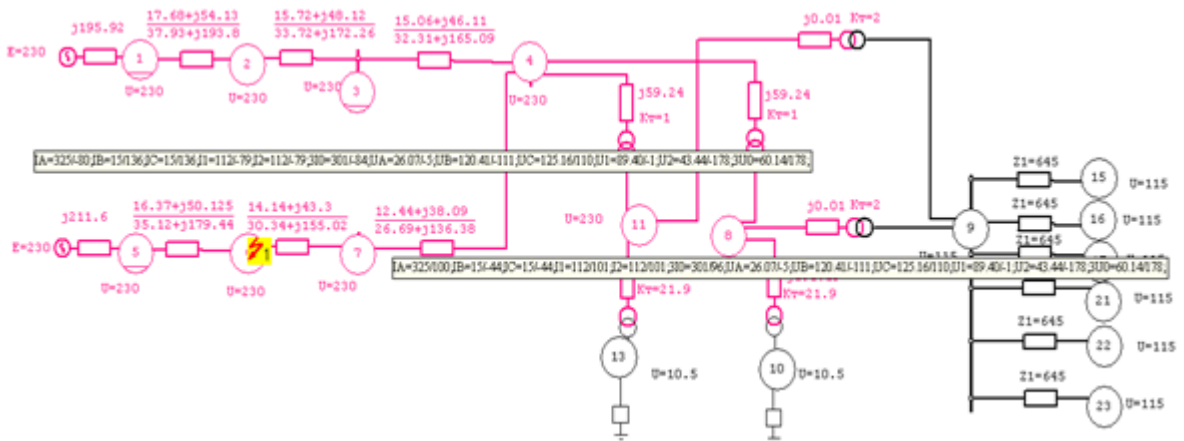


Рисунок Б.4 – однофазный ток КЗ в конце линии w5

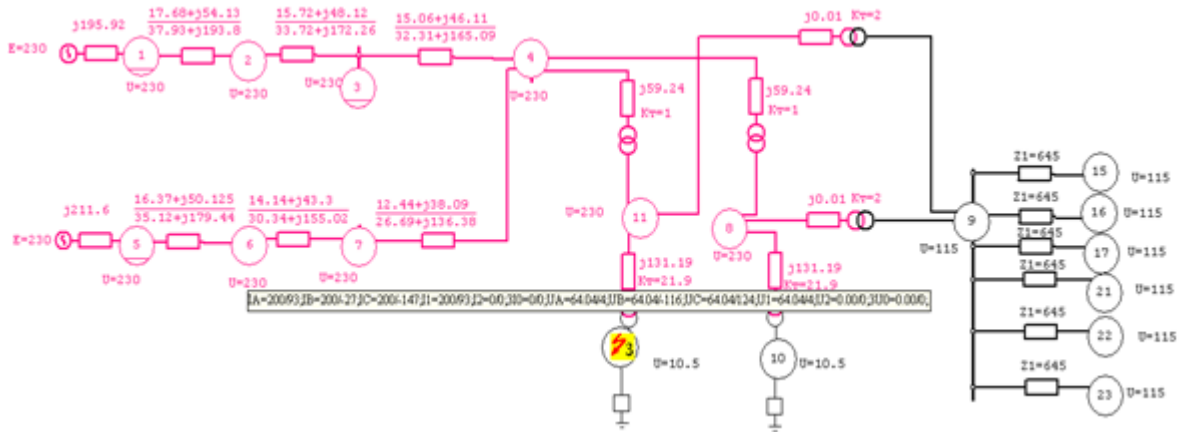


Рисунок Б.5 – Ток в линии w4 при трехфазном КЗ за АТТЗНП АТ

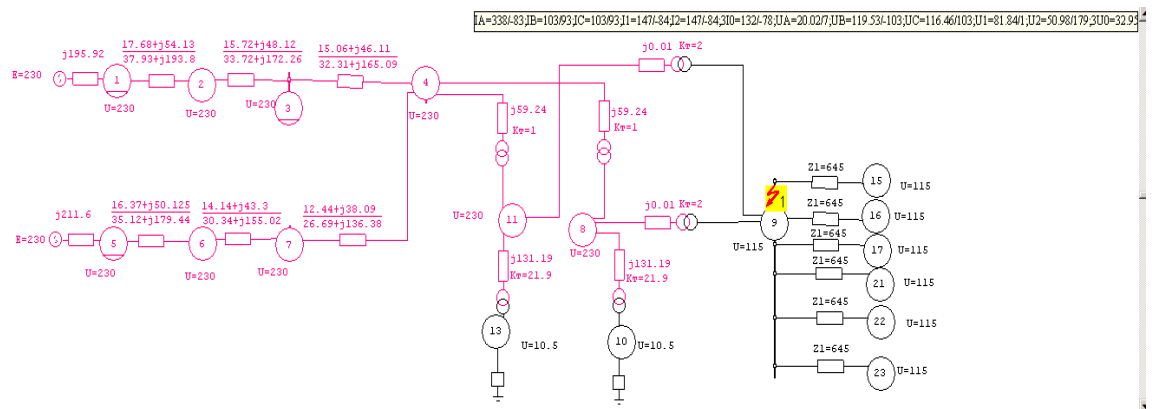


Рисунок Б.6 – Ток на высокой стороне (в линии) при однофазном КЗ на средней стороне

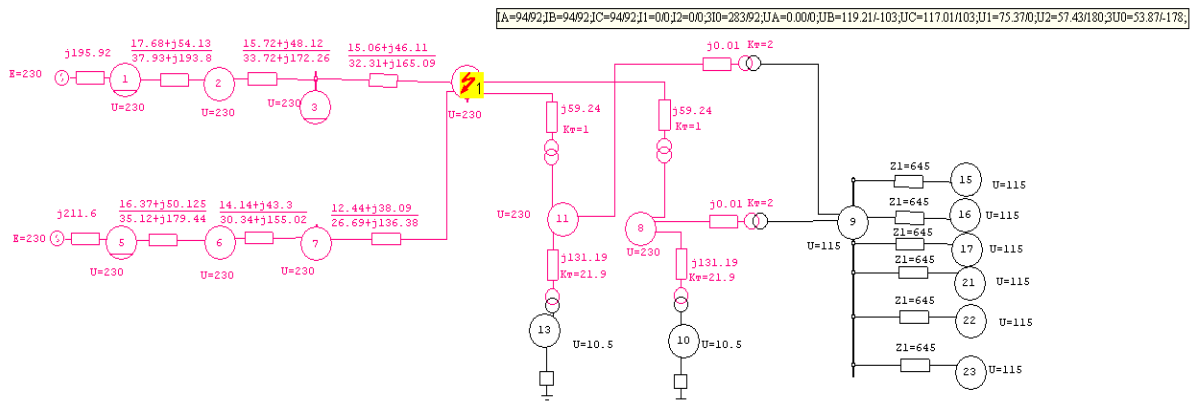


Рисунок Б.7 – ток на высокой стороне (в линии) при однофазном КЗ на стороне ВН

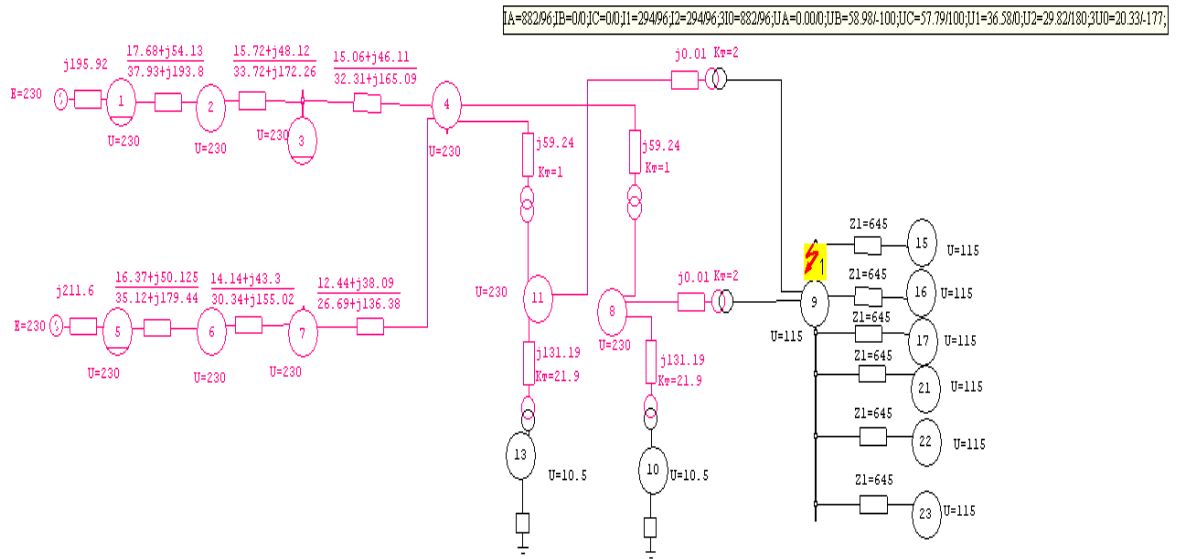


Рисунок Б.8 – ток на средней стороне при однофазном КЗ на стороне СН

Приложение В

Проверка ТТ по 10 % погрешности наружной установки

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТШЛ-10	4000	5	0.5	20	35	0.48	0.54	0.8
ТШЛ-10	5000	5	P	25	35	0.9	1.03	1.2
ТШЛ-10	5000	5	0.5	20	35	0.6	0.65	0.8
ТШЛП-10	1000	5	P	25		0.3	0.1	1.2
ТШЛП-10	1000	5	0.5	20		0.125	0.001	0.8
ТШЛП-10	2000	5	P	25		0.45	0.5	1.2
ТШЛП-10	2000	5	0.5	20		0.2	0.001	0.8
ТФЗМ-220	1000	5	-	30	25	0.61	0.71	1.2
ТВТ-220	2000	5	-	30	25	1.22	1.72	2
ТВТ-220	3000	5	-	30	25	1.82	3.1	2.4
ТВТ-220	4000	5	-	30	25	2.44	3.04	3
ТВТ-220	1000	1	-	30	25	10.4	22.9	30
ТШВ-15	6000	5	P	15	20			1.2
ТШВ-15	6000	5	0.5	15	20			1.2
ТШВ-15	8000	5	P	15	20			1.2
ТФНД-110М	300	5	0.5	12		0.33	1	1.2
ТФЗРМ35А	400	5	P	28	30			
ТФЗМ110Б-II	1000	5		30	34			
ТГФМ-110	2000	5	P					
ТБОМ-110	150/50	5	P/0.2S	20	10 1ек			

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок В.1 – Выбор ТТ на РУ 220 кВ

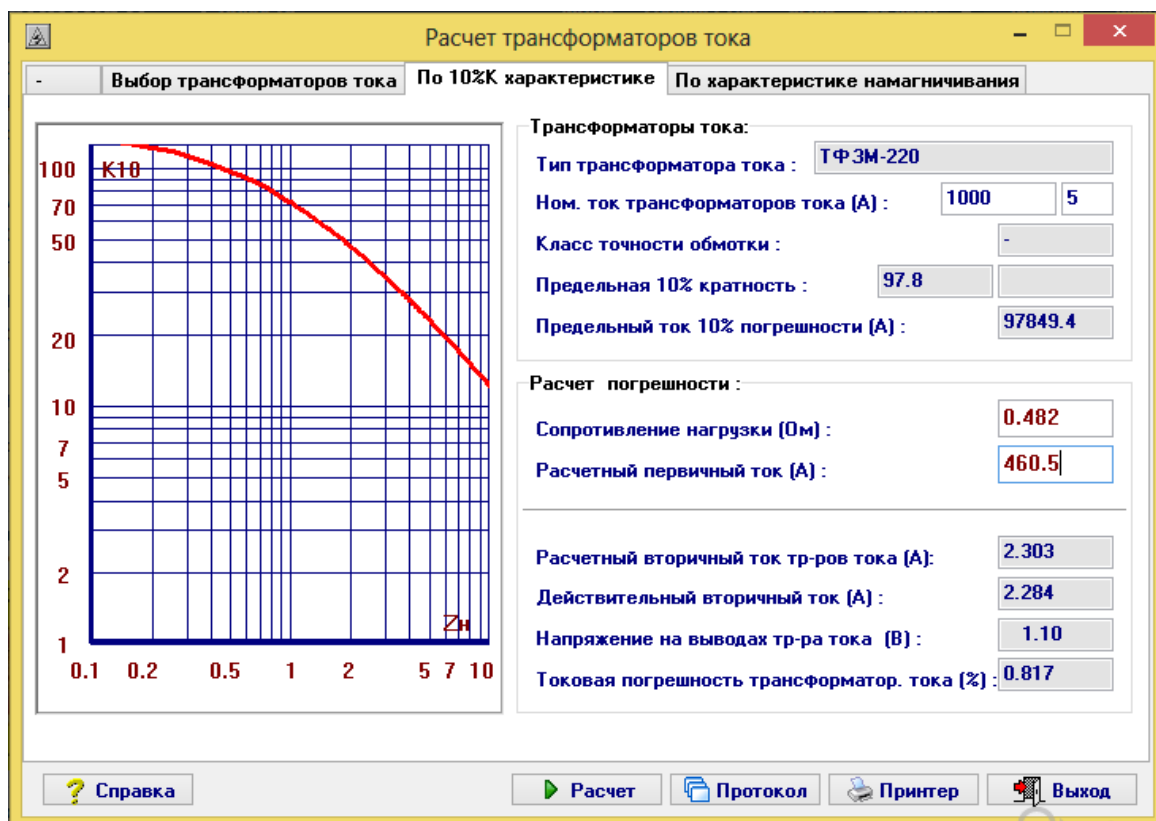


Рисунок В.2 – Проверка по 10% характеристики

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
TBT-110	200	5	-	20	25	0.11	0.39	0.8
TBT-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1
TBT-110	400	5	-	20	25	0.222	0.37	1.6
TBT-110	600	5	-	20	25	0.334	0.68	2
TBT-110	400	5	-	24	25	0.222	0	1.2
TBT-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
TBT-110	750	5	-	24	25	0.56	0	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6
ТФЗМ-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.2
ТФЗМ-110	1500	5	-	24	25	0.675	1	1.2
TBT-110	2000	5	-	24	25	0.9	1.3	1.6
TBT-110	400	1	-	24	25	3.8	0	30
TBT-110	600	1	-	24	25	5.6	0	30
TBT-110	750	1	-	24	25	7.2	0	40
ТФЗМ-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	40
ТФЗМ-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	30
ТФЗМ-110	1500	1	-	24	25	11.8	30.4	30
ТФЗМ-110	2000	1	-	24	25	15.5	38.6	40
TB-110/20	200	5	-	10		0.16	0.43	0.8
TB-110/20	300	5	-	6.5		0.16	0.43	1.2

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок В.3 – Выбор ТТ на РУ 110 кВ

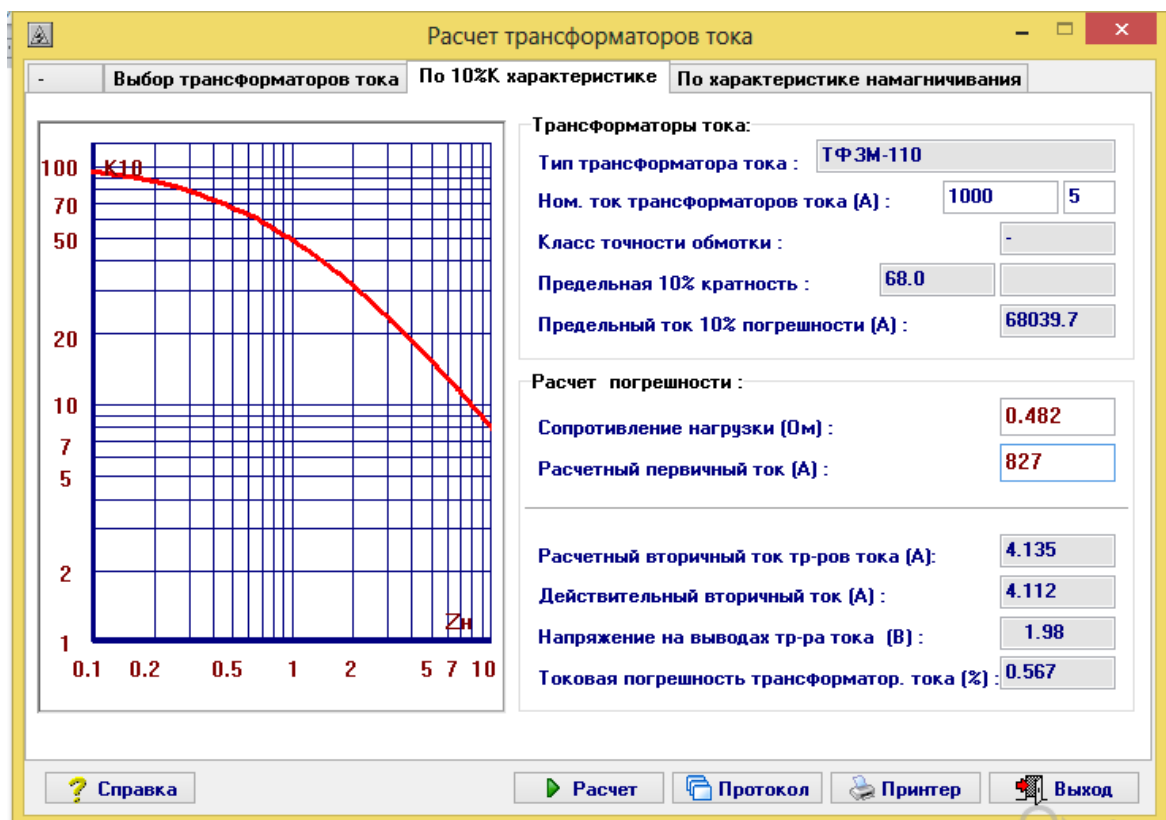


Рисунок В.4 – Проверка по 10% характеристики