

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 "Арысь" 110/35/10 кВ Туркестанэнерго

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Молдамурат М.М., РЗ - 10 - 03

(Фамилия и инициалы)

группа

Научный руководитель: Башкиров М.В., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись)

«03» июня 2014 г.

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись)

« » « » 20 г.

по применению вычислительной техники:

Башкиров М.В., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись)

«30» 03 2014 г.

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись)

« » « » 20 г.

Рецензент: Лавров И.А., начальник центральной службы РЗА АО «АЖК»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись)

«3» 06 2014 г.

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

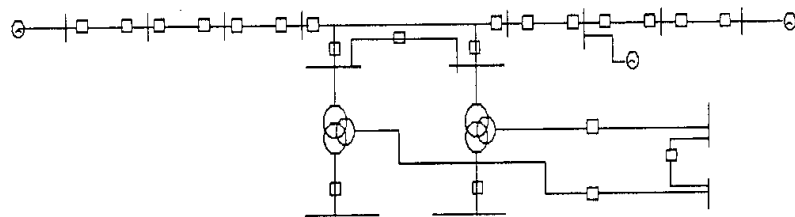
Студент Молдамурат Мадияр Мухтарұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Релейная защиты подстанции "Арысь" 110/35/10 кВ Туркестанэнерго

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: $S_{\text{ном}}=80$ МВА.

Мощности систем: $S_{\text{кзс1}}=300$ МВА;

$S_{\text{кзс2}}=400$ МВА.

$S_{\text{кзс2}}=80$ МВА.

Параметры линии:

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	X_1 , Ом	R_1 , Ом
Л1	65	АС-95/16	0,434	0,306
Л2	60	АС-95/16	0,434	0,306
Л3	55	АС-95/16	0,434	0,306
Л4	68	АС-95/16	0,434	0,306
Л5	80	АС-95/16	0,434	0,306
Л6	75	АС-95/16	0,434	0,306

Отмечены точки КЗ:

- К1 – однофазное стороне ВН (110 кВ);
- К2 – однофазное на стороне ВН (110 кВ);
- К3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);

- К4 – Трехфазное на стороне СН (35 кВ);
- К5 – Трехфазное на стороне ВН (110 кВ).

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

- 1) Разработка главной электрической схемы
- 2) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования
- 3) Проектирование релейной защиты элементов подстанции
- 4) Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора ПС 110/35/10 кВ
- 5) Техничко-экономическое обоснование
- 6) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Арысь» 110/35/10кВ
- 2) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора Т1(Т2)
- 3) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит линии W3 (W4)
- 4) 5BO71800.76ЭЭ.15.Э5 –5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 -Однолинейная схема оперативных цепей защит трансформатора Т1(Т2)
- 5) 5BO71800.76ЭЭ.15.Э5 –5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 -Однолинейная схема оперативных цепей защит линии W3 (W4)
- 6) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Схема подключения дуговой защиты ячеек КРУ

Рекомендуемая основная литература:

1. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энргоатомиздат, 1998. – 800 с.
3. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эксплуатационная часть	Ю.И.Ива д.ИИ.	02.04-03.06.14	Ива
Проектирование РЗА	С.А.Ива д.ИИ.	30.05-14.06.14	Ива
Б.И.И	С.А.Ива д.ИИ.	1.04-30.05.14	Ива

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка шеврона схематических электрических соединений	24.10.2013	Выполнено
2	Расчет токов короткого замыкания	21.11.2013 18.12.2013	Выполнено Выполнено
3	Выбор электрического оборудования		
4	Проектирование релейной защиты элементов подстанции	16.01.2014	Выполнено
5	Специальная часть Дуговая защита электросети	20.02.2014	Выполнено
6	Бизнес план строительства подстанции	20.03.2014	Выполнено
7	Безопасность жизнедеятельности	24.04.2014	Выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель _____ Башикиров М.В.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Молдамурат М.М.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада Оңтүстік Қазақстан облысындағы «Арысь» қосалқы стансасының релелік қорғау жасалды.

Алмастыру схемасының параметрлері мен релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын таңдауы жасалған және дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық бөлімдер орындалған.

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте было разработана релейная защита подстанции «Арысь» в Южно-Казахстанской области.

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

Выполнены графические части, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection of South-Kazakhstan region «Arys» 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

	Перечень сокращений и обозначений	7
	Введение	8
1	Исходные данные к проекту	9
2	Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	11
2.1	Общие положения	11
2.2	Выбор принципиальной схемы подстанции	11
2.3	Выбор электрических схем ВН, СН и НН подстанции	12
3	Расчёт токов короткого замыкания	20
4	Выбор электрического оборудования	23
4.1	Выбор выключателей	23
4.2	Выбор разъединителей	25
4.3	Выбор измерительного трансформатора тока	27
4.4	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	31
4.5	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции	32
5	Проектирование релейной защиты элементов подстанции	33
5.1	Релейная защита трансформаторов подстанции	34
5.2	Релейная защита линии 110 кВ	47
6	Специальная часть. Дуговая Защита ячеек КРУ.	61
6.1	Короткое замыкание распределительных устройствах	61
6.2	Цифровое устройство защиты от дуговых замыканий "Дуга-МТ"	64
7	Бизнес план строительства подстанции	68
7.1	Общая часть	68
7.2	Расчет технико-экономических показателей подстанции	69
7.3	Расчет эксплуатационных издержек	72
7.4	Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии	73
7.5	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	76
8	Безопасность жизнедеятельности	78
8.1	Общие положения	78
8.2	Анализ условий труда в помещениях подстанции	78
8.3	Разработка мероприятий по улучшению условий труда	79
	Заключение	90
	Список литературы	91

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

Целью дипломного проекта является проектирование релейной защиты подстанции «Арысь» напряжением 110/35/10 кВ.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- спроектирована электрическая часть подстанции;
- произведен выбор основного электрического оборудования;
- произведен расчет основных защит трансформатора;
- произведен расчет основной и резервной защит линий 110 кВ.

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

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» выполнен выбор главной (однолинейной) электрической схемы подстанции, а также основного электрооборудования, устанавливаемого на проектируемой подстанции: силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения и др.

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

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

В разделе «Релейная защита линий 110 кВ» рассчитываются основная и резервные защиты линий 110 кВ.

В специальной части предоставлена разработка защиты ячеек КРУ от дугового короткого замыкания.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведены: анализ условий труда, разработка искусственного освещения, разработка защиты персонала от поражения электрическим током.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции, рентабельность инвестиции и срок окупаемости.

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

1 Исходные данные к дипломному проекту

Ниже приведенные исходные данные к дипломному проекту. На рисунке 1.1 предоставлена схема подстанции «Арысь» 110/35/10 кВ.

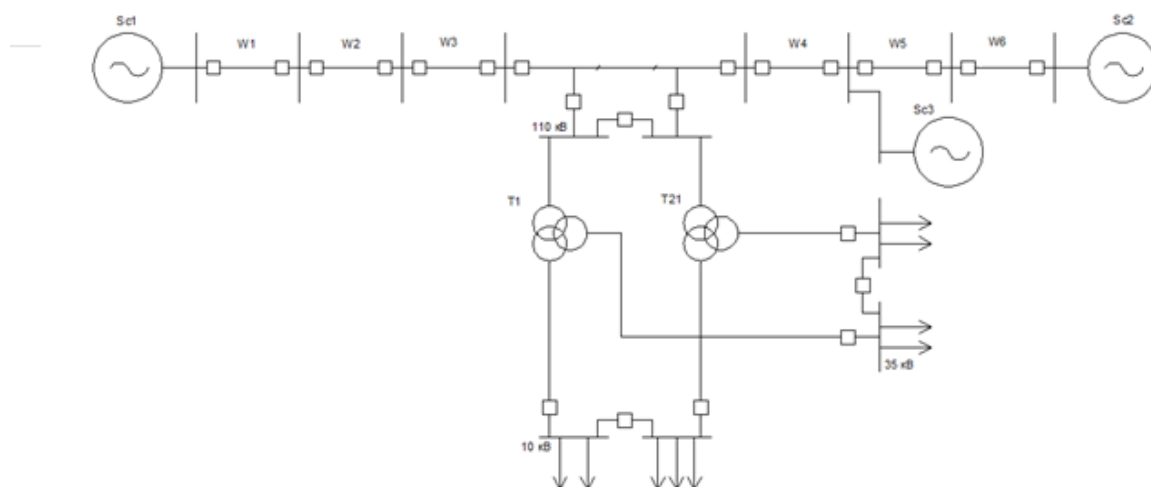


Рисунок 1.1 Исходная схема подстанции «Арысь» Туркестанэнерго

Подстанция питается от 2-х линий, напряжением 110 кВ. Линии соединены с системой через другие подстанции соответствующего напряжения. Далее в таблице 1.1 привожу характеристики питающих линий и смежных с ними участков.

Таблица 1.1 Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{1уд.}$, Ом/км	$R_{1уд.}$, Ом/км	X_0 , Ом/км
Л1	65	АС-95/16	0,434	0,306	1,55
Л2	60	АС-95/16	0,434	0,306	1,55
Л3	55	АС-95/16	0,434	0,306	1,55
Л4	68	АС-95/16	0,434	0,306	1,55
Л5	80	АС-95/16	0,434	0,306	1,55
Л6	75	АС-95/16	0,434	0,306	1,55

К подстанции присоединены нагрузки со стороны 35 кВ – 6 линий по 30 МВА, со стороны 10 кВ нагрузка выполнена 10-ью линиями мощностью по 2,5 МВА. Так как нагрузки на одноименном напряжении одинаковы, то их объединяем, для удобства сведения в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 Данные потребителей

P1,МВт	P2,МВт	P3,МВт	P4,МВт	P5,МВт	P6,МВт
50	48	50	50	40	45

Понижение напряжения на подстанции осуществляется двумя трансформаторами, мощностью 80 МВА, как указано в задании. Для подстанции выбираю трансформатор ТДТН - 80000/110 , паспортные данные которого указаны в таблице 1.3.

Таблица 1.3 Номинальные параметры трансформатора ТДТН - 80000/110

$S_{НОМ},$ МВ·А	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт				Uк, %		
	ВН	СН	НН	P_x	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН-НН
80	115	38,5	10, 5	102	390	-	-	10,5	17	6,5

Для систем, от которых питается расчетная подстанция, задается мощность систем: $S_{кз.с1max} = 300 \text{ МВ·А}$, $S_{кз.с2max} = 400 \text{ МВ·А}$; $S_{кз.с3max} = 80 \text{ МВ·А}$

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Главной схемой электрических соединений подстанции называется совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними.

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части подстанции. От главной схемы зависят:

- а) надежность передачи мощности;
- б) капитальные вложения;
- в) эксплуатационные издержки (включая потери электроэнергии);
- г) возможность ремонта электроустановок;
- д) удобство техобслуживания и безопасность персонала;
- е) рациональность размещения оборудования, возможности дальнейшего развития подстанции;
- ж) гибкость коммутации при восстановлении функционирования после аварии.

Проектирование главной схемы подстанции осуществляется в ходе выполнения следующих процедур:

- а) выбора принципиальной схемы;
- б) выбора схем электрических соединений РУ всех напряжений;
- в) выбора электрооборудования;
- г) выбора схемы резервирования питания собственных нужд.

2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции

Выбором принципиальной схемы подстанции принято называть выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов. При выборе числа трансформаторов должны быть учтены требования надёжности выдачи мощности в систему и электроснабжения потребителей с учётом особенностей проектируемой подстанции и требования ограничения токов КЗ.

Число трансформаторов определяется требованиями надёжности электроснабжения. Так, для электроснабжения потребителей I и II категорий, как правило, устанавливают два трансформатора (автотрансформатора). Установка большего числа трансформаторов допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Трансформаторы и автотрансформаторы с ВН до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными, при наличии РУ трёх напряжений, если среднее напряжение 110 кВ и выше, целесообразно использование автотрансформаторов.

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих отдельно, обеспечивает надежность систем электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путем использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности.

Выбор трансформаторов производят по их нагрузке. Номинальная мощность трансформаторов определяется наибольшей полной мощностью $S_{нб}$, передаваемой по наиболее нагруженной обмотке трансформатора.

В данном проекте выбираются два трёхобмоточных трансформатора типа ТДТН-80000/110 (номинальная мощность одного трансформатора составляет 80 МВ·А).

2.3 Выбор электрических схем ВН, СН и НН подстанции

Выбор схемы РУ начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

Распределительные устройства должны обеспечивать надежность работы электроустановки, что может быть выполнено только при правильном выборе и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ в соответствии с ПУЭ.

При выборе электрических схем РУ должны обеспечиваться следующие требования:

а) повреждения выключателя или сборных шин не должны приводить к потере транзита мощности или двух цепей двухцепной линии;

б) ремонт сборных шин или выключателя, как правило не должен приводить к отключению одноцепной линии;

в) отказ выключателя не должен приводить к потере мощности, превышающей мощность аварийного резерва системы;

г) желательно, чтобы отказ секционного выключателя не приводил к отключению всего РУ;

д) количество отключаемых присоединений, особенно однородных, при различных повреждениях, сопровождающихся отказом выключателя, а также отказом одного выключателя во время ремонта других должно быть наименьшим;

е) при производстве режимных переключений, выводе в ремонт оборудования отключении поврежденного участка в аварийных режимах, необходимо наименьшее количество и наименьшая сложность операций с выключателями и разъединителями;

ж) возможность поэтапного развития РУ с переходом от одного типа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

Проектирование (выбор) схемы РУ начинают с рассмотрения технически возможных и целесообразных вариантов. Далее, на основании анализа и сопоставления схем выбирают наиболее полно удовлетворяющую данным требованиям схему.

К основным требованиям, по которым оценивают возможность применения данной схемы, относятся: надежность, простота и оперативная гибкость, возможность расширения.

Выбор электрической схемы РУ 110 кВ

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей – минимальное. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили большое распространение на подстанциях.

В качестве РУ ВН рассматриваются схемы мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, схема 5Н (рисунок 2.1) и мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, схема 5АН (рисунок 2.2).

Вариант схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Может применяться на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях напряжением 35-220 кВ. На тупиковых и ответвительных подстанциях ремонтная перемычка и перемычка с выключателем нормально разомкнуты. При аварии на одной из линий автоматически отключается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются работающими. В случае аварии на одном из трансформаторов отключение выключателя приводит к отключению трансформатора и питающей линии. Отключение линии при повреждении трансформатора

является недостатком данной схемы. На проходных подстанциях переключатель нормально замкнут, через нее осуществляется транзит мощности.

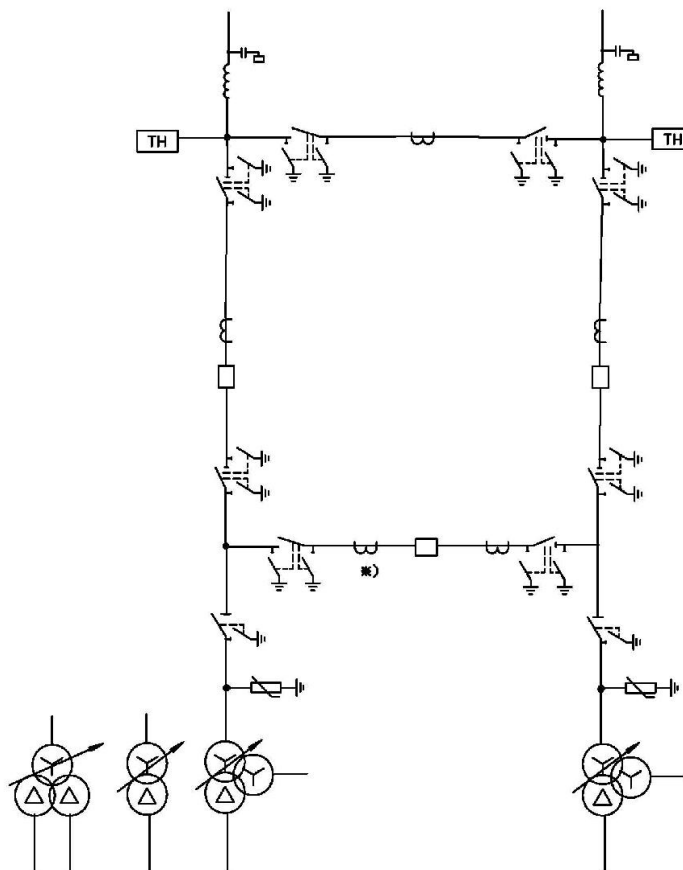


Рисунок 2.1 Схема мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий. (Схема 5Н)

Вариант схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов. Применяется в тех же случаях, что и схема, приведенная выше. Особенность данной схемы состоит в том, что при аварии в линии автоматически отключается поврежденная линия и трансформатор. При аварии на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две линии и два источника питания. Учитывая, эти преимущества, она является более современной, надежной, выбираем ее.

Таким образом, для РУ 110 кВ выбираем схему 5АН – схему мостика с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов (рисунок 2.2).

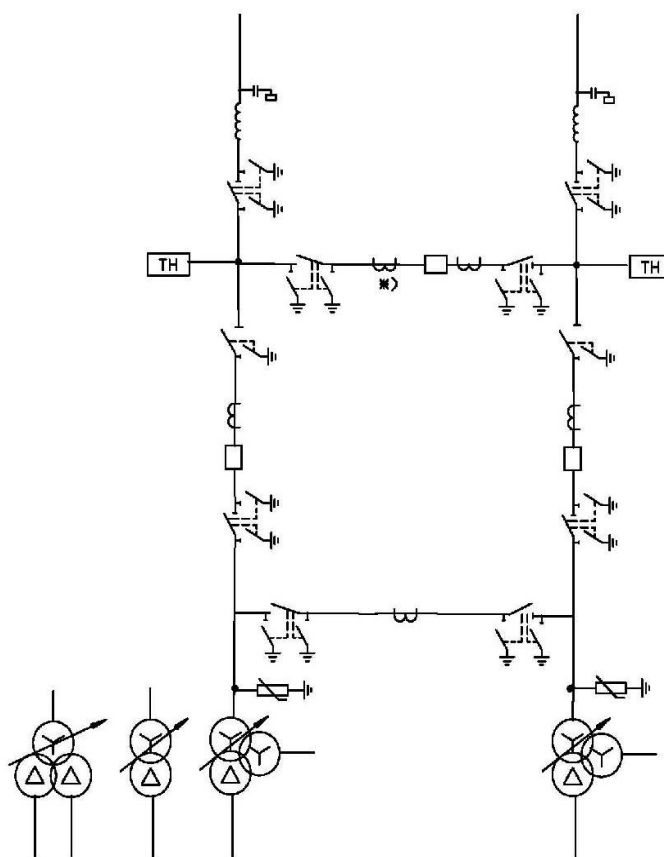


Рисунок 2.2 Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. (Схема 5АН)

Выбор электрической схемы РУ 35 кВ

В качестве РУ среднего напряжения конкурирующими являются следующие схемы:

- Одиночная секционированная система сборных шин (ОССШ), приведенная на рисунке 2.3;
- Одиночная секционированная система сборных шин с обходной системой шин, приведенная на рисунке 2.4;

Рассмотрение первого варианта (ОССШ без обходной системы шин). В данной схеме применяются шунтирующие разъединители Р1 и Р2, назначение которых заключается в шунтировании выводимых в ремонт выключателей Q1 и Q2.

Преимущества использования шунтирующего разъединителя:

- повышения надежности снабжения потребителей электроэнергией.
- при отсутствии разъединителя Р1 и при выведенном в ремонт выключателе Q1, секция получает питание от трансформатора Т2. При возникновении КЗ на секции 35 кВ перед секционным выключателем теряется часть потребителей.

Недостатки использования шунтирующего разъединителя:

- если происходит КЗ на секции шин перед секционным выключателем

- в момент, когда Q1 зашунтирован то отключается трансформатор Т1 от P3 со всех сторон. Питание всей подстанции остается на трансформаторе Т2.
- если КЗ после секционного выключателя, теряются все потребители (зашунтирован Q1).

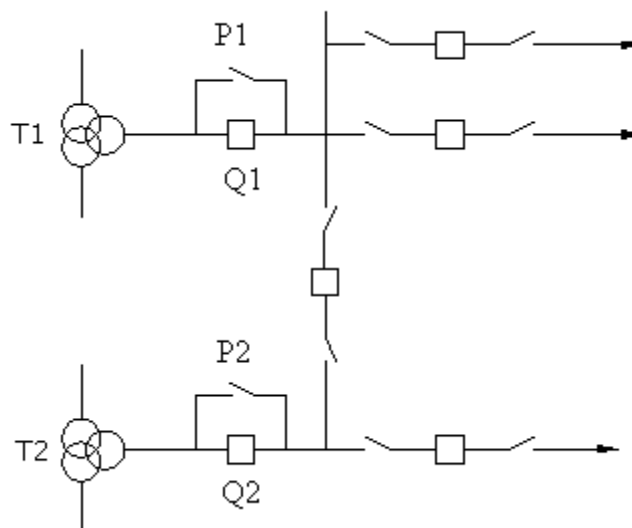


Рисунок 2.3 – Схема одиночной секционированной системы сборных шин

Рассмотрение второго варианта (ОССШ с обходной системы шин). Одиночная секционированная система сборных шин с обходной системой шин (рисунок 2.4) служит для создания условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы, применяется при напряжении 35 кВ и выше. Время ремонта выключателя на стороне 35 кВ не велико, к тому же есть резерв по стороне 35 кВ, но данная схема связана с увеличением затрат на обходную шину, обходной выключатель и разъединители.

Эта схема рекомендована к применению на стороне СН при $U_{СН}=35$ кВ и числе присоединений 12 и более. Ее выбор связан с увеличением затрат на сооружение, а также с увеличением вероятности аварии из-за неправильного действия обслуживающего персонала (из-за большого количества переключений).

На основании выше сказанного для РУ 35 кВ не применяется схема с обходной системой шин. Поэтому следует отказаться от данного варианта. Выбирается ОССШ без обходной системы шин.

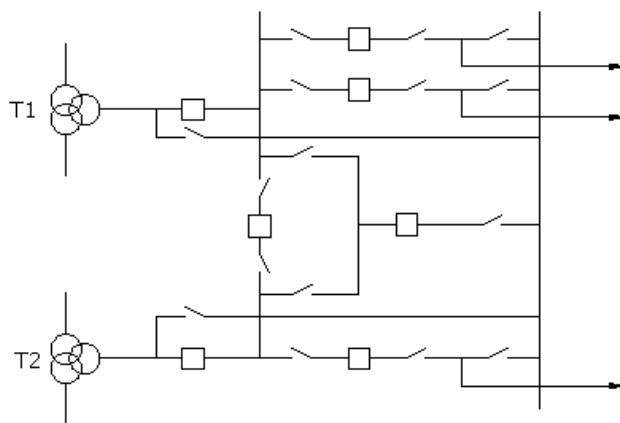


Рисунок 2.4 – Схема одиночной секционированной системы сборных шин с обходной системой шин

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ

Для РУ 10 кВ с шестью отходящими линиями и шестью присоединениями питающей подстанции применяют схему с одной системой сборных шин, секционированной выключателем (рисунок 2.5). На двухтрансформаторных подстанциях шины всегда секционированы, при этом число секций равно двум или четырём. При двух секциях, секции работают, как правило, отдельно и реже – параллельно. При четырёх секциях, когда используют трансформаторы с расщеплённой обмоткой, или в цепи трансформаторов устанавливают сдвоенные групповые реакторы, секции работают только отдельно. Выбор той или иной схемы связан с вопросом ограничения токов КЗ [3].

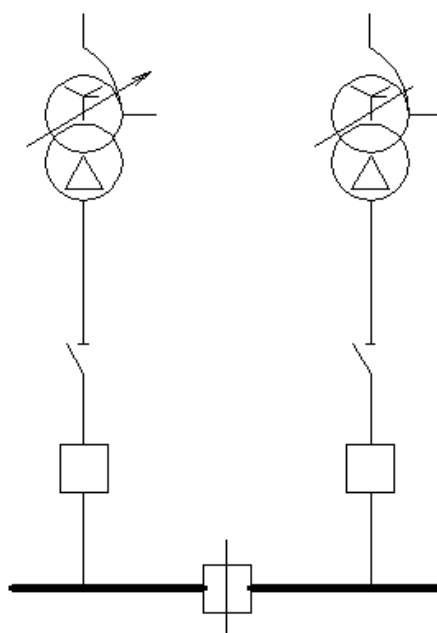


Рисунок 2.5 - Схема РУ НН с одной системой сборных шин, секционированной выключателем

Одиночная секционированная система сборных шин надежна, так как коммутационных операций меньше, чем при двойной системе, и, следовательно, меньше ошибок при эксплуатации. Разъединители не являются оперативными и служат только для снятия напряжения с выключателя на время его ревизии или ремонта, поэтому серьезных последствий от ошибок при оперировании с ними не бывает, так как они снабжены надежной и простой блокировкой (как правило, механической) с выключателями, которая практически исключает ошибочных операций.

Для ограничения токов КЗ на подстанциях используют:

- а) отдельную работу автотрансформаторов на стороне НН;
- б) групповые реакторы различного исполнения – сдвоенные или одинарные, групповые в цепи автотрансформаторов или линейные групповые и реже линейные индивидуальные реакторы.

К достоинствам выбранной схемы можно отнести следующее:

- а) простота;
- б) наглядность;
- в) экономичность;
- г) достаточно высокая надежность.

Однако данная схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

Эта схема применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям).

Выбор схемы питания собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, с постоянным дежурством. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются на стороне низкого напряжения и получают питание от понижающих трансформаторов.

Выбор схем собственных нужд электроустановок производится с учетом состава и характеристик электроприемников, мощности приводных механизмов, требований к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд со скрытым резервом. Так как на проектируемой подстанции предполагается наличие независимого источника оперативного тока (аккумуляторной батареи) трансформаторы собственных нужд подключаются к сборным шинам РУ 10 кВ через предохранители.

Каждый трансформатор собственных нужд выбирается по полной нагрузке собственных нужд, так как при повреждении одного из них

оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей.

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираются два трансформатора типа ТМ - 630/10 по номинальной мощностью каждого 630 кВА. Схема питания собственных нужд показана на рисунке 2.6

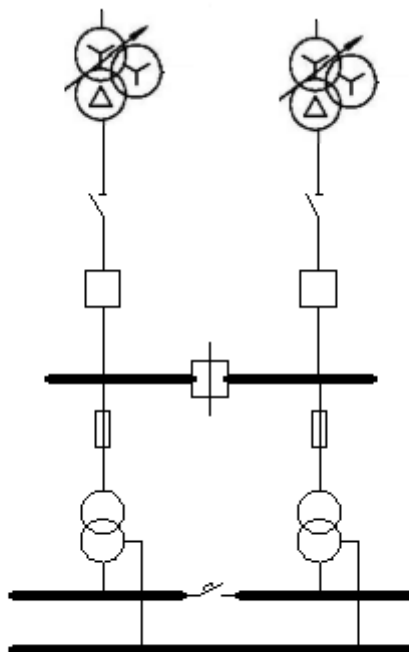


Рисунок 2.6 Схема питания собственных нужд подстанции

3 Расчёт токов короткого замыкания

Расчеты токов КЗ необходимы:

- для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станций и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- проектирования заземляющих устройств.

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:

- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов и трансформаторов;
- не учитываются токи нагрузки;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно.
- значения прямой и обратной последовательностей приняты равными, т.е. трехфазная сеть принимается симметричной, или сопротивления фаз равными друг другу.

Расчет сопротивлений элементов сети проведен в именованных единицах в программе Workbench

Расчет токов КЗ проведем в системе относительных единиц.

Применение относительных (безразмерных) единиц позволяет быстро сопоставить результаты вычислений для различных точек системы. Подобная система единиц может применяться как в относительно номинальном варианте, где за основу принимаются параметры наиболее ответственного элемента (генератор, трансформатор), так и в относительно базисном варианте [4]. В этом случае за основу принимаются две базисные единицы, остальные получаются из принятых. В качестве базисных величин принимаем мощность $S_B=1000$ МВА и напряжение $U_B=115$ кВ; 38кВ; 10,5 кВ .

Формула для расчета базисного тока:

$$I_o = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \text{ А} \quad (3.1)$$

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{S_B}{S_{КЗ}}, \text{ о.е.} \quad (3.2)$$

Сопротивление ЛЭП:

$$x_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \text{ о.е.} \quad (3.3)$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{T.B} = \frac{U_{к.В} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.о.м} \cdot 100\%}, \text{ о.е.} \quad (3.4)$$

$$X_{T.C} = \frac{U_{к.С} \cdot U_{ср.кз}^2}{S_{н.о.м} \cdot 100\%}, \text{ о.е.} \quad (3.5)$$

$$X_{T.H} = \frac{U_{к.Н} \cdot U_{ср.кз}^2}{S_{н.о.м} \cdot 100\%}, \text{ о.е.} \quad (3.6)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{\bar{\sigma}}} \cdot I_B, \text{ А} \quad (3.7)$$

Ударный ток

$$i_V = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_K^{(3)}, \text{ А} \quad (3.8)$$

Сопротивление элементов схемы замещения рассчитаем в Microsoft Excel и полученные результаты сведем в таблицу 3.1

Т а б л и ц а 3.1– Сопротивление элементов схемы замещения

	Элемент	о.е.
Сопротивления систем	X_{c1max}	3,03
	X_{c2max}	2,5
	X_{c2max}	12,5
Сопротивления обмоток автотрансформатора	$X_{атВ}$	1,3125
	$X_{атС}$	0
	$X_{атН}$	0,8125
Сопротивления ЛЭП	$X_{л1}$	2,13
	$X_{л2}$	1,97
	$X_{л3}$	1,80
	$X_{л4}$	2,23
	$X_{л5}$	2,63
	$X_{л6}$	2,46

Составляем схему замещения подстанций, приведенную на рисунке 3.1

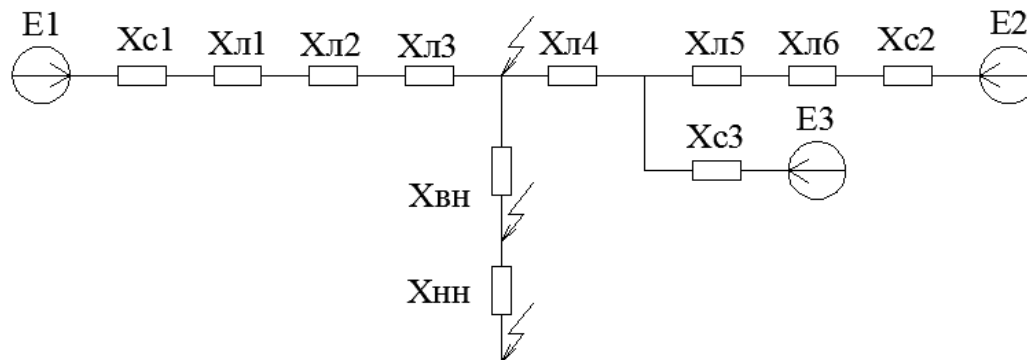


Рисунок 3.1 – Схема замещения

Для расчета токов КЗ смоделируем подстанцию в программе Electronics Workbench, и приведем результаты расчетов на рисунках 3.2-3.4

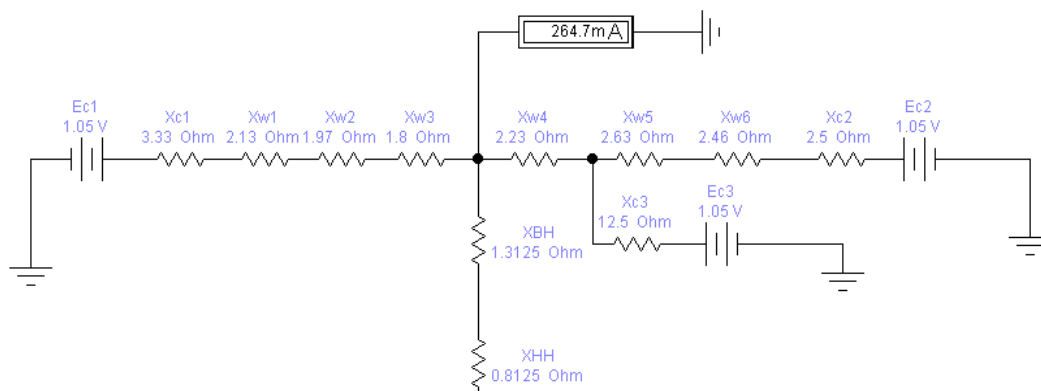


Рисунок 3.2 – Ток КЗ на высокой стороне трансформатора

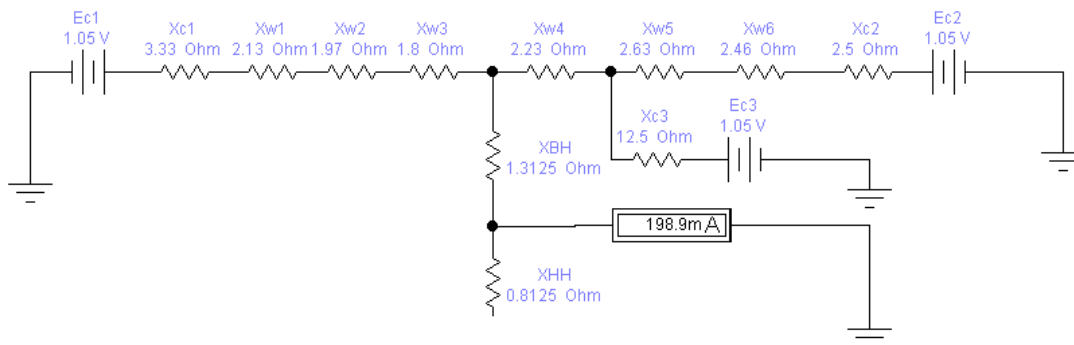


Рисунок 3.3 – Ток КЗ на средней стороне трансформатора

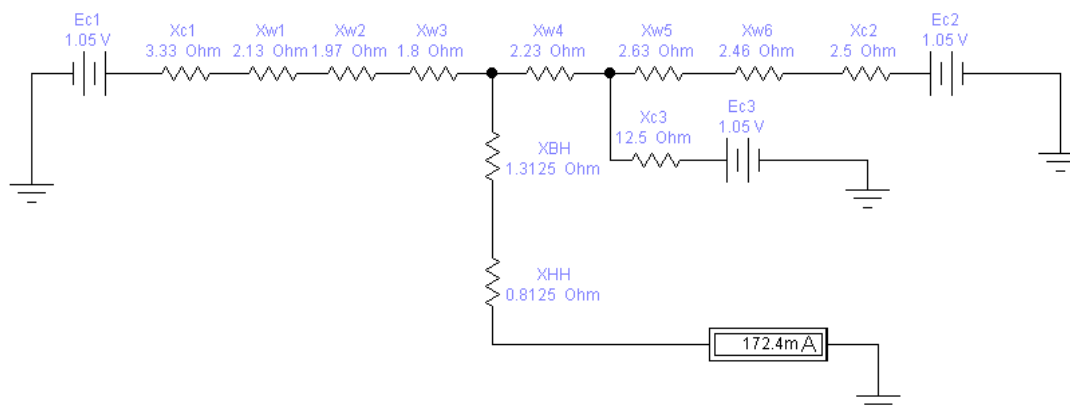


Рисунок 3.4 – Ток КЗ на низкой стороне трансформатора

Результаты расчетов токов КЗ сведем в таблицу 3.2

Таблица 3.2 Трехфазные токи КЗ при максимальном режиме

Вид тока	I_B, A	$I_{K3}, o.e$	I_{K3}, A	i_y, A
Сторона 110 кВ	5,02	0,2647	1,33	3,42
Сторона 35 кВ	15,71	0,1989	3,12	8,03
Сторона 10 кВ	54,986	0,1724	9,48	24,39

4 Выбор электрического оборудования

4.1 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 [7].

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;
- з) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ} \quad (4.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А} \quad (4.2)$$

$$I_{вкл} \geq I_{уд}, \text{ А} \quad (4.3)$$

$$I_{отк} \geq I_n, \text{ А} \quad (4.4)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.5)$$

где $U_{уст.ном}$ - номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{раб}$ - рабочий ток установленного оборудования, находится по формуле:

В РУ 110 кВ максимальный рабочий ток протекает через выключатель в цепи трансформатора, когда второй трансформатор отключен

$$I_{раб} = \frac{S_{ном.обм.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (4.6)$$

где $S_{ном.обм.тр.}$ - номинальная мощность обмотки трансформатора;

B_k - термическая стойкость выключателя, определяется по формуле:

Рабочий максимальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 587,85 \text{ A};$$

Рабочий максимальный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1108,51 \text{ A};$$

Рабочий максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586,53 \text{ A};$$

Расчетные параметры выключателей приведем в таблицах 4.1 - 4.3.

При выборе выключателя для РУ 110 кВ сравним выключатель типа 3AP1FG-145/ЕК фирмы SIEMENS, и выключатель типа 120SFMT 50 SF фирмы Mitsubishi Electric.

Таблица 4.1 Выбор выключателя 110 кВ

Расчетные данные	Выключатель 3AP1 FG-145/ЕК (Siemens)	Выключатель 120SFMT 50 SF (Mitsubishi Electric)
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 126 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ};$
$I_{\text{раб.}} = 587,85 \text{ A};$	$I_{\text{ном.}} = 1600 \text{ A};$	$I_{\text{ном.}} = 1200 \text{ A};$
$I_{\text{уд.}} = 3420 \text{ A};$	$I_{\text{вкл}} = 108 \text{ кА};$	$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА};$
$I_n = 1330 \text{ A};$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА};$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА};$
$B_k = 5,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Для РУ 110 кВ выбираем выключатель 3AP1 FG-145/ЕК фирмы Siemens, т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям и обладает высокой надежностью.

Силовые выключатели 3AP1 FG-145/ЕК являются трехполюсными автоматическими компрессионными выключателями открытого типа, имеет простой и надежный пружинный привод, высокую электрическую прочность, низкий уровень шума.

В выключателе 3AP1 FG использован самокомпрессионный принцип гашения дуги, что сделало возможным снизить необходимую для коммутаций энергию привода. Пружинный привод с цельнолитым компактным корпусом, который не требует техобслуживания, экономичен, и имеет длительный срок службы. Гарантируемый уровень утечки элегаза ниже 0,5% в год. Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха: +40... -55 °С.

Таблица 4.2 Выбор выключателя 35 кВ

Расчетные данные	ВВСТ 35-1 (ОЭНТ-Самарский трансформатор)	Выключатель VD4 (ABB)
$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$
$I_{раб.} = 1108,51 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1250 \text{ А};$
$I_{уд.} = 8030 \text{ А};$	$I_{вкл} = 62,5 \text{ кА};$	$I_{вкл} = 63 \text{ кА};$
$I_n = 3120 \text{ А};$	$I_{отк} = 25 \text{ кА};$	$I_{отк} = 25 \text{ кА};$
$B_k = 29,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Для РУ 35 кВ выберем выключатель типа ВВСТ 35-1 (ОЭНТ-Самарский трансформатор) ввиду его надежности и экономической выгоды.

Для РУ 10 кВ с целью уменьшения размеров, улучшения эксплуатационных характеристик и повышения надежности к электрическим аппаратам мы используем комплектные распределительные устройства (КРУ). Комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки серии КУ10 производства "Атомэнергокомплект" предназначены для работы в сетях трехфазного переменного тока, класса напряжения 6; 10 кВ частоты 50 и 60 Гц в системах с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или активное сопротивление нейтралью. Такие КРУ комплектуются с элегазовыми выключателями серии LF 10 кВ (Schneider Electric).

Таблица 4.3 Встроенный силовой выключатель LF3 10 кВ (Schneider Electric).

Параметры выключателя		Расчетные значения	
$U_{ном.}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном.}, \text{кВ}$	10
$I_{ном.}, \text{А}$	3150	$I_{раб.мах.}, \text{А}$	2586,53
$i_{дин.}, \text{кА}$	40	$i_{уд.}, \text{кА}$	24,39
$I_{отк.}, \text{кА}$	31,5	$I_{кз.}, \text{кА}$	9,48
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 3 = 94,5$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 9,48^2 \cdot 3 = 28,44$

Так как встроенный выключатель нас удовлетворяет, то мы для КРУ оставляем LF3 10 кВ (Schneider Electric).

4.2 Выбор разъединителей

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования [8].

:

- а) создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- б) электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- в) исключение самопроизвольных отключений;
- г) четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ} \quad (4.7)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А} \quad (4.8)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ А} \quad (4.9)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.10)$$

Параметры разъединителей и расчетные параметры сведем в таблицы 4.4, 4.5 и 4.6

Таблица 4.4 Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель DBF4-123 (Siemens)	Разъединитель SDF123 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 587,85 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2500 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2500 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3420 \text{ А};$	$I_{дин} = 40 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель DBF4-123 (Siemens) ввиду его экономической целесообразности.

Таблица 4.5 Выбор разъединителя 35 кВ

Расчетные данные	Разъединитель РНДЗ.16-35Б/2000 У1(Электромаш)	Разъединитель 3DN2SB EB2 (SIEMENS)
$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 38 \text{ кВ};$
$I_{раб.} = 1108,51 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1200 \text{ А};$
$I_{уд.} = 8030 \text{ А};$	$I_{дин} = 80 \text{ кА};$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА};$

На РУ 35 кВ выбираем разъединитель РНДЗ.16-35Б/2000 У1(Электромаш) ввиду его экономической целесообразности.

Ячейки КРУ 10 кВ типа КУ10 производства "Атомэнергокомплект" имеют встроенные разъединители. Параметры разъединителя и расчетные значения для проверки сведем в таблицу 4.6

Таблица 4.6 Встроенный разъединитель РВР-10/4000 МУЗ

Параметры разъединителя		Расчетные значения	
$U_{ном}$, кВ	10	$U_{уст.ном}$, кВ	10
$I_{ном}$, А	4000	$I_{раб.мах}$, А	2586,53
$I_{дин}$, кА	200	$I_{уд}$, кА	24,39
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$, $кА^2 \cdot с$	$71^2 \cdot 3 = 213$	B_k , $кА^2 \cdot с$	$B_k = 9,48^2 \cdot 3 = 28,44$

4.3 Выбор измерительного трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ}; \quad (4.11)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}; \quad (4.12)$$

$$I_{сквоз} \geq I_{уд}, \text{ кА}; \quad (4.13)$$

$$r_{2номТА} \geq r_{2расч}, \text{ Ом}. \quad (4.14)$$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_k, \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

где r_k - сопротивление контактов, в проекте принимается $r_k = 0,05$ Ом

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

$$r_{пров} = \rho \cdot \frac{l}{F} - \text{сопротивление проводов.}$$

Потребляемая мощность терминалов Siemens (по каталогу):

$$S_{терминал} = 0,3 B \cdot A.$$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{терминал}}{I_{2ТА}^2}, \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

где $I_{2ТА} = 5$ А - вторичный ток трансформатора тока.

Следовательно:

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

Трансформатор тока, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Общая длина соединительного кабеля

составляет $l = 85$ м, сечение кабеля – $F = 6$ мм², тип кабеля – медный, удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175$ Ом·мм² / м.

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S}, \text{ Ом}; \quad (4.17)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{85}{6} = 0,248$$

Расчетное сопротивление вторичной нагрузки определим по формуле (4.15):

$$r_{2\text{расч}} = 0,012 + 0,248 + 0,05 = 0,31 \text{ Ом}.$$

На РУ 110 и 35 кВ устанавливаются трансформаторы тока типа ТФНД - 110М и ТФНД - 35М соответственно.

ТФНД - опорные трансформаторы тока в маслонеполненном фарфоровом корпусе. Предназначены для использования в наружных установках с напряжением 35 кВ и выше. Несмотря на некоторые недостатки, эти трансформаторы тока до сих пор не устарели. Во многих энергосистемах они успешно эксплуатируются уже более 20 лет. Основным преимуществом данного типа трансформаторов тока является их относительно низкая цена по сравнению с зарубежными аналогами.

Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения для проверки приведены в таблицах 4.7-4.9.

Таблица 4.7 Измерительный трансформатор тока ТФНД-110М

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб}} = 587,85 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 3,42 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 36 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,31 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,52 \text{ Ом}$

Таблица 4.8 Измерительный трансформатор тока ТФНД-35М

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб}} = 1108,51 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 8030 \text{ А}$	$I_{\text{сквоз}} = 42 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,31 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,52 \text{ Ом}$

На КРУ 10 в качестве трансформаторов тока встроен ТШЛ-10.

Таблица 4.9 Измерительный трансформатор тока ТШЛ-10

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 10 кВ$	$U_{уст.ном} = 10 кВ$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 2586,53 А;$	$I_{ном} = 3000 А$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 24,39 кА$	$I_{сквоз} = 65 кА$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,31 Ом$	$r_{2номТА} = 0,54 Ом$

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г. Псков.

Результаты расчеты представим на рисунках 4.1-4.6

Тип ТТ	I _{ном} (А)	I _{2ном} (А)	Кл. (%)	К10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТШЛ-10	1000	5	Р	18	36	0.342	0	0.6
ТШЛ-10	1000	5	0.5	14	36	0.225	0	0.4
ТШЛ-10	1500	5	Р	29	36	0.537	0	0.6
ТШЛ-10	1500	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
ТФНД-110М	1000	5	д	10		0.8	1.2	4
ТФНД-110М	1000	5	0.5	6		0.6	0.4	4
ТФНД-110М	750	5	д	8		0.6	0.6	4
ТФНД-110М	750	5	0.5	5		0.5	0	4
ТФНД-110М	600	5	0.5	3.7		0.4	0	4
ТФНД-110М	2000	1	д	10		11	30	100
ТФНД-110М	1000	1	0.5	6		8.8	10	100
ТФНД-110М	750	1	0.5	5		6.3	0	100
ТФНД-110М	750	1	д	8		8.2	15	100
ТФНД-110М	600	1	0.5	3.8		5.25	0	100
ТФНД-110М	100	5	Р	30		0.45	0	0.8
ТФНД-110М	100	5	0.5	10		0.33	0	1.2
ТФНД-110М	800	5	Р	20		0.52	0.39	1.2
ТФНД-110М	800	5	0.5	10		0.5	0	1.2

Рисунок 4.1 Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

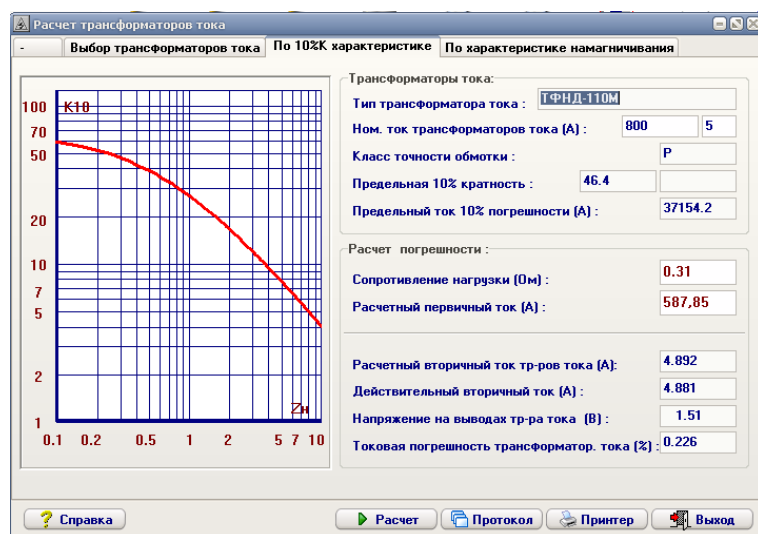


Рисунок 4.2 Расчет погрешности ТФНД-110М

Аналогично проведем проверку для трансформаторов тока на стороне 35кВ

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)
ТФНД-35	1500	5	Д	8		0.52	0.5	4
ТФНД-35	1500	5	0.5	7.5		0.487	0	2.4
ТФНД-35	1000	5	Д	9.5		0.65	0.5	4
ТФНД-35	1000	5	0.5	12		0.635	0	2.4
ТФНУД-35М	600	5	Р	30		0.45		0.8
ТФНУД-35М	600	5	0.5	14		0.47		1.2
ТФНД-35М	600	5	Р	30		0.45	0	0.8
ТФНД-35М	600	5	0.5	14		0.42	0	1.2
ТФНД-35М	800	5	Р	33		0.64	0.85	0.8
ТФНД-35М	800	5	0.5	16		0.53	0.4	1.2
ТФНД-35М	1000	5	Р	38		0.65	0.7	0.8
ТФНД-35М	1000	5	0.5	13		0.62	0	1.2
ТФНД-35М	1500	5	Р	33		0.52	0.4	0.8
ТФНД-35М	1500	5	0.5	15		0.48	0	1.2
ТФНД-35М	2000	5	Р	38		0.65	0.7	0.8
ТФНД-35М	2000	5	0.5	13		0.62	0	1.2
ТВ-35/10	150	5	-	5		0.05	0.23	1.2
ТВ-35/10	200	5	-	8	8	0.1	0.42	1.6
ТВ-35/10	100	5	-	-		0.026		0.8
ТВ-35/10	150	5	-	5		0.05	0.23	1.2

Поиск: ТФНД-35

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 4.3 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

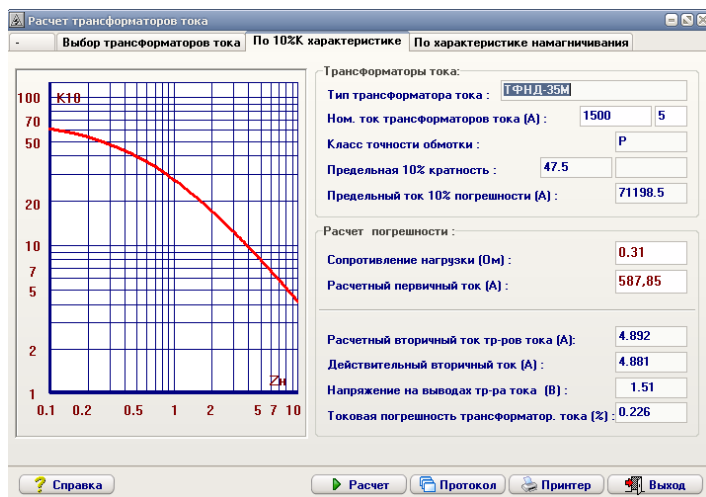


Рисунок 4.4 Расчет погрешности ТФНД-35М

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)
ТВ-110/20	150	5	-	-		0.14	0.38	0.8
ТВ-110/20	200	5	-	10		0.16	0.27	0.8
ТВ-110/20	100	5	-	10		0.14	0.34	0.8
ТВ-110/20	150	5	-	10		0.14	0.34	0.8
ТВ-110/20	200	5	-	10		0.16	0.43	0.8
ТВ-110/20	300	5	-	6.5		0.16	0.43	1.2
ТВ-110/50	300	5	-	20		0.28	0.4	1.2
ТВ-110/50	200	5	-	20		0.28	0.4	0.8
ТВ-110/50	150	5	-	10		0.14	0.3	0.8
ТВ-110/50	100	5	-	5		0.14	0.2	0.8
ТШЛ-10	2000	5	Р	25	35	0.42	0.5	1.2
ТШЛ-10	2000	5	0.5	20	35	0.28	0.3	0.8
ТШЛ-10	3000	5	Р	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	Р	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	Р	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	Р	25		0.3	0.1	1.2
ТШЛП-10	1000	5	0.5	20		0.125	0.001	0.8

Поиск: ТЛО-10

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 4.5 Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

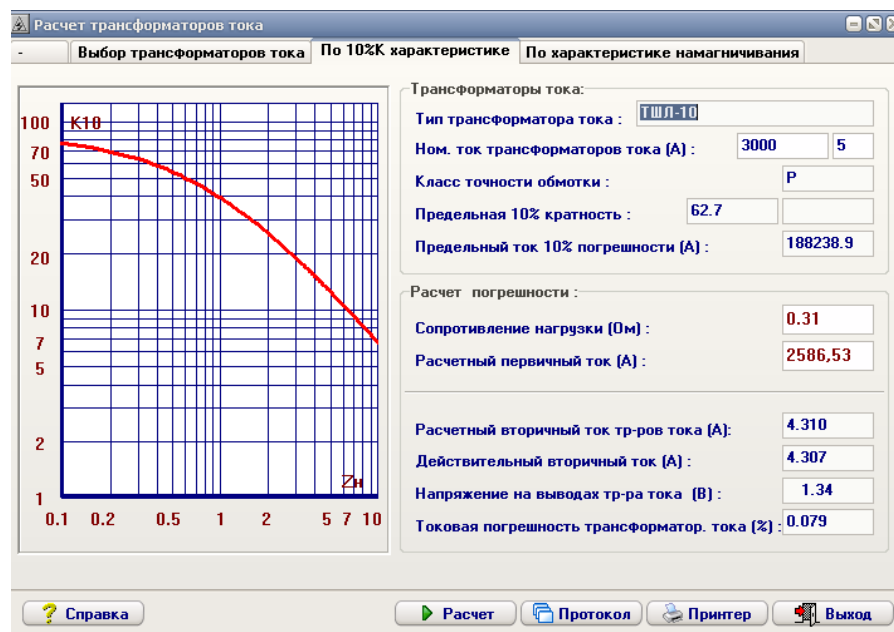


Рисунок 4.6 – Расчет погрешности ТШЛ-10

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

4.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей ВН.

Трансформаторы напряжения выбираются:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст.НОМ}} \quad \text{кВ}, \quad (4.18)$$

$$S_{2\Sigma} \geq S_{\text{НОМ}} \quad \text{Ом}. \quad (4.19)$$

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.

Выбираем трансформаторы напряжения производства "ТД Трансформатор", т.к он удовлетворяет нашим техническим требованиям и экономически целесообразен:

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа НАМИ 110 кВ УХЛ1;

Для РУ 35 кВ выбираем ТН типа НАМИ 35 кВ УХЛ1;

КРУ 10 кВ комплектуется ТН типа НАМИ 10 кВ УХЛ1;

4.5 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: ЗЕР2 096;
- на стороне СН: ЗЕР4 051;
- на стороне НН: ЗЕК7.

5 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

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.

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.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки

Надежность функционирования релейной защиты должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств [1].

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.

5.1 Релейная защита трансформаторов подстанции

Согласно ПУЭ для трансформаторов 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.

Рекомендуется, кроме того, применение защиты от однофазных замыканий на землю на стороне 6-35 кВ трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и выше.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена:

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более.

Должна быть предусмотрена блокировка, предотвращающая ложные срабатывания устройства КИВ при обрывах в цепях присоединения КИВ к выводам.

В качестве основных защит:

- продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора - защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах автотрансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;
- газовая защита - защита от замыканий внутри бака автотрансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа;

В качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок автотрансформатора обмоток ВН и НН;
- двухступенчатые токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений;
- токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по напряжению от трехфазных КЗ;
- двухступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ - защита

для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой автотрансформаторов, а также для дальнего резервирования в сетях среднего напряжения[6].

Дифференциальная токовая защита трансформатора

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT6135, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты 7UT6135 осуществляет функции основных защит трансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

Назначение внутренних функций устройства

87T - 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.

49 - Токовая (термическая) защита от перегрузки на стороне 110кВ трансформатора. При превышении тока нагрузки каждой фазы на стороне 110кВ трансформатора уставки срабатывания, с заданной независимой выдержкой времени действует на сигнал.

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

50N - Токовая защита нулевой последовательности на стороне 110 кВ ТР (функция вводится в работу при наличии питания на стороне СН ТР) имеет две ступени по току срабатывания, действующие при несимметричных к.з. в защищаемой зоне.

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

FR - Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи; ток нулевой последовательности выключателя;
- фазные напряжения; напряжение нулевой последовательности

Устройство резервной защиты 7SJ6475 на стороне 110 кВ трансформатора.

Назначение внутренних функций устройства:

50 - Двухступенчатая максимальная токовая защита на стороне 110 кВ ТР, имеет две ступени по току срабатывания с пуском/без пуска по минимальному напряжению на стороне 110 кВ ТР, действует при междуфазных к.з. в защищаемой зоне.

50N - Токовая защита нулевой последовательности на стороне 110 кВ ТР.

49 - Токовая (термическая) защита от перегрузки на стороне 110кВ трансформатора.

27 - Защита минимального напряжения (ЗМН) на стороне 110 кВ ТР, имеет две ступени по напряжению срабатывания (с контролем наличия тока присоединения для предотвращения неправильного срабатывания) I ступень, при снижении напряжения на системе шин 110 кВ, действует на пуск двухступенчатой МТЗ.

59 - Защита максимального напряжения (ЗПН) обратной последовательности на секции шин РУ 110кВ, действующая при повышении напряжения U2 на шинах.

50BF - Функция резервирования отказа выключателя трансформаторного ввода, пускается при срабатывании защит на отключение выключателя трансформаторного ввода, с контролем минимального тока в его цепи.

46 - Токовая защита обратной последовательности на стороне 110 кВ ТР имеет две ступени по току срабатывания, действующие при несимметричных к.з. в защищаемой зоне.

FR - Регистратор аварийных событий.

ER - Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов.

MV - Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности выключателя, напряжений и частоты системы шин 110 кВ и ТР, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

Устройство резервных защит 7SJ6355 и 7SJ6357 на стороне 35 и 10 кВ трансформатора.

Назначение внутренних функций устройства:

50/ 51 - Двухступенчатая максимальная токовая защита на стороне 35 и 10 кВ ТР, имеет две ступени по току срабатывания с пуском/без пуска по минимальному напряжению, действующие при междуфазных к.з.

79 - Функция автоматического повторного включения (АПВ) выключателя 35 и 10кВ, имеет 2 или более крат (циклов) срабатывания, пускается по факту срабатывания защит выключателя на отключение выключателя, с проверкой его отключенного положения.

49 - Токовая (термическая) защита от перегрузки на стороне 35 и 10кВ ТР.

27 - Защита минимального напряжения (ЗМН) на стороне 35 и 10 кВ ТР.

50BF - Функция резервирования отказа выключателя трансформаторного ввода.

46 - Токовая защита обратной последовательности на стороне 110 кВ ТР.

FR - Регистратор аварийных событий.

ER - Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов.

MV - Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности выключателя, напряжений и частоты системы шин 35 и 10 кВ и ТР.

74ТС - Контроль исправности цепей отключения выключателя.

Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора

В соответствии с указаниями по расчету дифференциальной защиты, выполненной на термине 7УТ6135, производим расчет защиты.

Расчет дифференциальной токовой производится по данным, предоставленным в таблице 5.1

Таблица 5.1 Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		115 кВ	38 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	401,63	729,28	1759,54
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	800/5	800/5	1500/5
Схема соединения трансформаторов тока	$K_{сх} = 1$	Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	2,51	2,43	2,93

Расчет чувствительного органа.

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

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач.п.} = 1,5 \cdot (I_{нб.торм.нач.п.}^I + I_{нб.торм.нач.п.}^{II}), \quad (5.1)$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^I = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{ном}, \quad (5.2)$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^{II} = (U_{\alpha} \cdot K_{тока\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{тока\beta}) \cdot I_{ном}, \quad (5.3)$$

$$I_{сз.мин.отн.ед} = \frac{I_{сз.мин}}{I_{ном}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{нб.тормнач.п.}}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 401,63 = 40,163 \text{ A};$$

$$I_{\text{нб.тормнач.п.}}^{II} = 0,126 \cdot 401,63 = 50,61 \text{ A};$$

$$I_{\text{сз.мин}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.тормнач.п.}} = 1,5 \cdot (40,163 + 50,61) = 136,16 \text{ A};$$

$$I_{\text{сз.мин.отн.ед}} = \frac{136,16}{401,63} = 0,34 \text{ о.е.},$$

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

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

$K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки от макс. тока небаланса;

$K_{\text{одн.}} = 0,5 \div 1$ – коэффициент однотипности, учитывающий различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему. Для реле с торможением принимается $K_{\text{одн.}} = 1$;

$\varepsilon = 0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность в 10 % ТА;

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

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

$$I_{\text{сз.мин}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.п.}}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{сз.мин}} = 0,2 \cdot 401,63 = 80,33 \text{ A}.$$

За расчетное значение $I_{\text{сз.мин.}}$ принимается большее из полученных значений: $I_{\text{сз.мин}} = 136,16 \text{ A}$, $I_{\text{сз.мин.отн.ед}} = 0,34 \text{ о.е.}$.

Расчет коэффициента торможения (наклонная часть тормозной характеристики)

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

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{дифф.}}}{\Delta I_{\text{торм}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.п.}} - I_{\text{сз.мин}}}{\Sigma I_{\text{торм.расч.п.}} - I_{\text{тормнач.}}} = \text{tg } \alpha, \quad (5.6)$$

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

Составляющие тока небаланса рассчитываем для плеча 110 кВ:

$$I_{нб.расч.пер.} = [K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + (U_{\alpha} \cdot K_{тока\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{тока\beta})] \cdot I_{кз}, \quad (5.7)$$

$$I_{нб.расч.пер.} = [2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,126] \cdot I_{кз}, \quad (5.8)$$

$$I_{нб.расч.отн.} = I_{торм.расч.отн.1} + I_{торм.расч.отн.2} + I_{торм.расч.отн.3}, \quad (5.9)$$

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 трансформатора.

Коэффициент торможения дифференциальной защиты трансформатора рассчитывается по формуле:

$$K_{торм} = \frac{1,5 \cdot I_{нб.расч.отн.} - I_{сз.мин}}{\sum I_{торм.расч.отн.} - I_{торм.нач.отн.}}, \quad (5.10)$$

Расчет коэффициент торможения дифференциальной защиты трансформатора сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты трансформатора

Режим	Расчетная точка и вид КЗ	$I_{КЗ}$, А	$I_{нб.расч.отн.}$, о.е.	$\sum I_{торм.расч.л}$	$K_{ТОРМ}$
Опробование от сети 110	На вводе 35кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 3120 = 2714,4$	$\frac{0,34 \cdot 2714,4}{401,63} = 2,3$	$\frac{2 \cdot 2714,4}{401,63} = 13,52$	$\frac{1,5 \cdot 2,3 - 0,34}{13,52 - 1} = 0,248$
Опробование от сети 110	На вводе 10 кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 9480 = 8247,6$	$\frac{0,34 \cdot 8247,6}{401,63} = 6,98$	$\frac{2 \cdot 8247,6}{401,63} = 41,1$	$\frac{1,5 \cdot 6,98 - 0,34}{41,1 - 1} = 0,25$

Коэффициент торможения примем $K_{ТОРМ} = 0,25$.

Оценка чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 110 кВ, А: $I_{кз}^{(2)} = 1157,1$ А;

а) Коэффициент чувствительности без учета торможения рассчитывается по формуле:

$$K_{\psi} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{ном} \cdot I_{сз.мин.отн.ед}}, \quad (5.11)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1157,1}{401,63 \cdot 0,34} = 8,47$$

б) С учетом торможения током плеча 110 кВ трансформатора:

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ}}}, \quad (5.12)$$

$$I_{\text{сз.торм.отн.}} = K_{\text{торм.}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (5.13)$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = I_{\text{сз.торм.отн.}} + I_{\text{сз.мин.отн.ед}}, \quad (5.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{\text{сз.отн.}}}, \quad (5.15)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{1157,1}{401,63} = 2,88 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.торм.отн.}} = 0,25 \cdot (2,88 - 1) = 0,47 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = 0,47 + 0,34 = 0,81 \text{ о.е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,88}{0,81} = 3,56 > 2.$$

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

Для удобства расчет дифференциальной защиты трансформатора сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Адрес	Наименование	Значения
	Отстройка от номинального тока Т	$I_{\text{НОМ}} = 401,63 \text{ А}$
1241А	Подъем 1 (коэффициент торможения)	0,25
1221	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>}}$ (чувствительного органа)	136,16 А
1231	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>>}}$ (дифференциальная отсечка)	$7,5 \cdot I_{\text{НОМ}} = 3012,22 \text{ А}$

Газовая защита трансформатора

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 корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в расщелку 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.

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 (поплавков) 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 освобождении 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. 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).

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. Сжатую 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[16].

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 (нормально в смотровом окошке может быть воздух), и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное положение нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее на . хода вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора - возврат. Кнопка опробования исправности реле может использоваться для опробования отделителя и короткозамыкателя, и были случаи, когда после опробования, реле оставляли в сработанном состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработанное положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.

Расчет резервных защит трансформаторов

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливается защита от перегрузки, максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ).

Расчет резервных защит трансформаторов сведем в таблицу 5.4

Сторона ВН

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

$$I_{сз.} = \frac{K_{ом.}}{K_{гоз.}} \cdot I_{ном.}, \quad (5.16)$$

$$I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 401,63 = 507,32 \text{ A.}$$

Таблица 5.4 Исходные данные для расчета резервных защит

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		115 кВ	38 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	401,63	729,28	1759,54

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

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_{воз}}, \quad (5.17)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 115}{1,2 \cdot 1,2} = 63,9 \text{ кВ},$$

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;

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

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

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сам.зан.}}{K_{отс}}, \quad (5.18)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,1 \text{ кВ}.$$

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. $U_{сз} = 63,9 \text{ кВ}$.

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.прив}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (5.19)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 9480 \cdot 0,34}{507,32} = 5,53$$

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:

$$I_{\text{сз.}} = \frac{K_{\text{от.}}}{K_{\text{воз.}}} \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (5.20)$$

$$I_{\text{сз.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 729,28 = 921,2 \text{ А.}$$

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

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{раб.мин}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{воз.}}}, \quad (5.21)$$

$$U_{\text{с.з.}} = \frac{0,8 \cdot 38}{1,2 \cdot 1,2} = 21 \text{ кВ},$$

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

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

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

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

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{сам.зан.}}}{K_{\text{отс}}}, \quad (5.22)$$

$$U_{\text{с.з.}} = \frac{0,7 \cdot 38}{1,2} = 22,16 \text{ кВ}$$

где $U_{\text{САМ.ЗАП}}$ – 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. $U_{сз} = 21 \text{ кВ}$.

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

$$K_q = \frac{I_{кз.прив}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (5.23)$$

$$K_q = \frac{0,87 \cdot 9480 \cdot 0,34}{921,2} = 3,04$$

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

Сторона НН

МТЗ трансформатора на стороне НН. Устройство 7SJ6355. Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = 1,3 \cdot I_{ном.} \quad (5.24)$$

$$I_{сз.} = 1,3 \cdot 1759,54 = 2287,402 \text{ А},$$

где $K_{отс.} = 1,3$ – коэффициент отстройки.

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

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{9480}{2287,402} = 4,14 \quad (5.25)$$

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:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (5.26)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 401,63}{0,95} = 443,91 \text{ A},$$

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

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (5.27)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 729,28}{0,95} = 806,05 \text{ A}.$$

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:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (5.28)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 1759,54}{0,95} = 1944,75 \text{ A}.$$

5.2 Релейная защита линии 110 кВ

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 встроенным в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем.

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 $U_{баз}=115$ кВ.

Фазное напряжение систем: $E_{сф} = E_{с1ф} = E_{с2ф} = E_{с3ф}$.

$$E_{сф} = \frac{U_{с1} \cdot U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} \quad (5.29)$$

$$E_{сф} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66.47$$

Сопротивления систем:

$$X_{с1max} = \frac{U_{\phi}^2}{S_{кзс1max}} \quad (5.30)$$

$$X_{с1min} = \frac{U_{\phi}^2}{0,87 \cdot S_{кзс1min}} \quad (5.31)$$

Рассчитаем сопротивления систем по формуле и сведем результаты расчетов в таблицу 5.5

Таблица 5.5 Сопротивления систем

Элемент	Мощность, МВА	U, кВ	$X_{с max}$, Ом	$X_{с min}$, Ом
S_{C1}	300	115	44,08	50,67
S_{C2}	400	115	33,06	38
S_{C3}	80	115	165,31	190

Сопротивления линий:

$$X_{ли} = \frac{X_{y\phi} \cdot L_i \cdot U_{\phi}^2}{U_{ср}^2} \quad (5.32)$$

Рассчитаем сопротивления линий по формуле и сведем их в таблицу 5.6

Таблица 5.6 Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	X _л , Ом
Л1	65	115	28,21
Л2	60	115	26,04
Л3	55	115	23,87
Л4	68	115	29,512
Л5	80	115	34,72
Л6	75	115	32,55

Расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящей линии 115 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:

$$Z_{Л1}^1 = \frac{Z_{Л1}}{1 + \beta + \delta} \quad (5.33)$$

$$Z_{Л1}^1 = 0,85 \cdot 29,512 = 25,09 \text{ Ом}$$

где $\beta = 0,05$ – коэффициент, который учитывает погрешность трансформаторов напряжения и реле сопротивления, $\delta = 0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин.

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 [21].:

$$Z_{Л1}^{11} = K_3 \cdot Z_{Л1} + \frac{K_3}{K_{ток}} \cdot Z_{л.см}^{1(1)} \quad (5.34)$$

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;

Для расчета $K_{ток}$ смоделируем линию 110 кВ в программе Electronics Workbench (см. рисунок 5.1).

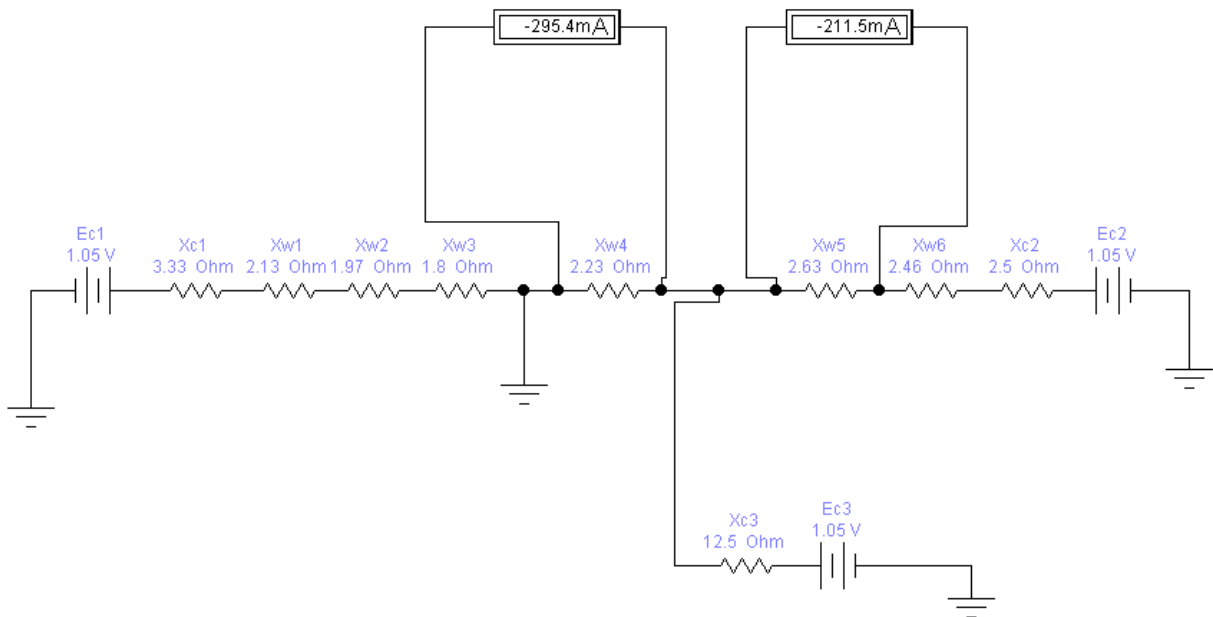


Рисунок 5.1 Расчет коэффициента токораспределения

Рассчитаем коэффициент чувствительности для второй ступени:

$$K_{ток} = \frac{295,4}{211,5} = 1,4.$$

Рассчитаем уставку срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии.

$$Z_{Л1}^{11} = 0,78 \cdot 29,512 + \frac{0,78}{1,4} \cdot 0,85 \cdot 29,512 = 37 \text{ Ом}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{Z_{Л1}^{11}}{Z_{Л1}^1} \quad (5.35)$$

$$K_q = \frac{37}{25,09} = 1,47$$

$$K_q = \frac{Z_{Л1}^{11}}{Z_{Л1}^1} \geq 1,25$$

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 Л2:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^{I(II)} + \Delta t \quad (5.36)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

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 $\cos\varphi$ нагрузки:

$$Z_{ЛЗ}^{111} = \frac{U_{\text{мин.экспл.}}}{\sqrt{3} \cdot K_H \cdot K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{воз}} \cdot I_{\text{нагр.макс.}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}})} \quad (5.37)$$

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

$K_H=1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{зап}} = 1,5$ – коэффициент самозапуска;

$K_{\text{воз}}=1,1$ – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$\varphi_{\text{м.ч}}=75^0$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{\text{нагр.}} = 37^0$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;

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

Максимальный ток нагрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{S_{\text{линии}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} \quad (5.38)$$

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 278,9 \text{ А}$$

$$Z_{Л1}^{111} = \frac{0,9 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 278,9 \cdot \cos(75 - 30)} = 153,05 \text{ Ом}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\nu} = \frac{Z_{Л1}^{111}}{Z_{Л1}^1} \geq 1,5 \quad (5.39)$$

$$K_{\nu} = \frac{153,05}{25,09} = 6,1$$

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

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}} + \Delta t, \quad (5.40)$$

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

Расчет вторичных сопротивлений дистанционных защит

Реле сопротивления подключается к защищаемой линии через трансформаторы тока и напряжения, поэтому уставки срабатывания реле сопротивления должны задаваться во вторичных сопротивлениях.

Вторичное сопротивление первой ступени:

$$z^I = Z_{л1}^I \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}}, \quad (5.41)$$
$$z^I = Z_{л1}^I \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 25,09 \cdot \frac{160}{1100} = 3,65 \text{ Ом.}$$

где $n_{ТА}$ и $n_{ТВ}$ – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно.

$n_{ТА} = 800 / 5 = 160$; для сети 110 кВ $n_{ТВ} = 110000 / 100 = 1100$.

Вторичное сопротивление второй ступени:

$$z^{II} = Z_{л1}^{II} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 37 \cdot \frac{160}{1100} = 5,38 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление третьей ступени

$$z^{III} = Z_{л1}^{III} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 153,05 \cdot \frac{160}{1100} = 22,26 \text{ Ом.}$$

Токовая направленная защита нулевой последовательности 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 втора ступень выполняется ускоренной, по каналу связи.

ТЗНП рассчитывается по току $3I_0$, а для расчета нулевых токов необходимо применять комплексные схемы однофазного и двухфазного КЗ на землю. Комплексные схемы включают в себя схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Расчет можно провести 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 $U_б = 115$ кВ.

Так как параметры для расчета сопротивлений обратной последовательности элементов не заданы, можно принять, $x_{\text{прям}} = x_{\text{обрат}}$ для всех элементов.

Сопротивления трансформатора:

$$x_{\text{ТВ}} = \frac{(U_{\text{кВ-Н}}\% + U_{\text{кВ-С}}\% - U_{\text{кС-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (5.42)$$

$$x_{\text{ТС}} = \frac{(U_{\text{кВ-С}}\% + U_{\text{кС-Н}}\% - U_{\text{кВ-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (5.43)$$

$$x_{\text{ТН}} = \frac{(U_{\text{кВ-Н}}\% + U_{\text{кС-Н}}\% - U_{\text{кВ-С}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (5.44)$$

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов равны сопротивлениям прямой последовательности $x_m^0 = x_m$.

Сопротивления линий:

$$x_l^0 = x_{\text{уд}}^0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (5.45)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение элемента системы, кВ;

$x_{\text{уд}}^0$ – удельное индуктивное сопротивление токам нулевой последовательности, Ом/км

В программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л1 – Л6, результаты вседем в таблицу 5.6

Таблица 5.6 сопротивления линий Л1 – Л6

Линия	Длина, км	$U_6, U_{\text{ср}}, \text{кВ}$	$x_{\text{уд}}^0, \text{Ом/км}$	$x_l^0, \text{Ом}$	$x_l, \text{Ом}$
Л1	65	115	1,55	100,75	28,21
Л2	60	115	1,55	93	26,04
Л3	55	115	1,55	85,25	23,87
Л4	68	115	1,55	105,4	29,512
Л5	80	115	1,55	124	34,72
Л6	75	115	1,55	116,25	32,55

В качестве расчетного режима принимаем минимальный режим, так как в этом режиме имеет место минимальное значение тока, проходящего в месте установки защиты.

Расчет I ступени ТЗНП

Ток срабатывания I ступени защиты без выдержки времени выбирается по условиям отстройки от $3I_0$, проходящего в месте установки защиты при КЗ на землю на шинах противоположенной подстанции в максимальном режиме энергосистемы. Схема замещения приведена на рисунке 5.2

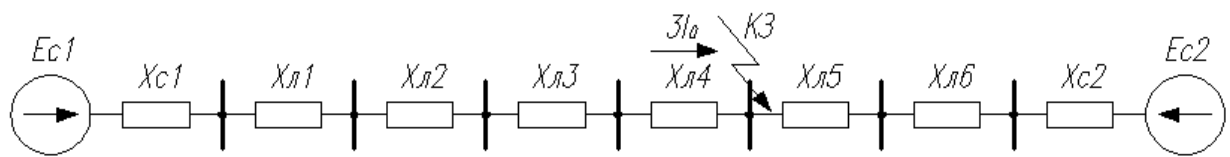


Рисунок 5.2

КЗ на землю может быть двух видов: однофазное КЗ на землю и двухфазное КЗ на землю, соответственно появляются два условия:

$$I_{c.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}, \quad (5.46)$$

$$I_{c.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1,1)}. \quad (5.47)$$

Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей (рисунки 5.3-5.4)

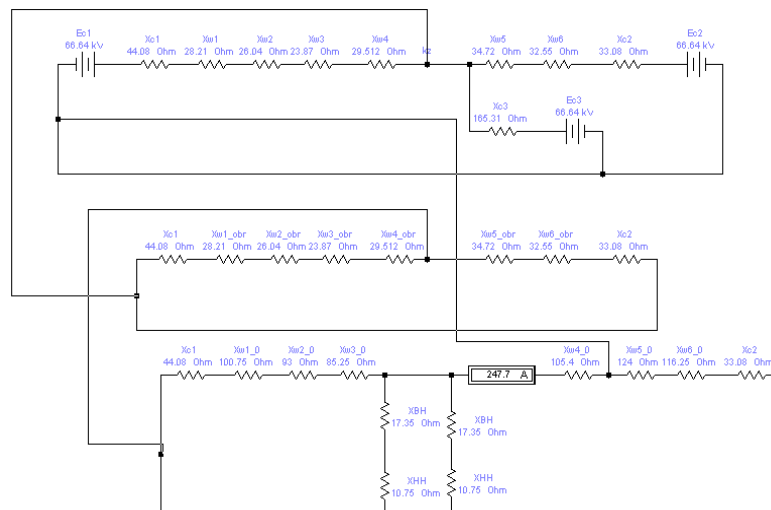


Рисунок 5.3 Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

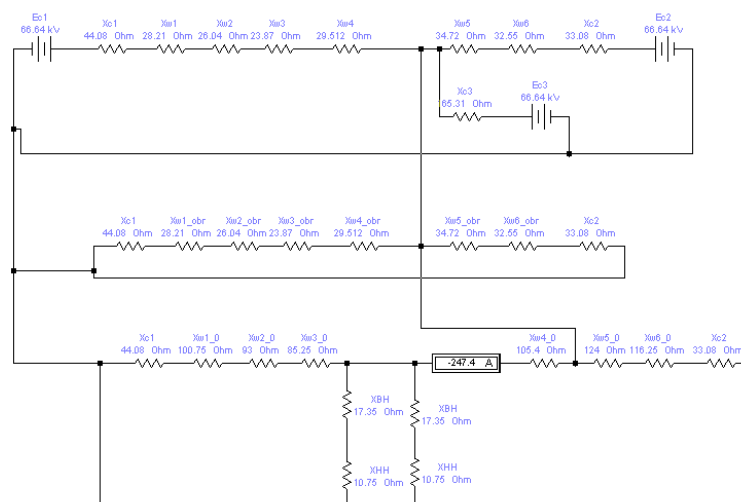


Рисунок 5.4 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 247,7 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 247,4 \text{ A}.$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I ступени:

$$I_{c.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 247,7 = 966,03 \text{ A}.$$

Расчет II ступени ТЗНП

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

Необходимо рассчитать ток срабатывания I ступени линии Л5 – $I_{c.3.5}^I$, затем найти конец зоны срабатывания $I_{c.3.5}^I$, смоделировать в этой точке КЗ на землю и определить какой ток I_0 протекает через комплект защиты линии Л4, по этому значению рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4.

Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей (рисунки 5.5-5.6)

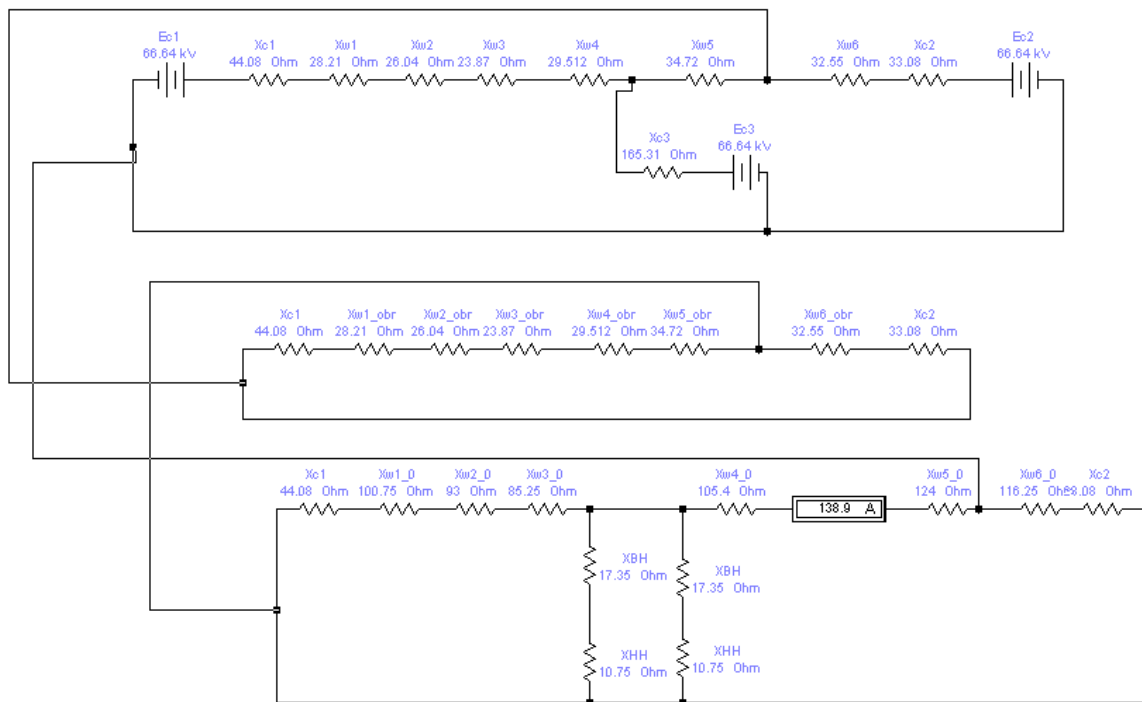


Рисунок 5.5 Однофазное КЗ

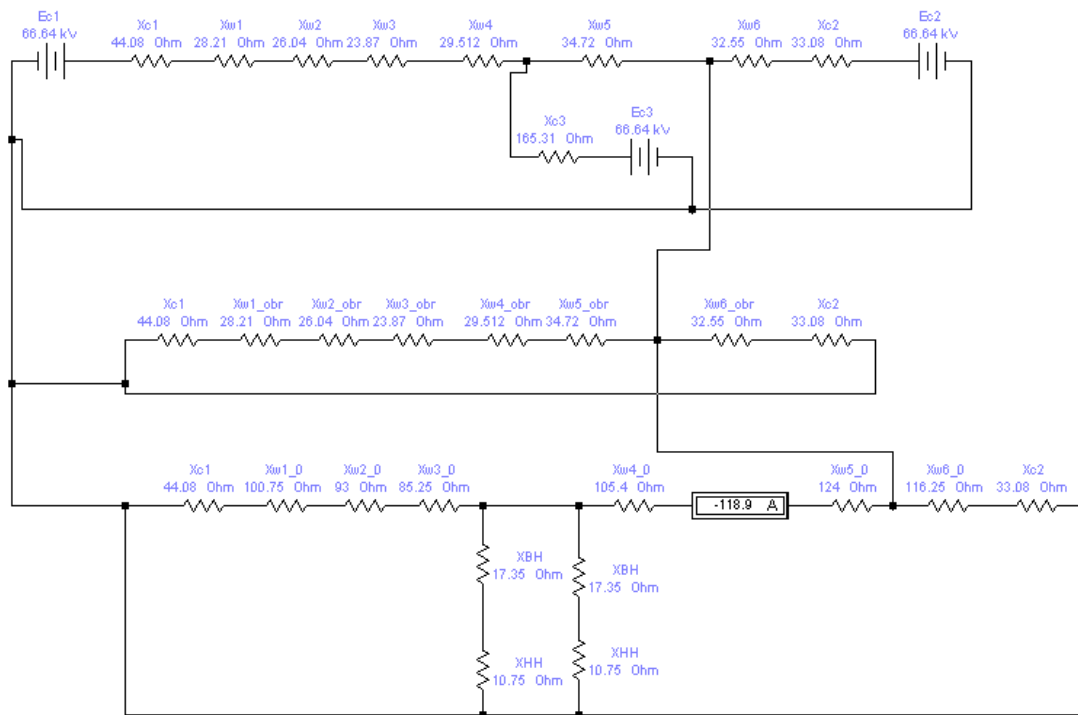


Рисунок 5.6 Двухфазное КЗ на землю

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 138,9 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 118,9 \text{ A}.$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I степени

$$I_{c.3.5}^I = k_{omc} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 138,9 = 541,71 \text{ A}$$

Ток срабатывания второй степени защиты линии Л4

$$I_{c.3.4}^{II} = k_{omc} \cdot K_{m.л4} \cdot I_{c.3.5}^I \quad (5.48)$$

где $k_{omc} = 1,1$ – коэффициент отстройки.

$K_{m.л4}$ – коэффициент токораспределения для защищаемой линии, при замыкании на землю в конце зоны, защищаемой той степенью защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование.

Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей (рисунок 5.7)

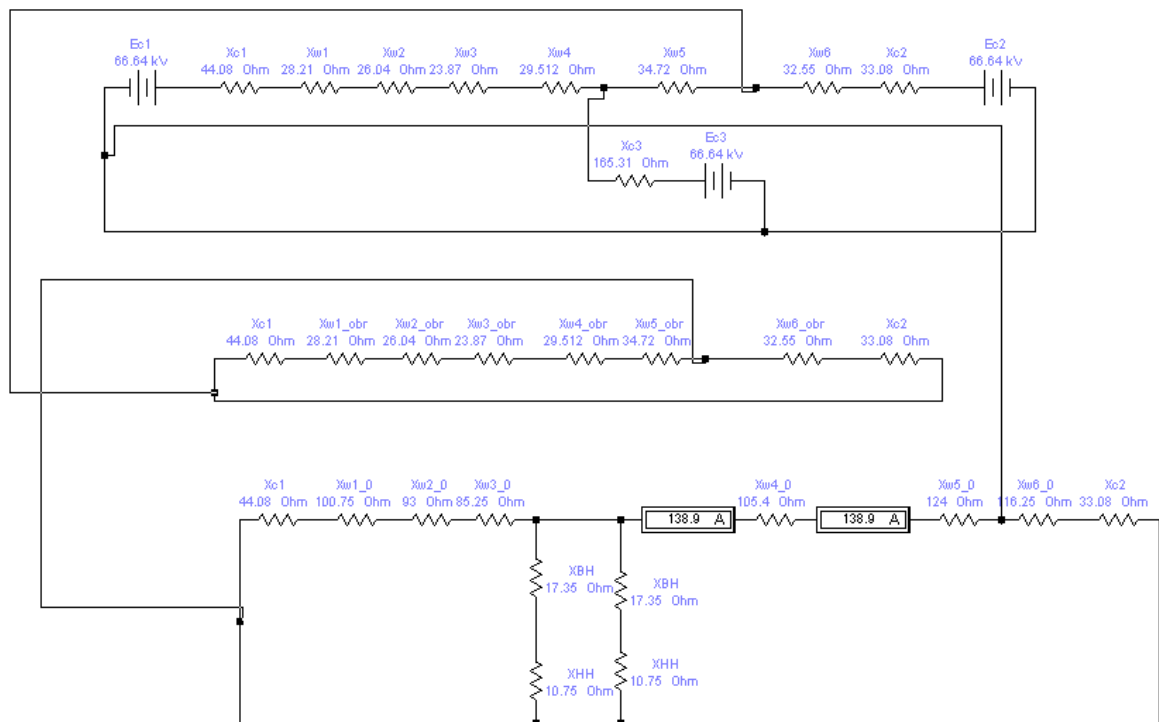


Рисунок 5.7 – Определение токов $I_{Л4}$ и $I_{Л5}$

Коэффициент токораспределения:

$$K_{m.Л4} = \frac{138,9}{138,9} = 1,$$

Ток срабатывания второй ступени:

$$I_{с.3.4}^{II} = k_{отс} \cdot K_{m.Л4} \cdot I_{с.3.5}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 541,71 = 595,881 \text{ A}.$$

Чувствительность II ступени ТЗНП проверяется по однофазному КЗ в конце защищаемой линии.

$$K_u = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.3.4}^{II}} \geq 1,25, \quad (5.49)$$

$$K_u = \frac{3 \cdot 247,7}{595,881} = 1,247$$

Чувствительность удовлетворительна.

Выдержка времени II ступени принимается равной ступени селективности

$$t_{с.3.4}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с}.$$

Расчет III ступени ТЗНП

III ступень отстраивается от тока небаланса возникающего в фильтре $3I_0$, к которому подключается ТЗНП. Наибольшее значение ток небаланса имеет при протекании тока трехфазного КЗ, точка КЗ берется на противоположной подстанции.

Составляется схема замещения прямой последовательности для трехфазного КЗ. Амперметр размещается в месте установки защиты линии Л4 (рисунок 5.8).

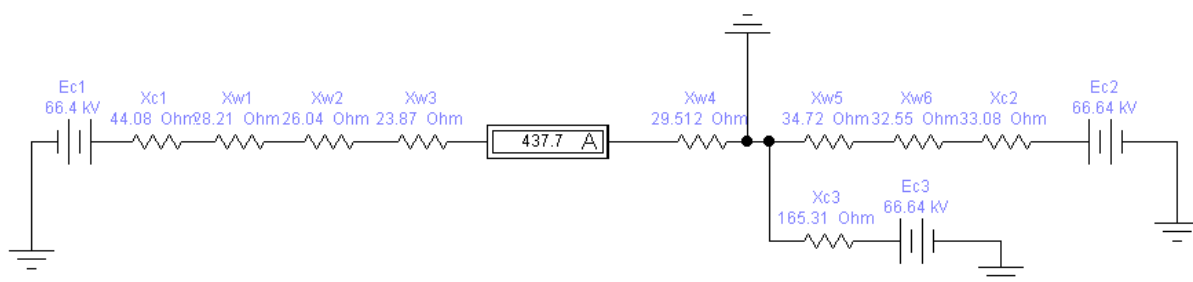


Рисунок 5.8 схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени

Рассчитаем ток срабатывания третьей ступени

$$I_{с.з.4}^{III} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot I_{нб}, \quad (5.50)$$

где $k_{отс}=1,25$ – коэффициент отстройки;

$k_{пер}=1$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме при выдержке времени выше 0,5 – 0,6 с

$I_{нб}$ – ток небаланса.

Ток небаланса рассчитывается по формуле:

$$I_{нб} = I_k \cdot \varepsilon \cdot k_A \cdot k_{одн}, \quad (5.51)$$

где $\varepsilon = 0,1$ – погрешность трансформаторов тока;

$k_A = 1$ – коэффициент апериодической составляющей;

$k_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока.

Рассчитываем ток небаланса и ток срабатывания третьей ступени:

$$I_{нб} = 437,7 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 21,885 \text{ A},$$

$$I_{с.з.4}^{III} = 1,25 \cdot 1 \cdot 21,885 = 27,36 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности

$$k_u = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{III}}, \quad (5.52)$$

III ступень должна надежно чувствовать КЗ на землю в конце смежной линии. Составляется комплексная схема для однофазного КЗ в конце линии Л5. Амперметр располагается в месте установки ТЗНП Л4. Энергосистема в минимальном режиме (рисунок 5.9)

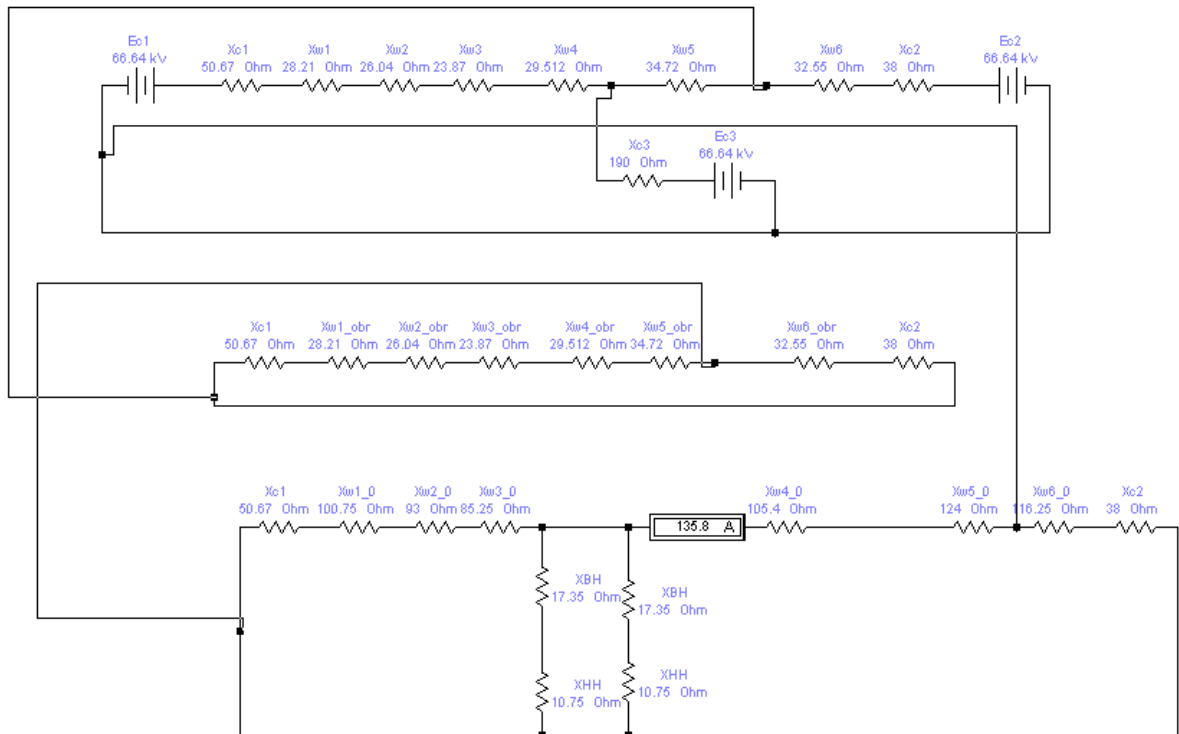


Рисунок 5.9 Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в конце линии Л5

В результате моделирования получаем:

$$I_0^{(1)} = 135,8 \text{ A},$$

$$k_u = \frac{3 \cdot 135,8}{27,36} = 14,89 > 1,2.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержку времени третьей ступени принимают по встречно-ступенчатому принципу (аналогично МТЗ) на ступень селективности больше выдержки времени третьей ступени смежной линии.

выдержка времени третьей ступени Л1 = 0,8 с;

выдержка времени третьей ступени Л3 = 0,8 + 0,5 = 1,3 с;

выдержка времени третьей ступени Л2 = 1,3 + 0,5 = 1,8 с.

Расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП

ТЗНП подключается к линии через фильтр $3I_0$, собранный из трансформаторов тока, поэтому уставки срабатывания реле ТЗНП должны задаваться во вторичных токах.

$$i_{c.p}^I = \frac{I_{c.з}}{\eta_{ТА}}, \quad (5.53)$$

где $\eta_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Вторичный ток уставок срабатывания первой, второй и третьей ступеней:

$$i_{c.p}^I = \frac{966,03}{160} = 6,04 \text{ A},$$

$$i_{c.p}^{II} = \frac{595,881}{160} = 3,72 \text{ A};$$

$$i_{c.p}^{III} = \frac{27,36}{160} = 0,171 \text{ A}.$$

В качестве резервных защит применяем терминал 7SA с дистанционной защитой и ТЗНП

6 Специальная часть. Дуговая Защита ячеек КРУ.

6.1 Короткое замыкание распределительных устройствах.

Короткие замыкания внутри любых распределительных устройств опасны, но чрезвычайную опасность представляют КЗ через электрическую дугу.

Возможными последствиями таких замыканий являются электротравмы обслуживающего персонала, материальный ущерб, вызванный разрушением оборудования и самой подстанции, а также длительным отключением потребителей. На рисунке 6.1, представлен взрыв ячейки КРУ в результате дугового замыкания

По данным одного из производителей дуговых защит (VAMP Ltd) основными факторами, влияющими на степень повреждения оборудования и травмирования персонала, являются:

- время горения дуги;
- тип дугового замыкания (однофазное или межфазное);
- конструкция распределительного устройства;
- наличие индивидуальных средств защиты персонала.



Рисунок 6.1 Взрыв ячейки УКР вследствие дугового замыкания

При этом время горения дуги позиционируется как основной критерий для оценки вероятности повреждения оборудования и травмирования персонала (рисунок 6.2).

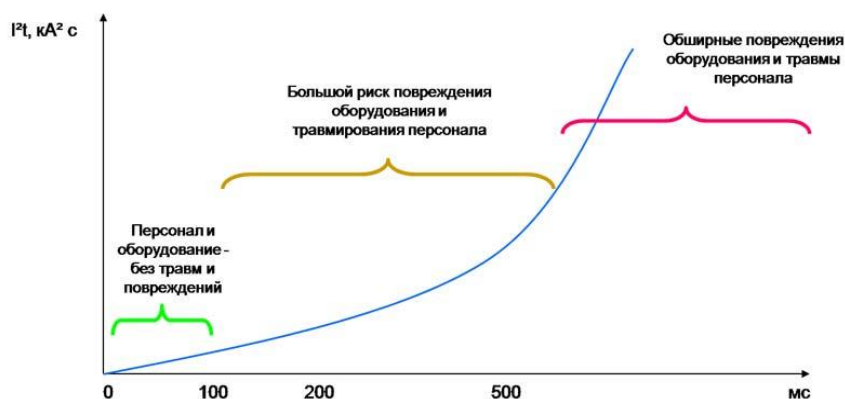


Рисунок 6.2 Зависимость повреждения оборудования от времени

Открытые дуговые замыкания длительностью до 100 мс, в 90% случаев не представляют опасности для оборудования и персонала. При времени горения дуги более 100 мс, но менее 600 мс, в 100% случае приводят к повреждению оборудования и травмам персонала. Дуговые короткие замыкания, длящиеся более 600 мс, характеризуются обширными повреждениями оборудования и тяжелыми травмами персонала.

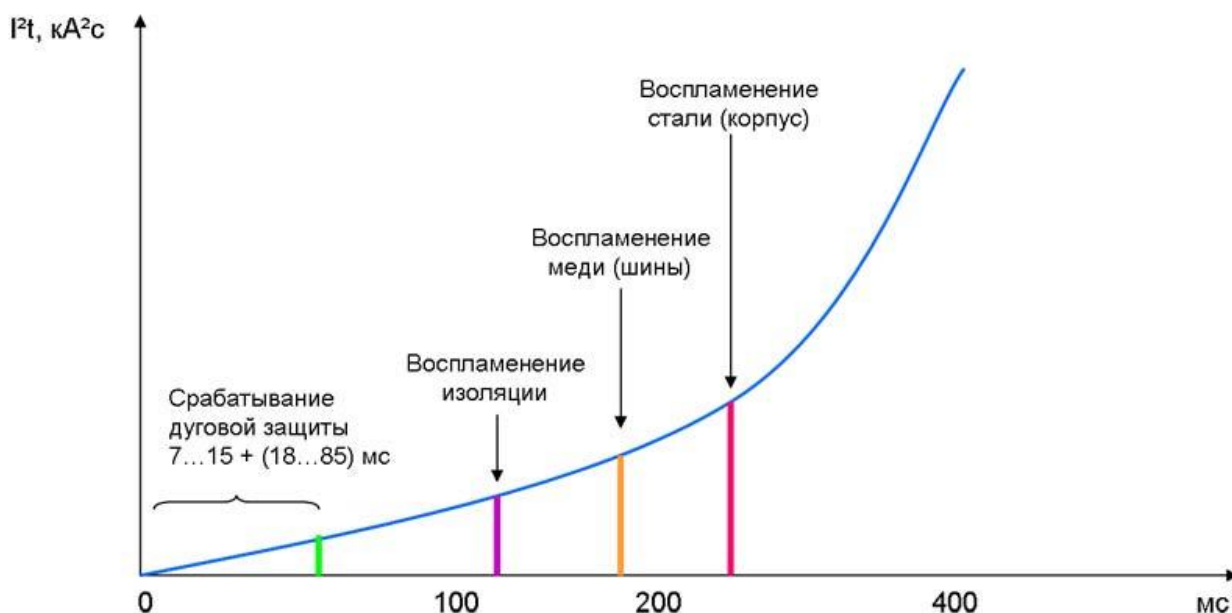


Рисунок 6.3 Зависимость количеством тепла, выделяемом при горении дуги с течением времени

Данная зависимость (рисунок 6.3) определяется количеством тепла, выделяемом при горении дуги с течением времени. Температура газа в канале дугового разряда может достигать 10000°С. Металлы, попавшие в зону горения дуги, испаряются, а изоляция сгорает, в некоторых случаях с выделением токсичных газов. На рисунке 2 представлен график зависимости энергии дуги от времени с отметками времени воспламенения основных составляющих распределительного устройства.

Воспламенение кремнийорганической изоляции опорных и проходных изоляторов происходит ориентировочно через 120 мс после возникновения дугового замыкания. Через 180 мс возможно воспламенение меди, из которой выполнены токоведущие части главной цепи. Через 250 мс воспламеняются стальные конструктивные элементы распределительного устройства, находящиеся в зоне действия дуги.

Время, за которое происходит отключение замыкания, в общем случае, можно рассчитать по следующей формуле:

$$T_{откл.} = T_з + T_в, \quad (6.1)$$

где: $T_з$ - время срабатывания устройства защиты; $T_в$ - собственное времени отключения выключателя.

При этом современные дуговые защиты без контроля по току обеспечивают время срабатывания от 7 мс до 15 мс. В случае, если в алгоритме устройства защиты используется контроль тока, время срабатывания увеличивается до 30 мс. С учётом того, что времена отключения современных вакуумных выключателей составляют от 50 до 90 мс, полное время отключения дугового замыкания может составить 110 мс, что может повлечь негативные последствия для оборудования и персонала.

Всё это обусловило введение в нормативные материалы и директивные указания требования об оснащении распределительных устройств защитами от дуговых КЗ внутри секций.

Главные требования, предъявляемые к таким защитам - высокое быстродействие и чувствительность, абсолютная селективность.

Алгоритмы функционирования защит от дуговых КЗ внутри распределительных устройств зависят от используемых информационных признаков дуговых КЗ, определяющих тип датчика дугового замыкания, структуры устройства защиты и многого другого.

В настоящее время наибольшее распространение получили устройства с датчиками, реагирующими на следующие информационные признаки дуговых КЗ:

- давление газовой среды, возникающее на фронте ударной волны в начальный момент дугового КЗ
- степень ионизации газов в канале дугового столба (защита антенного типа с дугоулавливающим электродом.
- излучение, сопровождающее дуговой столб

Анализ существующих типов устройств защиты от дуговых замыканий и тенденций их совершенствования, позволяет сделать заключение о наибольшей перспективности применения оптико-электрических дуговых защит (ОЭДЗ), контролирующей уровень освещенности внутри отсеков распределительных устройств.

Контроль освещенности (светового потока) внутри отсеков, осуществляемый с помощью оптических датчиков, обеспечивает получение максимального быстродействия и абсолютной селективности защиты.

В качестве оптических датчиков применяются как традиционные фотоприемники - фотодиоды, фототиристоры, фототранзисторы -, так и волоконно-оптические кабели (ВОК).

Связь оптических датчиков с измерительными органами может осуществляться электрическими линиями связи (ЭЛС) или волоконно-оптическими линиями связи (ВОЛС).

Для исключения ложных срабатываний ОЭДЗ отечественные и зарубежные разработчики и производители, наряду с контролем светового потока, в качестве дополнительного признака используют контроль тока и/или напряжения, при этом подавляющее их большинство отдает предпочтение контролю тока.

6.2 Цифровое устройство защиты от дуговых замыканий "Дуга-МТ"

С учетом изложенных аргументов, в качестве аппаратно-структурной базы для защиты ячеек КРУ выберем цифровое устройство защиты от дуговых замыканий "Дуга-МТ" (Механотроника), выполненную по централизованно-индивидуальному принципу с датчиками на основе фотоприемников, с ЭЛС, с использованием в качестве дополнительного информационного признака контроль тока (рисунок 6.4)

Основаниями для выбора такой аппаратно-структурной реализации защиты являются возможность обеспечения абсолютной селективности, высокого быстродействия и чувствительности, а также технологичности монтажа (наладки) и простоту ремонта в случае повреждения электрической дугой.



Рисунок 6.4 цифровое устройство защиты от дуговых замыканий "Дуга-МТ"

Устройство предназначено для:

- ликвидации дугового замыкания и минимизации или исключения разрушений в ячейках и секциях распределительных устройств (РУ);
- защиты обслуживающего персонала от травм и повреждений, вызванных открытой электрической дугой;
- сокращения времени обнаружения места возникновения дугового замыкания
- снижения затрат, связанных с нарушением электроснабжения.

Устройство "ДУГА-МТ" построено по распределенно-централизованному принципу и содержит:

- центральный блок «ДУГА-БЦ»;
- волоконно-оптические (ВОД) или фототиристорные (ФТД) датчики дуговых замыканий. Количество датчиков в ячейке РУ определяется числом изолированных высоковольтных отсеков. Общее количество датчиков в РУ не ограничено;
- блоки регистрации (БР) дуговых замыканий в ячейках РУ. Для ВОД применяется БР типа «ДУГА-О», для ФТД или клапанных датчиков БР типа «ДУГА-Ф». Выходы БР объединяются на шинках управления выключателями РУ в соответствии с контролируемыми в РУ зонами: дугового замыкания в выключателе ввода – шинка ДЗ ВВ; дугового замыкания в секционном выключателе – шинка ДЗ СВ; дугового замыкания на сборных шинах – шинка ДЗ СБШ; дугового замыкания в ячейках отходящих фидеров – шинки ДЗ Ф.

Устройство "ДУГА-МТ" обеспечивает селективное отключение выключателей: вводов РУ; силовых трансформаторов; секционных, отходящих присоединений РУ.

Распределенно-централизованная структура устройства "ДУГА-МТ" позволяет:

- защищать с помощью одного устройства одну, две или несколько секций РУ;
- определять место дугового замыкания с указанием изолированного отсека защищаемой ячейки;
- изменять конфигурацию устройства при реконструкции или изменении состава РУ;
- учитывать особенности главной схемы конкретного РУ при программном назначении входов и выходов центрального блока устройства;
- минимизировать длину ВОД за счет установки БР непосредственно в ячейках РУ;
- реализовать защиту от дуговых замыканий при работе БР с цифровыми устройствами РЗА любых производителей без применения центрального блока;

Блок "ДУГА-БЦ" обеспечивает:

- контроль исправности БР;

- выполнение функций УРОВп и УРОВд с программным заданием выдержек времени;
- формирование сигнала запрет АВР;
- формирование сигнала "Сброс ФТД" (при невозвращении фототиристорных датчиков в исходное состояние);
- диагностику и блокировку неисправного датчика;
- контроль исправности цепей управления вводных и секционных выключателей, управляемых блоком;
- непрерывную самодиагностику в течение всего времени работы;
- встроенную функцию календаря и часов;
- запись, просмотр, печать, сохранение и удаление диаграмм аварийных процессов;
- ведение журнала событий с дискретностью 10мс;
- возможность оперативного подключения к ПЭВМ;
- возможность включения в АСУ в качестве терминала нижнего уровня (интерфейс RS-485 или ВОЛС выбирается при заказе устройства) с протоколом обмена ModBus.

Основные технические характеристики центрального блока "ДУГА-БЦ"

- Напряжение питания: 220 В (+20/-60 %) постоянного, выпрямленного или переменного тока; 110 В ($\pm 20\%$) постоянного тока;
- Устойчивость к 100 % провалам напряжения питания не менее 1,0 с (по заказу - до 10 с);
- Время готовности блока к срабатыванию после включения питания - не более 0,2 с;
- Собственное время срабатывания блока - не более 20 мс;
- Габаритные размеры (ШхВхГ) - 130х300х298 мм;
- Масса - не более 6 кг.

В блоках регистрации дуговых замыканий "ДУГА-О" и "ДУГА-Ф" предусмотрены:

1. четыре светодиодных блинкера с квитированием от местной кнопки;
2. сигнализация об отсутствии оперативного питания или неисправности блока.

Алгоритм работы центрального блока "ДУГА-БЦ" учитывает:

- сигналы, поступающие от пусковых органов МТЗ или ЗМН внешних устройств защиты, контролирурующих ток или напряжения (в т.ч. соседней секции);
- место возникновения дуги;
- положение выключателей ввода и секционного выключателя;
- возможность отказа выключателя ввода и секционного выключателя при выполнении команды «Отключить».

В качестве дополнительных требований (ограничений) к алгоритму функционирования защиты КРУ(Н) от внутренних дуговых КЗ использованы следующие:

- оптимизация управляющих воздействий на коммутационные аппараты секции с целью минимизации возможных объемов повреждений;
- учет наличия одной (в перспективе - двух) смежных секций;
- использование контроля тока в качестве дополнительного информационного признака дугового КЗ с учетом схемы питания защищаемой секции и контролем положения и исправности цепей управления вводных и секционных выключателей;
- обеспечение реализации функции УРОВ при отказе любого из коммутационных аппаратов секции;
- задаваемая пользователем степень селективности работы устройства;
- обеспечение селективного действия на выключатели “генерирующих” отходящих присоединений;
- возможность изменения конфигурации устройства персоналом при реконструкции или изменении состава КРУ.

Пример выбранной аппаратно-структурной реализации защиты с основными связями приведен на рисунке 6.5

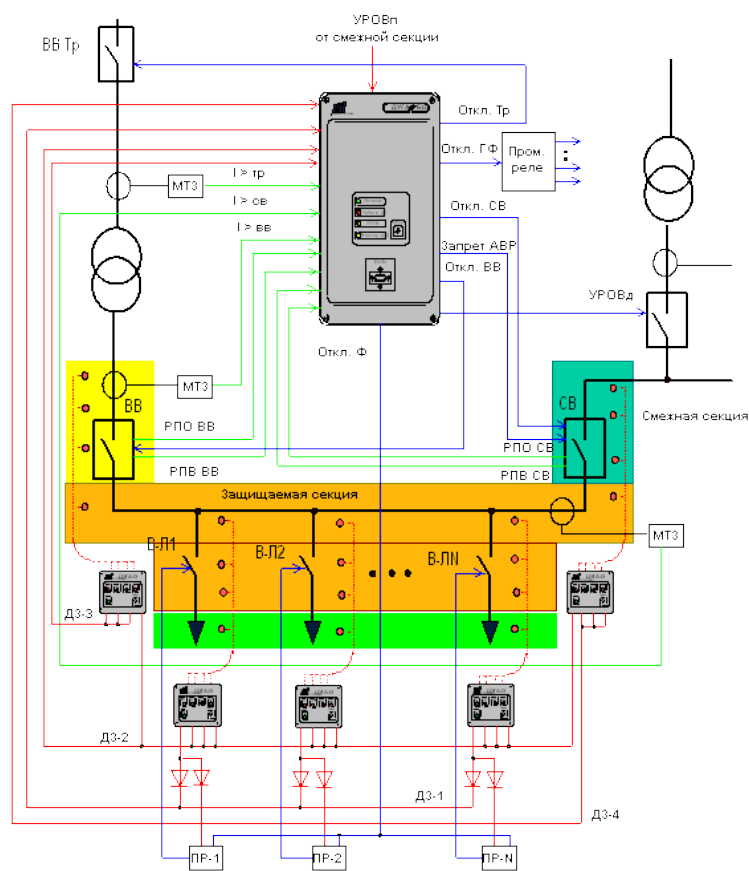


Рисунок 6.5 – Пример аппаратно-структурной реализации ОЭДЗ

7 Бизнес план строительства подстанции

7.1 Общая часть

7.1.1 Резюме

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.

На подстанции установлено новое современное оборудования. К основному оборудованию на подстанции следует отнести: силовые трансформаторы с установленной мощностью 2x80 МВА, высоковольтные выключатели на напряжения 110,35,10 кВ, трансформаторы тока и напряжения, а также шкафы релейной защиты компании "Siemens".

Необходимые суммарные капиталовложения, составляют 1286,84 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 3 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

7.1.2 Анализ рынка сбыта

В городе Арысь отмечается дефицит электроэнергии, поэтому строительство ПС «Арысь» позволит ТОО «Туркестанэнерго» увеличить передачу электроэнергии потребителям. Крупным потребителем электрической энергии является предприятия железнодорожного транспорта. На территории станции Арысь сконцентрированы ремонтные и локомотивные предприятия, обслуживающие железнодорожную отрасль (шпалопропиточный завод, ремонтные и локомотивные депо, путевые предприятия и др.). Также потребителем электрической энергии также являются сам город Арысь и ближайшие поселки.

7.1.3 Тарифы на электроэнергию

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Южно-Казахстанской области 13,52 тенге/кВт. Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на электростанции, ее транспортировка по высоковольтным сетям АО «KEGOC» и сетям региональной энергетической компании. Кроме этих затрат, есть ещё затраты энергоснабжающей организации, необходимые для осуществления своей деятельности.

7.1.4 Юридический план

В ТОО «Туркестанэнерго» основным видом деятельности является трансформация через подстанцию «Арысь» и покупки с целью продажи электроэнергии.

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 15 % годовых.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

7.1.5 Экологическая информация

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе.

7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

7.2.1 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.

Таким образом, капитальные затраты по ПС

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_T + K_{РЗ} + K_{пост}, \quad (7.1)$$

Сведем расчеты на капитальные вложения в таблицы 7.1, 7.2, 7.3

Таблица 7.1 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Выключатель 110 кВ	3	3,64	10,92
Выключатель 35 кВ	6	2,14	12,84
Разъединитель 110 кВ	10	1,25	12,5
Разъединитель 35 кВ	10	1,14	11,4
Трансформаторы тока 110 кВ	14	0,165	2,31
Трансформаторы тока 35 кВ	6	0,125	0,75
Трансформатор напряжения 110 кВ	2	0,12	0,24
Трансформатор напряжения 35 кВ	2	0,09	0,18
Ограничители перенапряжений 110 кВ	2	0,75	1,5
Ограничители перенапряжений 35 кВ	2	0,6	1,2
КРУ 10 кВ	1	8,5	8,5
Итого			62,34

Таблица 7.2 - Капитальные вложения в подстанцию (РЗ и А)

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «SIEMENS»	6	4,3	25,8
Шкаф релейной защиты линии 35 кВ фирмы «SIEMENS»	6	4,3	25,8
Шкаф релейной защиты трансформатора фирмы «SIEMENS»	2	7,4	14,8
Итого			66,4

Таблица 7.3 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Трансформатор ТДТН - 80000/110/35/10	2	150	300

Постоянная часть затрат ($K_{\text{пост}}$)=180 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС

$$K_{\text{ПС}} = 62,34 + 300 + 66,4 + 180 = 608,74 \text{ млн. тенге.}$$

7.2.2 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.

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

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (7.2)$$

где K – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры работы;

L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 7.4

Таблица 7.4 – 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 110 кВ	40	5,65	226
ВЛ 35 кВ	80	5,65	452
Итого			678

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта

составляют

$$K_{ЭС} = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (7.3)$$

$$K_{ЭС} = 608,74 + 678 = 1286,74 \text{ млн. тенге.}$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{др}, \quad (7.4)$$

где $I_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию, тенге;

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

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ПС}, \quad (7.5)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;

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

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

Показатели стоимости ОРУ 110, 35 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 строительный и монтажные работы.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицу 7.5 и 7.6

Таблица 7.5 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге
ОРУ 110 кВ	122,34	6,7	8,20
ОРУ 35 кВ	80,5	6,7	5,39
КРУ 10 кВ	67,5	6,7	4,52
Трансформаторы	306	5	15,30
Итого:			33,41

Таблица 7.6 – Расчет эксплуатационных издержек ЛЭП

Элемент	Капиталь-ные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам},\%$	$I_{ам},$ млн. тенге
ВЛ 220 кВ	226	2,0	4,52
ВЛ 110 кВ	452	2,0	9,04
Итого:			13,56

Таким образом, общие ежегодные издержки на амортизацию составляют

$$I_{ам} = I_{ам.ПС} + I_{ам.ЛЭП}, \quad (7.6)$$

$$I_{ам} = 33,41 + 13,56 = 46,97 \text{ млн. тенге.}$$

$$\Sigma I = I_{ам} + I_{др}, \quad (7.7)$$

$$I_{др} = \frac{46,97 \cdot 0,55}{0,45} = 57,4 \text{ млн. тенге,}$$

$$\Sigma I = 46,97 + 57,4 = 104,38 \text{ млн. тенге.}$$

7.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- энергия на компенсацию технических потерь;
- 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);
- расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- износ основных средств;
- командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- канцелярские расходы;
- охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и

комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);

– проверка приборов (необходима проверка рабочих и исходных эталонов);

– страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);

– переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;

– типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));

– подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);

– 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.);

– услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);

– расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);

– налоговые платежи;

– расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);

– услуги банка (комиссионные за проведение зарплат, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

– услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (7.8)$$

где $\sum I$ – суммарные издержки;

\mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле

$$\begin{aligned} \mathcal{E} &= n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_3 \cdot T_{max}, \\ \mathcal{E} &= 2 \cdot 80 \cdot 10^6 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 453,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned} \quad (7.9)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

Тогда себестоимость составит

$$S = \frac{104,38}{453,6} = 0,23 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Стоимость электроэнергии

$T = 13,52$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию в Южно-Казахстанской области.

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

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

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

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = \Theta \cdot T, \quad (7.10)$$

$$V_{\text{реал}} = 453,6 \cdot 13,52 = 6132,7 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 453,6 \cdot 5,5 = 2494,8 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{\text{KEGOC}} = 453,6 \cdot 1,685 = 764,316 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 453,6 \cdot 3,3 = 1496,88 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии

$$V = 6132,7 - 2494,8 - 764,316 - 1496,88 = 1376,704 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки вычислим прибыль, учитывая издержки:

$$\Pi = 1376,704 - 104,38 = 1272,324 \text{ млн. тенге}$$

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

прибыль составит:

$$ЧП = 1272,324 \cdot 0,8 = 1017,8592 \text{ млн. тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$ЧП_{инв} = 0,6 \cdot 1017,8592 = 610,72 \text{ млн. тенге.}$$

7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

7.5.1 ЧПС "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле

$$ЧПС = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (7.11)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге;

r – банковский процент, $r = 15\%$;

n – время реализации проекта, год;

CF – денежный поток, млн. тенге.

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = ЧП_{инв} + И_{ам}, \quad (7.12)$$

$$CF = 610,72 + 46,97 = 660,69 \text{ млн. тенге.}$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

$ЧПС > 0$ и по максимальной его величине, следовательно, фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

$ЧПС = 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

$ЧПС < 0$, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Примечается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 7.7

Таблица 7.7 – Расчет ЧПС

Год	CF , млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$, млн.тенге	ЧПС, млн. тенге
0	-1286,84	-	-
1	660,69	574,51	-712,33
2	660,69	499,58	-212,75
3	660,69	434,66	221,91
4	660,69	377,75	599,66
5	660,69	328,48	928,14

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 3 лет.

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Арысь» 110/35/10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1286,84 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 3 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Общие положения

Подстанция является понижающей, имеет два трансформатора 110/35/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 35 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы работникам службы РЗиА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочем месте.

8.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции

Труд человека, в современном мире может представить как процесс взаимодействия человека и механизма. Вследствие этого можно рассматривать систему «человек - механизм». На сегодняшний день на предприятии особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции.

На подстанции оператор управляет огромным количеством электрической энергии. Любая ошибка оператора может привести к огромным последствиям, такие как пожар, выход из строя дорогого оборудования, человеческие потери, обесточивания огромного количества потребителей.

Основной задачей анализа условий труда является - организация рабочего места. Для этого необходимо провести ряд мероприятий, которые обеспечат безопасный и рациональный труд работника, также безопасная эксплуатация оборудования, также эти мероприятия направлены на то, чтобы работники были не утомлены, и эффективно выполняли свои трудовые обязанности.

Контроль за условиями труда на рабочем месте можно проводить по следующим параметрам:

Световая среда. Освещение на рабочем месте является важным параметром. В зависимости от назначения помещения, а также вида зрительных работ нормируются такие показатели освещённости, как естественное освещение или искусственное освещение, освещенность, коэффициент пульсации, освещенность поверхности экрана, неравномерность распределения яркости, нестабильность изображения и т. д.

Микроклимат. Нормы производственного микроклимата установлены едиными для всех производств и всех климатических зон. Параметры микроклимата в рабочей зоне должны соответствовать оптимальным или допустимым макроклиматическим условиям. К ним относят температуру, влажность воздуха, скорость его движения

Производственный шум. Определяют как совокупность аperiodических звуков различной интенсивности и частоты. Является распространённым негативным фактором на производстве и негативно влияет на организм человека

Электромагнитные поля. Создаются различными источниками. На биологическую реакцию организма влияют такие параметры электромагнитных полей, как интенсивность и частота излучения, модуляция сигнала и сочетание частот электромагнитных полей, продолжительность облучения и периодичность действия.

Безопасные условия труда — это состояние условий труда, при которых воздействие на работающего опасных и вредных производственных факторов исключено или их воздействие не превышает предельно допустимых значений. Обеспечение данных условий — одно из важнейших требований, предъявляемых к рабочему месту. Отдельно можно выделить следующие виды безопасности труда.

Пожарная безопасность. Предотвращение пожаров осуществляется главным образом путём исключения возможности образования горючих или взрывоопасных сред и источников зажигания. На случай пожара на предприятии должны находиться средства пожарной защиты и сигнализации для предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него.

Электробезопасность. Любое современное рабочее место насыщено электрооборудованием, измерительной техникой, автоматикой. Это создаёт условия повышенной опасности поражения электрическим током, а в ряде случаев — особо опасные условия.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

8.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда.

Применяем искусственное освещение в вечернее время, потому что диспетчер СРЗиА работает 24 часа, путем использования таких источников света как лампы накаливания, газоразрядные лампы, плоские и щелевые световоды.

На подстанции искусственное освещение устанавливаем по типу системы освещения:

- Местное - концентрируется световой поток непосредственно на рабочих местах;
- Общее, которое делится на равномерное и локализованное;
- Комбинированное – совмещение общего и местного освещений.

Искусственное освещение устанавливаем также:

- Аварийное, которое применяется при внезапном отключении рабочего освещения (5% от общего освещения);
- Рабочее – освещение во всех помещениях и на территории, для создания условий нормальной работы;
- Эвакуационное – предусматривается в местах, опасных для прохода людей ($\geq 0,5$ лк – освещенность в зданиях, 0,2 лк – вне их).
- Нормирование искусственного освещения производится в соответствии со СНиП РК 2.04-05-2002, освещенность на рабочих местах нормируем в зависимости от условий выполнения зрительных работ, вида источника света и системы освещения.

Для искусственного освещения помещений следует использовать люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 80 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываем и недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

Рассчитаем общее освещение зала панелей релейной защиты подстанции длиной 15 м, шириной 12 м, высотой 4 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Определим количество люминесцентных ламп типа ЛД со световым потоком $F_l = 4400$ лм

Коэффициент отражения потолка, стен, пола: $\rho_{пот} = 70\%$, $\rho_{ст} = 50\%$, $\rho_{пол} = 30\%$ [3].

Для того что бы найти количество необходимых светильников используем формулу:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{F \cdot \eta} \quad (8.1)$$

где $E = 300$ лк – нормируемая освещенность;

$K_z = 1,5$ – коэффициент запаса при искусственном освещении;

$S = 180$ м² – освещаемая площадь;

$Z = 1,1$ – коэффициент неравномерности освещения;

$F = 3570$ лм – световой поток лампы;

η – коэффициент использования светового потока;

1. Освещаемая площадь: $S = 180 \text{ м}^2$
2. Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = H - h_{p,n} = 4 - 1,2 = 2,8 \text{ м}$$

где H – высота помещения;
 $h_{p,n}$ – высота рабочей поверхности;

3. Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{15 \cdot 12}{2,8 \cdot (15 + 12)} = 2,38$$

4. $\eta = 65\%$ – коэффициент использования светового потока.

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{F \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 180 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4400 \cdot 0,65} = 30 \text{ шт}$$

Расположим светильники в пять рядов по длине (рисунок 8.1)

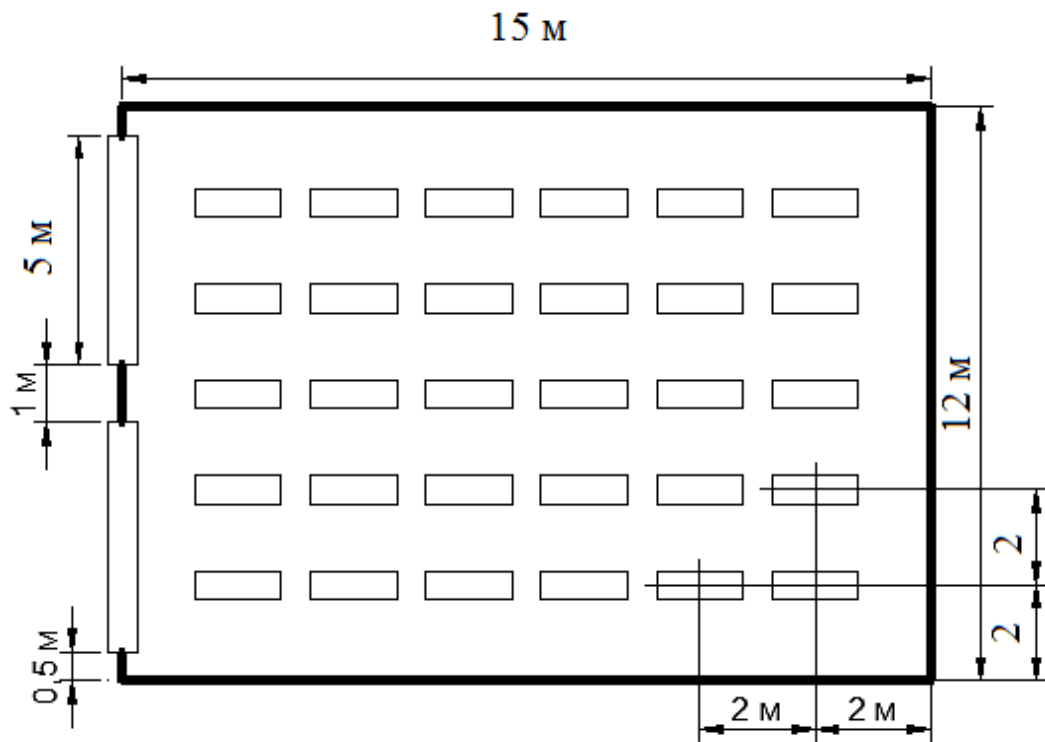


Рисунок 8.1 – Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции

8.4 Расчет заземляющего устройства

Подстанция является понижающей, расположенная в IV климатической зоне, имеет два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 35 кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ $I_{кз} = 9480 \text{ А}$, получен путем расчета в программе Electronics Workbench.

Площадь подстанций Арысь 110/35/10 кВ $S = 150 * 200 = 30000 \text{ м}^2$.

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, нижнего - $\rho_{2изм} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. [4]

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

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 3 \text{ м}$.

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

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S , м^2 .

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.

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi, \quad (8.2)$$

где $\psi = 1,6$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для IV климатической зоны.

$$\rho_{1расч} = 350 \cdot 1,6 = 560 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в IV климатической зоне $h = 1,6 \text{ м}$, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 3 \text{ м}$, то

$$\rho_{2расч} = \rho, \quad (8.3)$$

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

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \psi}{\rho_{2изм}} = \frac{350 \cdot 1,6}{80} = 7$$

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

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (8.4)$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, $м^2$;

n – число вертикальных электродов.

Или определим число вертикальных электродов при известном a по формуле

$$n = \frac{P}{a} = \frac{700}{5} = 140,$$

где P – периметр контура заземлителя.

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

$$l_{омн} = \frac{h_1 - t_o}{l_г} = \frac{3 - 0,7}{5} = 0,46 \text{ м.}$$

Эквивалентное удельное сопротивление $\rho_э$ двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле

$$\rho_э = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (8.5)$$

где показатель степени

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{омн} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_г}\right); \quad (8.6)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,46 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5}\right) = 0,238$$

$$\rho_э = 80 \cdot \left(\frac{560}{80}\right)^{0,238} = 127,12 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим 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, может быть определено из следующего выражения

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_e}, \quad (8.7)$$

где

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}; \quad (8.8)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (8.9)$$

n – число вертикальных проводников;

L – общая длина проводников.

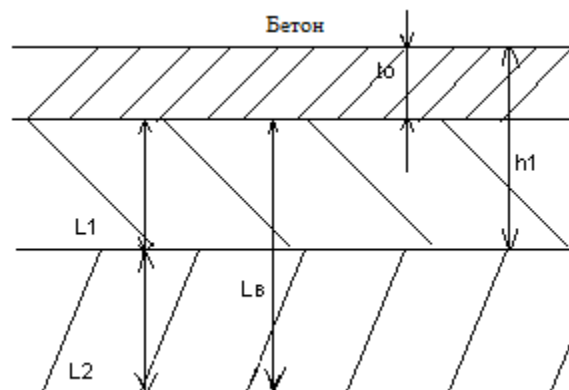


Рисунок 8.1 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,5 + 2,5 \cdot \frac{560}{80} = 20 \text{ м};$$

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{30000} + 140 \cdot 20} = 0,00202;$$

$$L = 30 \cdot 150 + 200 \cdot 40 = 12500 \text{ м};$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{30000}} \cdot \left(\frac{560}{80}\right)^{0,00202} + \frac{560}{12500 + 140 \cdot 5} = 0,248 \text{ Ом.}$$

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

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_6 \cdot L} \right)^{0,45}, \quad (8.10)$$

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

P – периметр сетки, м;

$M = 0,79$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$\alpha_1 = 0,79 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{30000}}{5 \cdot 12500} \right)^{0,45} = 0,118.$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, может быть определен из формулы

$$\alpha_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_c}, \quad (8.11)$$

где R_h – сопротивление тела человека;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$\alpha_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 560} = 0,54.$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле

$$U_{np} = I_{кз} \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2. \quad (8.12)$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле

$$\varphi_з = I_{кз} \cdot R_з = 9480 \cdot 0,248 = 2351,04 \text{ В.}$$

Находим максимальное напряжение прикосновения

$$U_{np,max} = \varphi_з \cdot \alpha_1 = 2351,04 \cdot 0,115 = 270,37 \text{ В.}$$

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

$$U_{пр} = U_{пр.маx} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (8.13)$$

где I_h – ток через человека.

Имеем

$$I_h = \frac{U_{пр.маx}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{270,37}{1000 + 1,5 \cdot 560} = 0,147 \text{ A.}$$

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

$$U_{пр} = 270,37 - 0,147 \cdot 1,5 \cdot 560 \leq 450;$$

$$146,89 \text{ B} \leq 450 \text{ B.}$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0,18$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 560} = 0,229.$$

По следующей формуле определяем напряжение шага

$$U_{ш} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 9480 \cdot 0,248 \cdot 0,15 \cdot 0,229 = 80,76 \text{ B.}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока

$$U_{ш} = U_{1-2маx} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (8.14)$$

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

$$U_{1-2маx} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2351,04 \cdot 0,15 = 352,656 \text{ B.}$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{352,656}{1000 + 6 \cdot 560} = 0,0809 \text{ A.}$$

Проверим условие безопасности

$$U_{пр} = 352,656 - 0,0809 \cdot 6 \cdot 560 \leq 450;$$

$$80,832 \text{ B} \leq 450 \text{ B.}$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{пр,доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{9480 \cdot 0,115 \cdot 0,54} = 0,764 \text{ Ом};$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш,доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{9480 \cdot 0,15 \cdot 0,229} = 1,382 \text{ Ом.}$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,248 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Протяженность кабелей питания двигателей составляет 70 м. Длина отдельных кабелей достигает 100 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

$$l_k = 3 \cdot (4 \cdot 0,07 + 0,1) = 1,14 \text{ км.}$$

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

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_g)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 1,14 + 0)}{350} = 1,972 \text{ A,}$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

l_k – общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;
 l_g – 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 коэффициент α_2 , $U_{np} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h}, \quad (8.15)$$

Примем, что

$$a_1 = 0,115;$$

$$a_2 = 0,54;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,229;$$

$$R_3 = 0,248 \text{ Ом};$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 32,22 \text{ А}.$$

$$I_h = 1,972 \cdot \frac{0,248}{1000} = 0,00049 \text{ А}.$$

Находим U_{np}

$$U_{np} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 1,972 \cdot 0,248 \cdot 0,115 \cdot 0,54 = 0,0304 \text{ В}.$$

Находим $U_{ш}$

$$U_{ш} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,972 \cdot 0,248 \cdot 0,15 \cdot 0,229 = 0,017 \text{ В}.$$

Ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,972 \cdot \frac{0,248}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,229 = 0,017 \text{ мА}.$$

Модель заземлителя приведем на рисунке 8.2

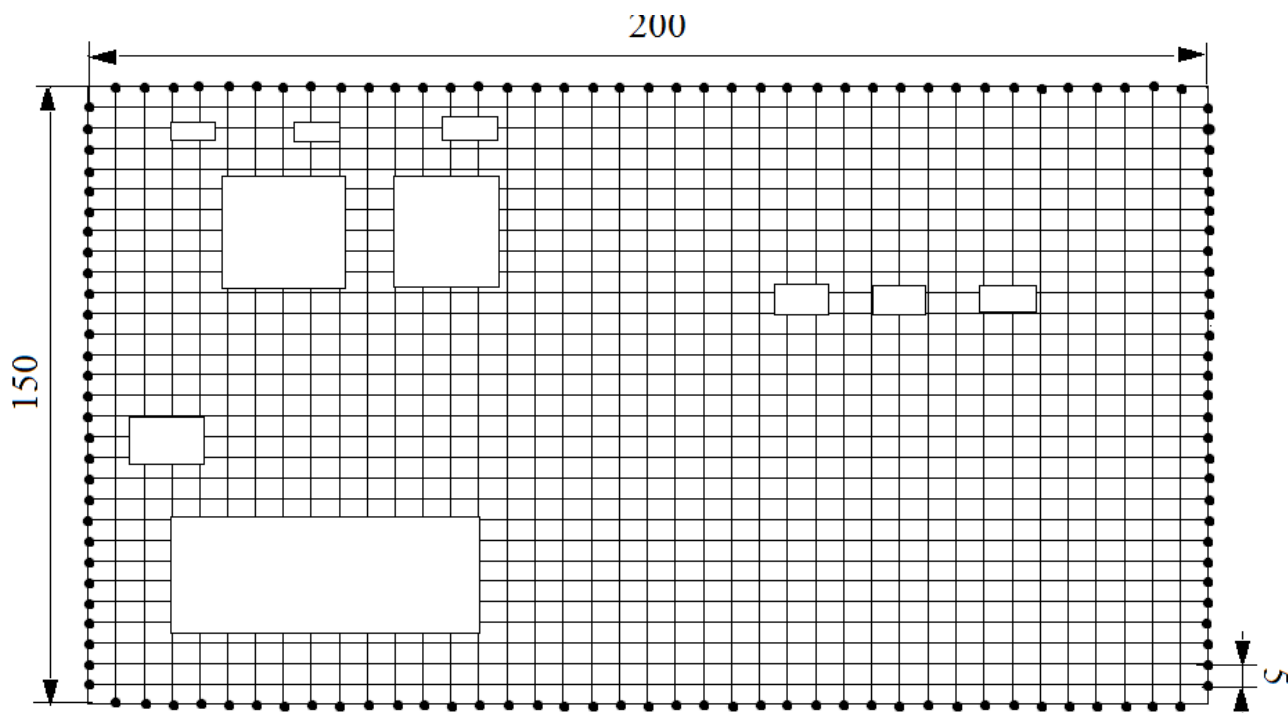


Рисунок 8.2 - Расчетная модель заземлителя

Допустимые значения напряжения прикосновения U_{np} и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 \text{ с}$ и более $U_{np} = 36 \text{ В}$ и $I_h = 6 \text{ мА}$, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Заключение

Данный дипломный проект посвящен проектированию релейной защиты подстанции 110/35/10 кВ «Арысь». Результаты, которые были получены в результате расчетов приведены ниже.

Во втором разделе была разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: два трансформатора типа ТДТН-80000/110, выключатели, разъединители, предохранители, ограничители перенапряжений, трансформаторы тока и напряжения. В целом подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей.

В разделе «Проектирование релейной защиты трансформатора 110/35/10 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дифференциальная защита) – на 7UT6135, резервная – на 7SJ6475.

В разделе «Проектирование релейной защиты системной линии 110 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дистанционная) – 7SA632, резервная (ТЗНП) – 7SJ633.

В специальной части дипломного проекта была выбрана дуговая защита ячеек КРУ "Дуга-МТ" (Механотроника).

В разделе «Экономическая часть» был рассчитан объем капиталовложений в строительство ПС «Арысь» и определен срок окупаемости с учетом дисконтирования.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчет искусственного освещения, а также произведен расчет заземляющего устройства.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок - 648 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
4. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб.пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).
5. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. 608с.
6. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
7. «Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий». Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1990г.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
9. Васильева А.П., Морозова Ю.П. Проектирование схем распределительных устройств электрических станций и подстанций. - М.: Энергия, 1980. 608с.
10. Высоковольтные выключатели SIEMENS 3AP1/2 на напряжения от 72,2 кВ до 500 кВ.
11. Вакуумный выключатель 3АНЗ на напряжения от 7,2 до 36 кВ. Инструкция по эксплуатации.
12. C53000-G1176-C160-1. SIPROTEC. Дифференциальная защита 7UT6. Версия 4.0
13. C53000-G1140-C147-6. SIPROTEC. Многофункциональное устройство защиты и местного управления 7SJ 62/63/64. Руководство по эксплуатации.
14. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
15. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебное пособие для студентов вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2000.- 199 с., ил.
16. Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
17. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—

750 кВ.—М.: Энергия, 1979. 152 с.

18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.

19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.

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

21. C53000-G1100-C156-1. SIPROTEC. Устройство дистанционной защиты 7SA6. Версия 4.2.Руководство по эксплуатации.

22. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.

23. М.А. Шабад «Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей». Энергоиздат 1985г.

24. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электроэнергетических систем. - М. Энергоатомиздат. 1998. 800 с.

25. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.

26. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. - М.: Финансы и статистика, 1998

27. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.

28. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

29. СНиП РК 2.04-05-2002.

30. Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.

31. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.