

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 «Никольская» 220/110/10 кВ
Центральных МЭС

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Заркумов Кайдар Кудайбергенұлы, РЗА-10-04
(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)
Валиева « 29 » май 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Санатова « 29 » май 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Башкиров М.В., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Башкиров « 30 » май 2014 г.
(подпись)

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

Рецензент: Егоров В.А., - зам. начальника управления РЗА АО «АЖК»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Егоров « 29 » май 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

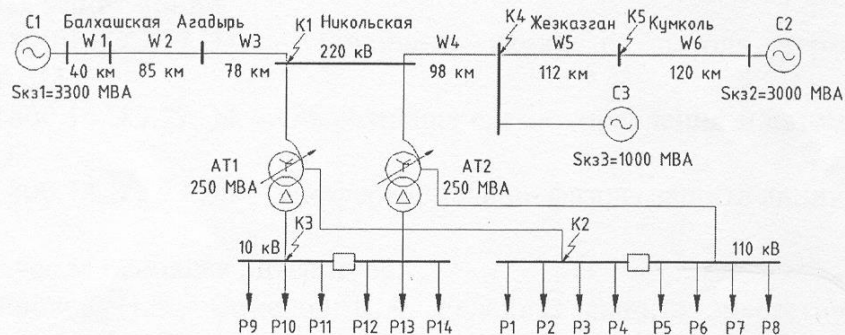
Факультет Электротехнический
 Специальность 5В071800 - Электротехника
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Зарқұмов Қайдар Құдайбергеноұлы
 (фамилия, имя, отчество)
 Тема проекта Релейная защита подстанции «Никольская» 220/110/10 кВ
Центральных МЭС

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



Мощность трансформатора: $S_{\text{НОМ}} = 250 \text{ МВА}$.

Мощности систем: $S_{\text{кзс1}} = 3300 \text{ МВА}$,

$S_{\text{кзс2}} = 3000 \text{ МВА}$,

$S_{\text{кзс3}} = 1000 \text{ МВА}$.

Параметры линии:

Линия	Длина, км	Мощность на линии, МВА
W1	40	150
W2	85	180
W3	78	200
W4	98	200
W5	112	190
W6	120	180

Отмечены точки КЗ:

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

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

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

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

К5 – однофазное на ПС Кумколь (220 кВ).

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

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.14.ЭЭ.77.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Никольская» 220/110/10 кВ
- 2) 5BO71800.14.ЭЭ.77.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит автотрансформатора
- 3) 5BO71800.14.ЭЭ.77.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей резервных защит линии
- 4) 5BO71800.14.ЭЭ.77.Э4 – Бинарные входа и выхода терминала SIPROTEC 7SA611
- 5) 5BO71800.14.ЭЭ.77.Э4 – Оперативная схема управления и автоматики выключателя Q2
- 6) 5BO71800.14.ЭЭ.77.Э6 – Дифференциально-фазная защита линии

Рекомендуемая основная литература:

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

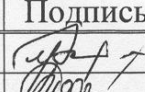
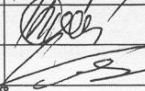
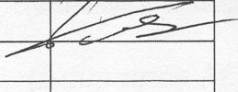
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Жезказганская часть	Валеева А.Ш	09.04-29.05.14	
БЖД	Саматова Т.С.	26.03-29.05.14	
по грим. возм. жел.	Баламуев И.И		

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Разработка главной схемы электрических соединений	28.10.2013г.	выполнено
2.	Расчет токов короткого замыкания	11.11.2013г.	выполнено
3.	Выбор электрического оборудования	05.12.2013г.	выполнено
4.	Проектирование релейной защиты автотрансформатора	26.12.2013г.	выполнено
5.	Проектирование релейной защиты линии 220 кВ	20.01.2014г.	выполнено
6.	Специальная часть проектирование ДФЗ линии 220 кВ.	17.02.2014г.	выполнено
7.	Экономическая часть	10.03.2014г.	выполнено
8.	Безопасность жизнедеятельности	07.04.2014г.	выполнено
9.	Составление графического материала	12.05.2014г.	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____

(подпись)

(Бакенов К.А.)

(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____

(подпись)

(Башкиров М.В.)

(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению

студент _____

(подпись)

(Заркумов К.К.)

(Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада «Никольская» 220/110/10 кВ қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

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

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте была разработана релейная защита и автоматика подстанции «Никольская» 220/110/10 кВ.

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

Выполнены графические схемы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection and automation of substation «Nikolskaya» 220/110/10 kV.

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.

Введение

Для проектирования в данном дипломном проекте была выбрана подстанция «Никольская» 220/110/10 кВ, которая относится к Центральным МЭС. Данный выбор был продиктован тем, что подстанция «Никольская» находится в Карагандинской области, известной своей развитой угольнодобывающей промышленностью. В настоящее время этот регион активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача.

Подстанция «Никольская» на напряжении 220 кВ осуществляет связь между тремя энергосистемами, на напряжении 110 кВ подстанция питает восемь потребителей. От шин 10 кВ проектируемой подстанции питаются местные потребители.

В дипломном проекте рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

а) разработка главной схемы электрических соединений подстанции. В этом разделе производится выбор силового оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор современных коммутационных аппаратов фирмы SIEMENS, производится проверка трансформаторов тока на нагрузочную способность;

б) проектирование релейной защиты автотрансформатора 220/110/10 кВ. В этом разделе производится расчет основных и резервных защит АТ 220/110/10 кВ, которые выполняются на цифровых терминалах фирмы Siemens. Приводится описание терминалов SIEMENS, программы DIGSI 4, предназначенной для настройки цифровых терминалов SIEMENS;

в) проектирование релейной защиты системной линии 220 кВ. В этом разделе производится расчет основных и резервных защит ВЛ 220 кВ, которые выполняются на цифровых терминалах фирмы SIEMENS. Приводится описание терминалов SIEMENS;

г) специальная часть. Проектирование ДФЗ подстанции «Никольская». В данном разделе производится расчет дифференциально – фазной защиты на базе приборов L60 фирмы GE Multilin;

д) экономическая часть. В этом разделе производится определение капитальных вложений в строительство подстанции, а также анализ экономической эффективности инвестиций и их срока окупаемости;

е) безопасность жизнедеятельности. В данном разделе была произведена разработка рабочего места оператора с учетом санитарных и эргономических требований, а также приняты меры защиты персонала от поражения электрическим током.

Требования выбора главной схемы электрических соединений и устройств релейной защиты вызывают необходимость охарактеризовать данную сеть. Принимается, что рассматриваемая транзитная подстанция имеет резерв по передаваемой мощности, при этом в перспективе не

предусматривается увеличение объема передаваемой электроэнергии на стороне высокого напряжения. Потребители сети 10 кВ характеризуются наличием всех категорий электроприёмников, кратковременное нарушение электропитания потребителей не приводит к нарушениям технологического процесса, что позволяет применять в указанной сети защиты с относительной селективностью.

В процессе выполнения данного дипломного проекта были использованы следующие программные продукты: для расчета токов короткого замыкания и моделирования энергосистемы – Multisim 12; для выполнения рисунков, графиков, чертежей – Autocad Electrical 14, Kompas LTD V14; для расчетов – Mathcad 15, Microsoft Excel; для проверки трансформаторов тока – программа «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П..

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Никольская» показана на рисунке 1.1.

Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.5.

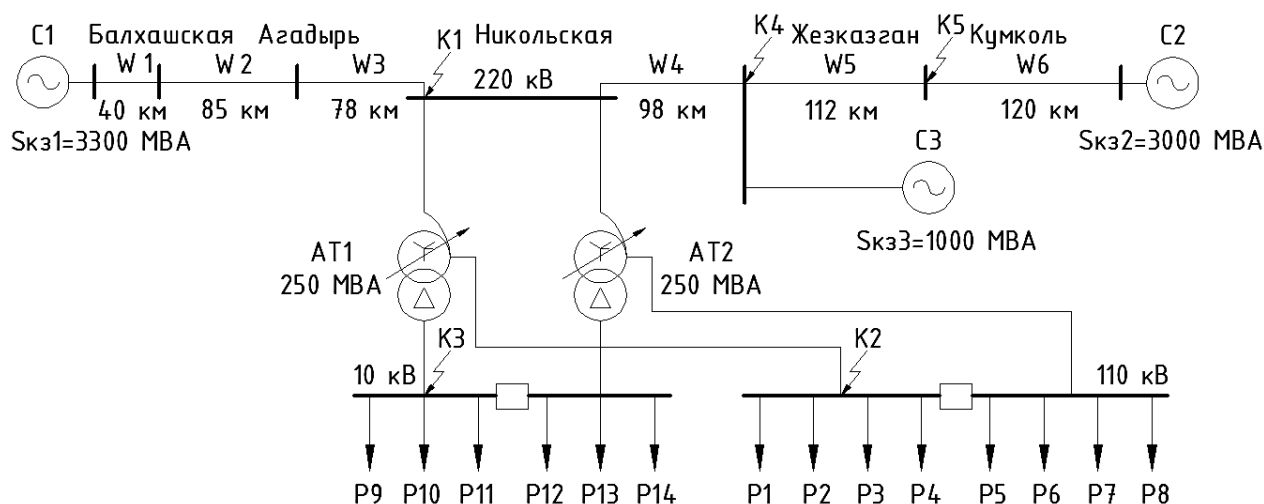


Рисунок 1.1 – Схема подстанции Никольская 220/110/10 кВ

Таблица 1.1 – Исходные данные ЛЭП

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
W1	40	АС-240	0,435	0,1216
W2	85	АС-240	0,435	0,1216
W3	78	АС-240	0,435	0,1216
W4	98	АС-240	0,435	0,1216
W5	112	АС-240	0,435	0,1216

W6	120	АС-240	0,435	0,1216
----	-----	--------	-------	--------

Таблица 1.2 – Данные потребителей на 110 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
Нагрузка, МВт	25	25	25	25	25	25	25	25

Таблица 1.3 – Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P9	P10	P11	P12	P13	P14
Нагрузка, МВт	2,083	2,083	2,083	2,083	2,083	2,083

Таблица 1.4 – Исходные данные трансформаторов

№	Тип трансформатора	$S_{ном}, МВ\cdot А$		Наибольший допустимый ток в общей обмотки, А	Напряжение обмотки, кВ		
		АТ	Обмотки НН		ВН	СН	НН
АТ1,АТ2	АТДЦТН – 250000/220/110	250	125	735	230	121	10,5
Потери, кВт				Ук, %			$I_{xx}, \%$
P_{xx}	$P_{кз}$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
120	500	410	400	11	0,832	20	0,8

Таблица 1.5 – Мощности систем

Мощности систем		
$S_{кзс1}, МВ\cdot А$	$S_{кзс2}, МВ\cdot А$	$S_{кзс3}, МВ\cdot А$
3300	3000	1000

2 Выбор схемы распределительных устройств

2.1 Общие требования

Схемы распределительных устройств подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

а) обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения потребителей подстанции в соответствии с категориями электроприёмников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным линиям электропередачи (ЛЭП) в нормальном и послеаварийном режимах;

б) учитывать перспективу развития подстанции;

в) учитывать требования противоаварийной автоматики;

г) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

д) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы распределительных устройств должны предусматривать вывод выключателей в ремонт, осуществляемый:

а) для всех схем распределительных устройств напряжением 6–35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем распределительных устройств напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путём временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

б) для мостиковых схем распределительных устройств напряжением 35–220 кВ – путём применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

в) для схем со сборными шинами распределительные устройства напряжением 110, 220 кВ – путём применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;

г) для схем распределительных устройств напряжением 6–220 кВ – путём установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателя (схем с выкатными выключателями, КРУЭ);

д) для схем распределительных устройств напряжением 330–500 кВ (кроме схемы блока 330, 500 кВ), а также 110, 220 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах распределительного устройства одного напряжения должно быть не более:

а) при повреждении линии – двух;

б) при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ – четырех [3].

2.2 Выбор электрической схемы ОРУ 220 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.

В качестве ОРУ ВН рассматриваются схемы мостика (рисунок 2.1) и схема четырехугольника (рисунок 2.2).

Рассмотрение варианта схемы мостика №220-5АН.

В схеме мостик (рисунок 2.1), линии или трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях соединяются между собой с помощью выключателя. Данная схема применяется на стороне ВН 35–220 кВ подстанций при необходимости секционирования выключателем линий или трансформаторов. На напряжениях 110 и 220 кВ схема мостика применяется, как правило, с ремонтной перемычкой, которая при соответствующем обосновании может не предусматриваться. Ремонтная перемычка позволяет выполнять ревизию любого выключателя со стороны линий или трансформаторов при сохранении в работе линий и трансформаторов. Перемычка обычно не предусматривается при электрификации сельских сетей напряжением 35 кВ.

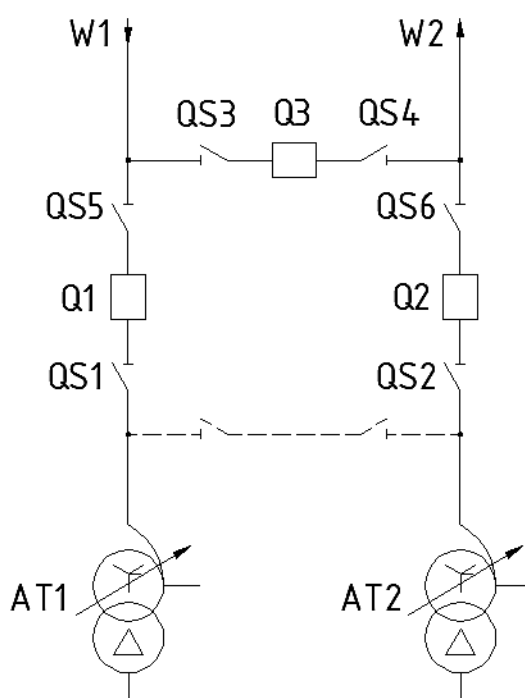


Рисунок 2.1 – Схема мостика ОРУ 220 кВ

Схема мостика относится к упрощенной схеме без сборных шин.

Выключатели могут быть расположены со стороны трансформаторов и со стороны линий 220 кВ в зависимости от того, вероятность повреждения,

какого элемента больше. Вероятность повреждения протяженной линии 220 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, поэтому выключатели устанавливаются со стороны линии [4].

В схеме для четырех присоединений ВН устанавливаются три выключателя Q1, Q2, Q3. Нормально выключатель Q3 на перемычке между двумя трансформаторами включен. При повреждении на линии W1 отключается выключатель Q1, трансформаторы AT1 и AT2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W2. При повреждении в трансформаторе AT1 отключаются выключатель со стороны 6–10 кВ и выключатели Q1 и Q3. В этом случае линия W1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика.

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1 и Q3 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q3, восстанавливая работу линии W1.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей QS3, QS4. Нормально один разъединитель QS3 перемычки отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии (W1 или W2) отключаются обе линии. Для ревизии выключателя Q1 предварительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится Q2, т.е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя Q3 также предварительно включают перемычку, а затем отключают Q3. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии [2].

Рассмотрение варианта схемы четырехугольника №220-7.

Схема четырехугольника (рисунок 2.2) применяется в РУ 110–750 кВ при четырех присоединениях (две линии и два автотрансформатора) и необходимости секционирования транзитной линии при мощности трансформаторов от 125 МВА и более при напряжениях 110–220 кВ и любой мощности при напряжениях 330 кВ и выше. В схеме со стороны линии установлены через развилку два выключателя, подключаемых к разным трансформаторам. Данная схема обладает более высокой надежностью по сравнению со схемой мостика, так как авария в линии или в трансформаторе приводит к отключению только поврежденного элемента. Недостаток схемы – при отключении одной из линий трансформаторы получают питание по одной линии от одного источника питания.

Схема четырехугольника экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может

произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, например Q1, повреждении линии W2 и отказе выключателя второй цепи Q4. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1, AT1 и AT2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится AT1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен. Установка линейных разъединителей QS1 и QS2 устраняет этот недостаток.

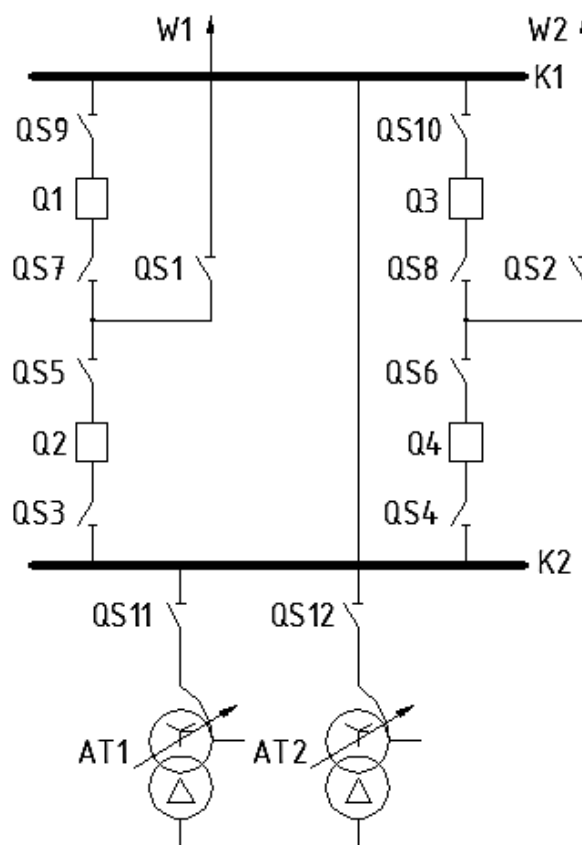


Рисунок 2.2 – Схема четырехугольника ОРУ 220 кВ

Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденную ветвь следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым. Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух присоединений.

По результатам сопоставления вариантов, схема мостика является наиболее простой и недорогой. Схема четырехугольника имеет на один выключатель больше и является более дорогой. Но с точки зрения надежности, схема четырехугольника является более надежной.

Выбранный вариант схемы ОРУ 220 кВ – схема четырехугольника.

2.3 Выбор электрической схемы ОРУ 110 кВ

С учетом наличия двух присоединений (автотрансформаторов) и двух отходящих линий с возможностью увеличения числа присоединений, в качестве ОРУ СН рассмотрим схемы с одной рабочей секционированной выключателем системой сборных шин, представленной на рисунке 2.3, и схему с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, представленной на рисунке 2.4.

Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин №110-12.

Одним из важных требованиям к схемам на стороне среднего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, представленная на рисунке 2.3.

В нормальном режиме обходная система шин КВ находится без напряжения, разъединители QSB1, QSB2, QSB3 и т.д., соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. Обходной выключатель QB1 отключен.

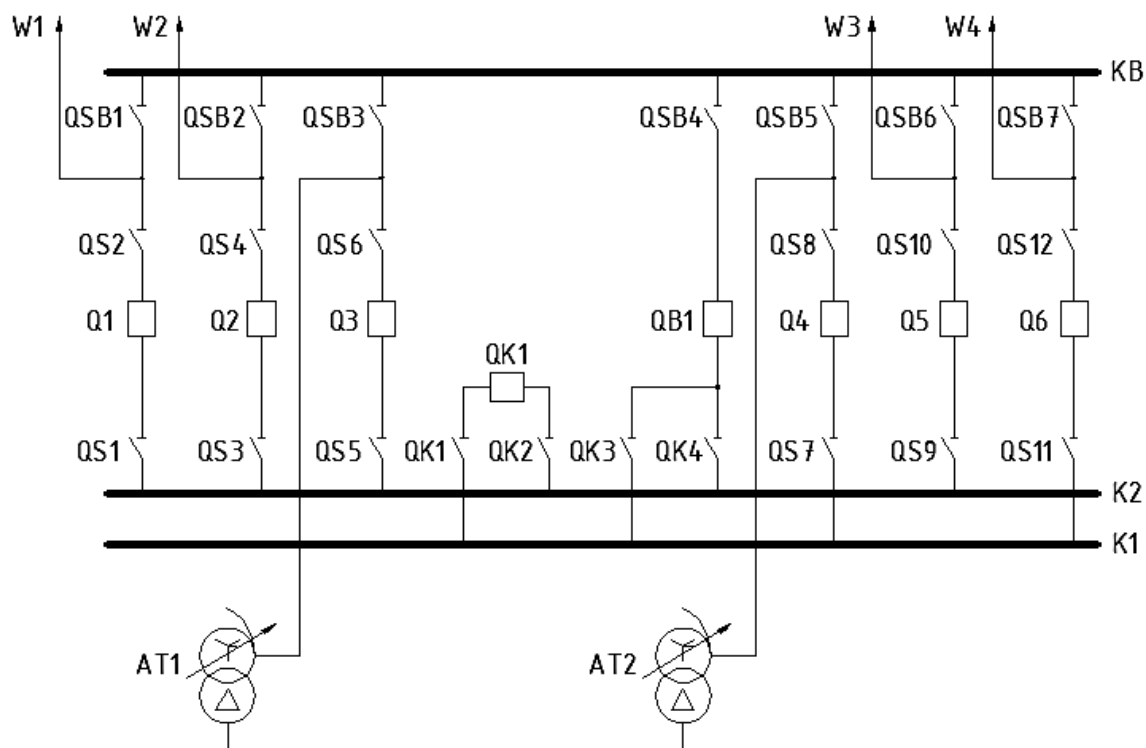


Рисунок 2.3 – Схема соединения ОРУ 110 кВ с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин

Секции шин соединены между собой выключателем QK1. С помощью обходной системы шин любой выключатель линий и трансформаторов может

быть заменен обходным выключателем, для чего надо произвести следующие операции: включить QB1 для проверки исправности обходной системы шин; отключить QB1; включить разъединитель от обходной системы шин к тому присоединению, где намечен ремонт выключателя (QSB1); включить обходной выключатель QB1; отключить выключатель Q1, намеченный для ремонта; отключить разъединители по обе стороны выключателя QS1 и QS2. После указанных операций линия W1 получает питание через обходную систему шин, выключатель QB1 – от первой секции сборных шин K2. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии W1, хотя они связаны с большим количеством переключений.

В рассмотренной схеме ремонт секции K1 или K2 связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции и одного трансформатора, поэтому такие схемы можно применять при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию. Число присоединений на секции РУ 35–220 кВ должно определяться экономической целесообразностью установки секционных выключателей с учетом стоимости на недоотпущенную электроэнергию при полном погашении РУ.

К недостаткам данной схемы следует отнести:

- отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех линий, присоединённых к данной секции. Ликвидация аварии затягивается, т.к. все операции по переходу с отключенной секции на обходную, производятся разъединителями;

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

Достоинством этой схемы является:

- возможность ремонта любой секции шин без отключения потребителей и источников

- при КЗ на одной секции шин потребители теряют питание только на время переключения на обходную секцию шин [5].

Схема с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин №110-13Н.

Для РУ 110–220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем (рисунок 2.4) на цепь. Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений: линии W1, W3, W5 и трансформатор АТ1 присоединены к первой системе шин K1, линии W2, W4, W6 и трансформатор АТ2 – ко второй системе шин K2, шиносоединительный выключатель QK1 включен.

Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, так как при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QK1 и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется

длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110–220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7–15, а также на электростанциях при числе присоединений 10.

Особенности схемы с двумя системами шин были рассмотрены ранее. Здесь следует отметить, что для РУ 110 кВ и выше существенными становятся недостатки этой схемы:

– отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин, отключаются все присоединения. Ликвидация аварии затягивается, так как все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями [2].

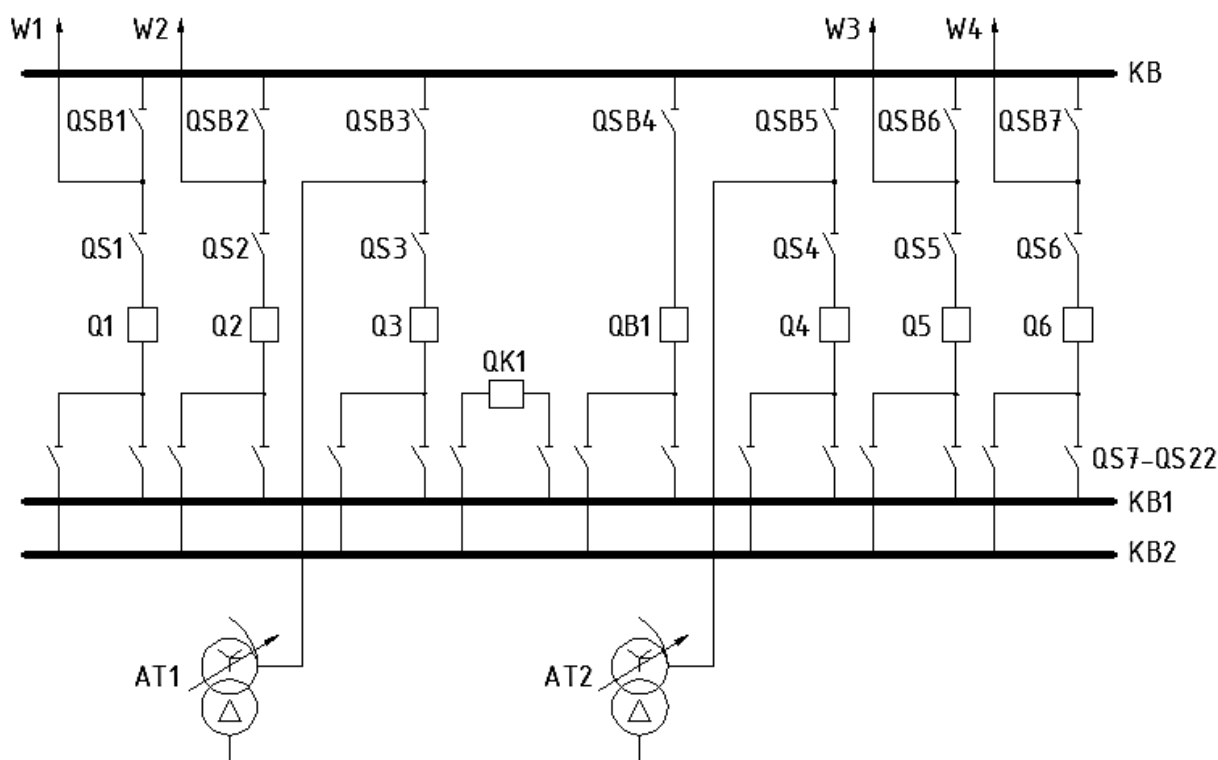


Рисунок 2.4 – Схема соединения ОРУ 110 кВ с двумя рабочими секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин

Достоинством этой схемы является возможность ремонта любой системы шин без отключения потребителей и источников. Достоинством является и то, что при КЗ на одной системе шин потребители теряют питание только на время переключения на другую систему шин [2].

Из приведённого анализа схем видно, что схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин является более экономическим выгодным и надежным.

Выбранный вариант схемы ОРУ 110 кВ – схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин.

2.4 Выбор электрической схемы РУ 10 кВ

Схемы РУ 6–10 кВ практически не зависят от схем подстанций со стороны высокого напряжения, число секций, напряжение, количество отходящих линий на РУ 6–10 кВ определяется в большей степени требованиями потребителей. При выборе схемы подключения решающими можно считать следующие показатели: мощность подстанции, определяющую число выводов и секций шин 6–10 кВ; наличие, единичную мощность и напряжение крупных потребителей; мощность КЗ на стороне 6–10 кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющих подпитку места КЗ и число секций на стороне 6–10 кВ.

Одиночная секционированная система сборных шин (рисунок 2.5) 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 [2].

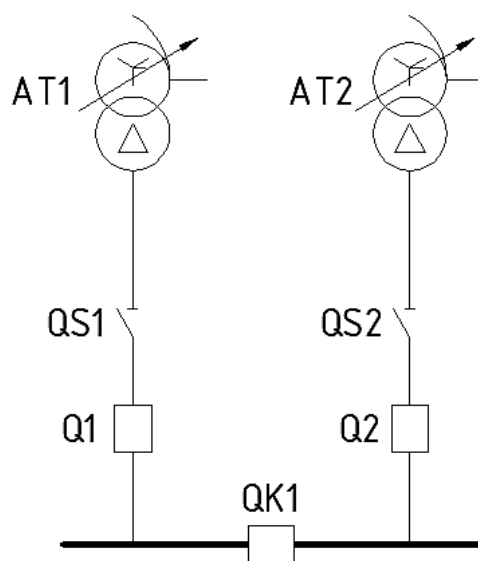


Рисунок 2.5 – Схема РУ НН с одной системой сборных шин, секционированной выключателем

2.5 Выбор схемы питания собственных нужд подстанции

Установки собственных нужд (с.н.) являются важными элементами электрических станций и подстанций. Повреждения в системе с.н. неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме.

Состав потребителей с.н. подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования, наличия синхронных компенсаторов. Наименьшее количество потребителей с.н. имеют подстанции, выполненные по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов и постоянного дежурства. К ним относят электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев шкафов КРУН, освещение подстанции, оперативные цепи и т.д. Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Выбор схем с.н. 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 (ТСН) со скрытым резервом. ТСН подключаются к сборным шинам РУ 10 кВ через предохранители.

Каждый ТСН выбирается по полной нагрузке собственных нужд, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей [2].

Номинальная мощность ТСН составляет 1–2% от номинальной мощности трансформатора, тогда $S_{расч.с.н.} = 2500$ кВА.

Число ТСН принимаем два, мощность определяем по условию:

$$S_{ТСН} \geq \frac{S_{расч.с.н.}}{1,4} = \frac{2500}{1,4} = 1785,71 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора СН типа ТМ–2500/10 с номинальной мощностью $S_{ном} = 2500$ кВА.

На рисунке 2.6 представлена схема питания собственных нужд подстанции:

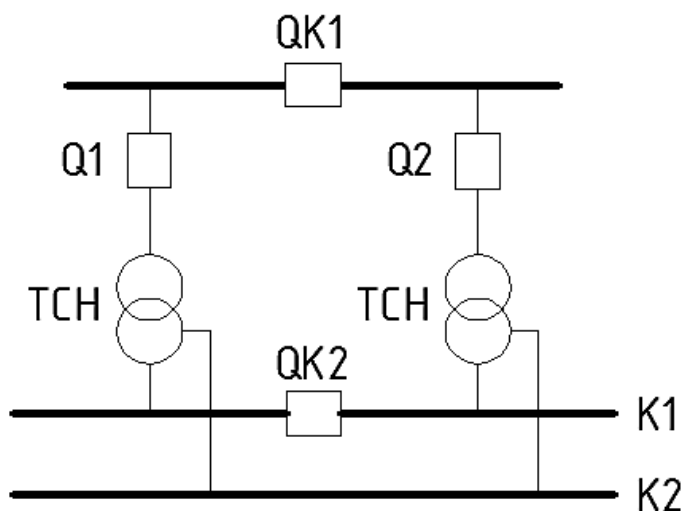


Рисунок 2.6 – Схема питания собственных нужд подстанции

3 Расчёт токов короткого замыкания

3.1 Общие положения

В инженерной практике расчеты токов КЗ в электрических системах выполняются с целью:

- выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики, их наладки и проверки поведения в аварийных ситуациях, связанных с короткими замыканиями;
- выбора и проверки электрических аппаратов – выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и т.д. – на термическую и динамическую стойкость при токах КЗ;
- определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи;
- выбора и проверки устройств грозозащиты и связи.

Для расчета токов КЗ составляется схема замещения, и рассчитываются ее параметры. Для этого все без исключения элементы схемы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями, а для источников питания, кроме того указываются значения ЭДС.

Однако поскольку КЗ в электрической цепи представляет собой сложный режим, сопровождающийся переходным процессом, в целях упрощения практических расчетов принят ряд допущений, которые, как показывают анализ осциллограмм и опыт эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики, незначительно сказываются на точности результатов расчетов. К основным допущениям относятся:

- в электрической системе отсутствуют качания, т.е. не учитывается угол сдвига между ЭДС параллельно работающих генераторов;
- отсутствует насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов, двигателей;
- практически не учитывается емкостная проводимость линий электропередачи, за исключением линий напряжением выше 330 кВ значительной протяженности (>150 км);
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов из-за их незначительной величины по сравнению с индуктивными сопротивлениями;
- не учитывается незначительная несимметрия 3-х фазных электрических систем;
- как правило, не учитывается влияние нагрузки в процессе КЗ [1].

3.2 Расчет токов короткого замыкания на высоком, среднем и низком сторонах напряжения

Расчет токов КЗ проведем в системе относительных единиц.

В качестве базисных величин принимаем мощность $S_6 = 1000$ МВА. Напряжение $U_6 = 230$ кВ, 115 кВ, 10,5 кВ.

ЭДС энергосистемы $E_{c1} = E_{c3} = E_{c3} = 1$ В.

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

1) Составляется расчетная схема (рисунок 3.1) рассматриваемой подстанций, намечаются расчетные точки КЗ:

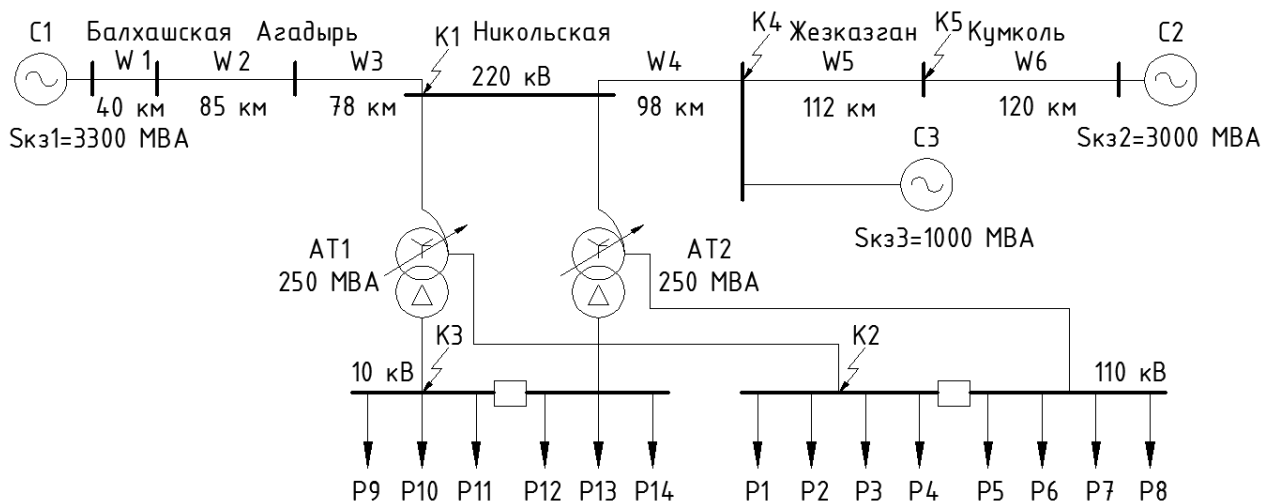


Рисунок 3.1 – Расчетная схема подстанций

2) На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения (рисунок 3.2), все сопротивления на ней нумеруются:

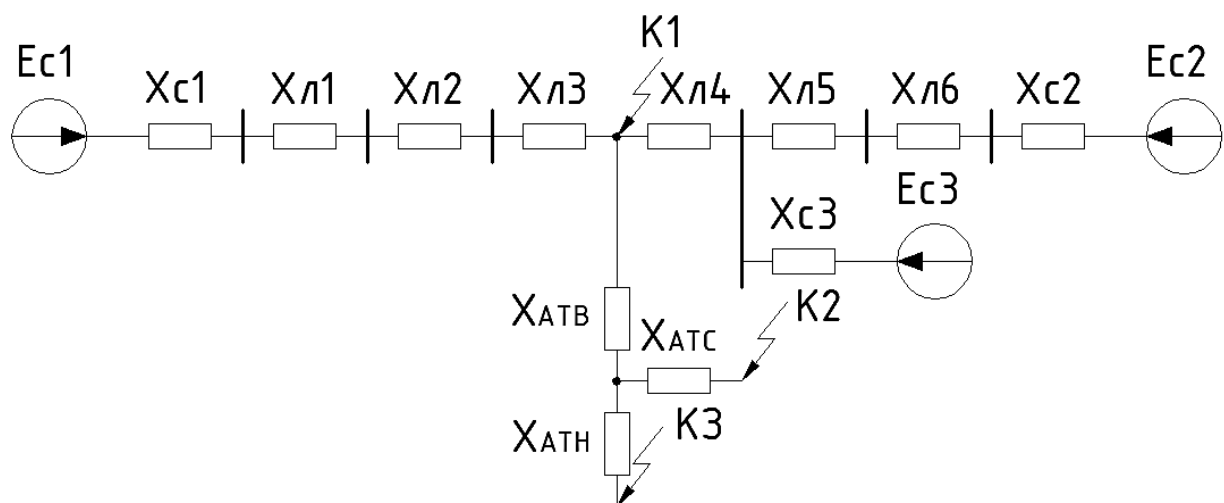


Рисунок 3.2 – Схема замещения подстанций

3) Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы

замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ (приложение А).

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}}. \quad (3.1)$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_l = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}. \quad (3.2)$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{АТВ} = \frac{(U_{ВН} + U_{ВС} - U_{СН})}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{АТ}}, \quad (3.3)$$

$$X_{АТС} = \frac{(U_{ВС} + U_{СН} - U_{ВН})}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{АТ}}, \quad (3.4)$$

$$X_{АТН} = \frac{(U_{ВН} + U_{СН} - U_{ВС})}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{АТ}}. \quad (3.5)$$

4) Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{п0}$, $i_{ат}$) (приложение А).

Результаты расчетов токов КЗ сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Значения трехфазных токов КЗ

Точки КЗ	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	3,137	8,45
К2	3,986	10,74
К3	26,448	71,25

4 Выбор электрического оборудования

4.1 Расчетные условия для выбора аппаратов по продолжительным режимам работы

Наибольший ток нормального режима принимается при загрузке автотрансформатора до номинальной мощности.

Наибольший ток нормального режима на стороне 220 кВ:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 459,25 \text{ А,}$$

где $S_{\text{ном.ат}}$ – номинальная мощность автотрансформатора.

Наибольший ток нормального режима на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{нг}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 110} = 734,81 \text{ А,}$$

где $S_{\text{нг}} = 200 \text{ МВА}$ – персональная загрузка на стороне СН (задана исходными данными).

Наибольший ток нормального режима на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нг}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,37 \text{ А,}$$

где $S_{\text{нг}} = 25 \text{ МВА}$ – персональная загрузка на стороне НН (задана исходными данными).

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных или систематических перегрузок (допускается 40%) [2].

Максимальный ток на стороне 220 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 918,51 \text{ А,}$$

где $S_{\text{ном.ат}}$ – номинальная мощность автотрансформатора.

Максимальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1469,62 \text{ А},$$

где $S_{\text{нг}} = 200 \text{ МВА}$ – персональная загрузка на стороне СН (задана исходными данными).

Максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}} = 2 \cdot 721,69 = 2886,74 \text{ А},$$

где $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима на стороне 10 кВ.

4.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстросрабатывающего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{\text{ном}}$ и номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ [2].

Выбор и проверка выключателей производится по следующим условиям:

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

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

$$I_{\text{вкл}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (4.3)$$

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п0}}, \text{ кА}, \quad (4.4)$$

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

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

$I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока КЗ;

i_y – ударный ток КЗ;

$I_{\text{тер}}^2$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – время действия тока термической стойкости;

$B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока КЗ.

Выбор выключателей 220 кВ.

При выборе выключателя для ОРУ 220 кВ сравним выключатель типа 3AP1 FG, фирмы SIEMENS, и выключатель типа LTB 245E1 фирмы ABB.

3AP1 FG – трехполюсный автоматический компрессионный выключатель в исполнении для наружной установки, производства SIEMENS. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой.

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 [7].

LTB 245E1 – элегазовый колонковый выключатель с дугогасительным устройством автокомпрессионного типа (Auto-Puffer™), которое демонстрирует свои расчетные преимущества при отключении больших токов. Один дугогасительный разрыв на фазу выключателя. Выключатели типа LTB в стандартном исполнении поставляются с изоляторами из высококачественного фарфора с коричневым глазурированием или с композитными изоляторами.

Трехполюсное или полюсное управление выключателем. Механизм управления выключателем – BLG (при трехполюсном управлении) или BLK (при полюсном управлении) с моторно-пружинным приводом [8].

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателя ОРУ 220 кВ

Расчетные данные		Выключатель 3AP1 FG (SIEMENS)		Выключатель LTB 245E1 (ABB)	
$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	220	$U_{\text{ном}}$, кВ	245	$U_{\text{ном}}$, кВ	245
$I_{\text{макс}}$, А	918,51	$I_{\text{ном}}$, А	4000	$I_{\text{ном}}$, А	4000
$i_{\text{у}}$, кА	8,45	$I_{\text{вкл}}$, кА	135	$I_{\text{вкл}}$, кА	125
$I_{\text{п0}}$, кА	3,137	$I_{\text{откл}}$, кА	50	$I_{\text{откл}}$, кА	50
$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	14,761	$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	7500	$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	7500

Для ОРУ 220 кВ выбираем выключатель 3AP1 FG фирмы SIEMENS (приложение Б), т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям и обладает высокой надежностью.

Выбор выключателей 110 кВ.

При выборе выключателя для ОРУ 110 кВ сравним выключатель типа 3AP1 FG, фирмы SIEMENS, и выключатель типа LTB 145D1/B фирмы ABB.

3AP1 FG – трехполюсный автоматический компрессионный выключатель в исполнении для наружной установки, производства Siemens. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой.

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 [7].

LTB 145D1/B – высоковольтный колонковый элегазовый выключатель с дугогасительным устройством автокомпрессионного типа (Auto-Puffer™), которое демонстрирует свои расчетные преимущества при отключении больших токов. Один разрыв на полюс. Выключатели типа LTB в стандартном исполнении поставляются с изоляторами из высококачественного фарфора с коричневым глазурированием или с композитными изоляторами (светло-серого цвета). По требованию заказчика возможна поставка выключателей LTB со светло-серыми фарфоровыми изоляторами.

Управление трех– или пополюсное. Механизмы управления типа BLK и FSA1 с моторно-пружинными приводами или Motor Drive – цифровой сервопривод с электронной системой управления, способный с высокой точностью и надежностью непосредственно приводить в действие контакты выключателей [8].

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор выключателя ОРУ 110 кВ

Расчетные данные		Выключатель 3AP1 FG (SIEMENS)		Выключатель LTB 145D1/B (ABB)	
$U_{уст.ном}, кВ$	110	$U_{ном}, кВ$	123	$U_{ном}, кВ$	145
$I_{макс}, А$	1469,62	$I_{ном}, А$	4000	$I_{ном}, А$	3150
$i_y, кА$	10,74	$I_{вкл}, кА$	108	$I_{вкл}, кА$	100
$I_{по}, кА$	3,986	$I_{откл}, кА$	40	$I_{откл}, кА$	40
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	23,832	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	4800	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	4800

Для ОРУ 110 кВ выбираем выключатель 3AP1 FG фирмы SIEMENS, т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям и обладает высокой надежностью.

4.3 Выбор разъединителей

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

- 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) [2].

Выбор и проверка разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{ кВ}, \quad (4.6)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \text{ А}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (4.8)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.9)$$

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

i_y – ударный ток КЗ;

$I_{\text{тер}}^2$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – время действия тока термической стойкости;

B_k – импульс квадратичного тока КЗ.

Выбор разъединителей 220 кВ.

При выборе разъединителя для ОРУ 220 кВ сравним разъединитель типа 3DN1CB, фирмы SIEMENS, и разъединитель типа SDF245 фирмы ABB.

Разъединители 3DN1CB и SDF245 являются горизонтально-поворотными.

Горизонтально–поворотные разъединители представляют собой разъединители с двумя изоляционными колоннами и токоведущими плечами, перемещающимися в горизонтальной плоскости. Конструкция разъединителей обеспечивает защиту от коррозии и возможность их наружной установки.

Разъединители могут располагаться параллельно друг другу или в одну линию. Каждый полюс горизонтально-поворотного разъединителя может быть оснащен одним заземляющим ножом или двумя заземляющими ножами.

Горизонтально–поворотные разъединители могут приводиться в действие от электродвигательного или от ручного привода [9].

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в

таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор разъединителя ОРУ 220 кВ

Расчетные данные		Разъединитель 3DN1CB (SIEMENS)		Разъединитель SDF245 (ABB)	
$U_{уст.ном}, кВ$	220	$U_{ном}, кВ$	245	$U_{ном}, кВ$	245
$I_{макс}, А$	918,51	$I_{ном}, А$	3150	$I_{ном}, А$	3150
$i_y, кА$	8,45	$I_{пр.скв}, кА$	160	$I_{пр.скв}, кА$	125
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	14,761	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	11907	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	7500

На ОРУ 220 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS (приложение Б) ввиду его экономической целесообразностью.

Выбор разъединителей 110 кВ.

При выборе разъединителя для ОРУ 110 кВ сравним разъединитель типа 3DN1CB, фирмы SIEMENS, и разъединитель типа SDF123 фирмы ABB.

Разъединители 3DN1CB и SDF123 являются горизонтально-поворотными.

Горизонтально-поворотные разъединители представляют собой разъединители с двумя изоляционными колоннами и токоведущими плечами, перемещающимися в горизонтальной плоскости. Конструкция разъединителей обеспечивает защиту от коррозии и возможность их наружной установки.

Разъединители могут располагаться параллельно друг другу или в одну линию. Каждый полюс горизонтально-поворотного разъединителя может быть оснащен одним заземляющим ножом или двумя заземляющими ножами.

Горизонтально-поворотные разъединители могут приводиться в действие от электродвигательного или от ручного привода [9].

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор разъединителя ОРУ 110 кВ

Расчетные данные		Разъединитель 3DN1CB (SIEMENS)		Разъединитель SDF123 (ABB)	
$U_{уст.ном}, кВ$	110	$U_{ном}, кВ$	123	$U_{ном}, кВ$	123
$I_{макс}, А$	1469,62	$I_{ном}, А$	3150	$I_{ном}, А$	3150
$i_y, кА$	10,74	$I_{пр.скв}, кА$	160	$I_{пр.скв}, кА$	125
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	23,832	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	11907	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $кА^2 \cdot с$	7500

На ОРУ 110 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS ввиду его экономической целесообразностью.

4.4 Выбор измерительного трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [2].

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{ кВ}, \quad (4.10)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \text{ А}, \quad (4.11)$$

$$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.12)$$

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}}, \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

$I_{\text{тер}}^2$ – ток термической стойкости;

$k_{\text{тер}}$ – кратность термической стойкости по каталогу;

$I_{1\text{ном}}$ – первичный номинальный ток трансформатора тока;

$B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока КЗ.

$Z_{2\text{расч}}$ – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2\text{расч}} = r_{2\text{расч}}$.

Выбор трансформаторов тока для ОРУ 220 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-379	0,5	0,5	0,5
Счётчик энергии	Альфа А2	0,003	0,003	0,003
РЗиА		0,9	0,9	0,9
Итого		1,403	1,403	1,403

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,403}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 75 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,056 - 0,1 = 1,044 \text{ Ом.}$$

Зная $r_{\text{пр1}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр1}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,044} = 1,257 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм². Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр2}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр2}} + r_{\text{к}} = 0,056 + 0,525 + 0,1 = 0,681 \text{ Ом.}$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на ОРУ 220 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТВТ-220.

Параметры и расчетные значения ТТ для проверки сведем в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформатора тока РУ 220 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТВТ–220	
$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	220	$U_{\text{ном}}$, кВ	220
$I_{\text{макс}}$, А	918,51	$I_{\text{ном}}$, А	1000
$B_{\text{к}}$, кА ² · с	14,761	$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	1875
$Z_{2\text{расч}}$, Ом	0,681	$Z_{2\text{ном}}$, Ом	1,2

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П. (приложение Б).

Выбор трансформаторов тока для ОРУ 110 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-379	0,5	0,5	0,5
Счётчик энергии	Альфа А2	0,003	0,003	0,003
РЗиА		0,9	0,9	0,9
Итого		1,403	1,403	1,403

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,403}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 75 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,056 - 0,1 = 1,044 \text{ Ом.}$$

Зная $r_{\text{пр1}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр1}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,044} = 1,257 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм². Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр2}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр2}} + r_{\text{к}} = 0,056 + 0,525 + 0,1 = 0,681 \text{ Ом.}$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на ОРУ 110 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТВТ-110.

Параметры и расчетные значения ТТ для проверки сведем в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор трансформатора тока ОРУ 110 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТВТ–110	
$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110	$U_{ном}, \text{кВ}$	110
$I_{макс}, \text{А}$	1469,62	$I_{ном}, \text{А}$	2000
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	23,832	$(k_{тер} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7500
$Z_{2расч}, \text{Ом}$	0,681	$Z_{2ном}, \text{Ом}$	1,6

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П. (приложение Б).

4.5 Выбор измерительного трансформатора 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 высокого напряжения [2].

Трансформаторы напряжения выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{кВ}, \quad (4.14)$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}, \text{Ом}, \quad (4.15)$$

где $U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;
 $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

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 [2].

Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ 220 кВ.

Выбираем трансформаторы напряжения фирмы SIEMENS.

Вторичные нагрузки ТН приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Вторичная нагрузка ТН ОРУ 220 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-379	2
Счётчик энергии	Альфа А2	3,6
РЗиА		0,9
Итого:		6,5

4.10. Параметры и расчетные значения ТН для проверки сведем в таблицу

Таблица 4.10 – Выбор ТН ОРУ 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные VEOT 245 (SIEMENS)
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} = 245$ кВ
$S_{2\Sigma} = 6,5$ ВА	$S_{ном} = 300$ ВА
Класс точности 0,5	

Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ.
Вторичные нагрузки ТН приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Вторичная нагрузка ТН ОРУ 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-379	2
Счётчик энергии	Альфа А2	3,6
РЗиА		0,9
Итого:		6,5

4.12. Параметры и расчетные значения ТН для проверки сведем в таблицу

Таблица 4.12 – Выбор ТН ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные VEOT 123 (SIEMENS)
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 123$ кВ
$S_{2\Sigma} = 6,5$ ВА	$S_{ном} = 200$ ВА
Класс точности 0,5	

4.6 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

С целью уменьшения размеров, улучшения эксплуатационных характеристик и повышения надежности к электрическим аппаратам КРУ предъявляются следующие требования:

– выключатели должны обладать малыми габаритами и встроенным

приводом, высокой износостойкостью, пожаро- и взрывобезопасностью. Они должны снабжаться розеточными или пальцевыми контактами. С учетом этих требований в КРУ применяются маломасляные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные выключатели;

- трансформаторы тока и напряжения применяются с литой изоляцией, обладающей высокой электрической и механической прочностью. Такие трансформаторы не требуют ухода в эксплуатации;

- разъединители должны быть механически связаны с выключателем и обеспечивать электробезопасность при выкатывании выключателя, смонтированного на тележке.

Комплектные устройства по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают следующими основными преимуществами:

- значительно уменьшаются объемы строительного-монтажных работ и сокращаются сроки их выполнения;

- достигается большая экономия трудозатрат;

- улучшается качество электроустановок, увеличивается надежность и безопасность их обслуживания и сокращаются эксплуатационные расходы;

- обеспечивается удобство и быстрота при расширении и реконструкции;

- упрощается комплектация и снабжение при производстве строительного-монтажных работ;

- сокращаются объемы и сроки проектирования.

Применение комплектных устройств является основой индустриализации строительного-монтажных работ при сооружении электрических станций, трансформаторных подстанций и электроустановок промышленных предприятий [2].

Каталожные данные КРУ 10 кВ фирмы SIEMENS NXAIR P12 приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Технические характеристики КРУ 10 кВ NXAIR P12 (SIEMENS)

Номинальные параметры: NXAIR P12 (SIEMENS)		
1	2	3
Напряжение	кВ	12
Частота	Гц	50/60
Одноминутное испытательное напряжение («фаза-фаза», «фаза-земля»)	кВ	28
Импульсное испытательное напряжение («фаза-фаза», «фаза-земля»)	кВ	75
Ток отключения КЗ	кА	50
Кратковременный ток, 3 с	кА	50
Ток включения при коротком замыкании	кА	125/130

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3
Ударный ток	кА	125/130
Ток сборных шин	кА	4000
Ток присоединений:		
Ячейка силового выключателя	А	4000
Ячейка контактора	А	400
Ячейка разъединителя	А	4000
Ячейка секционного выключателя-разъединителя	А	4000
Ячейка подключения сборных шин	А	4000

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Выбор ячейки выключателя КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Выключатель NXAIR P (SIEMENS)	
$U_{уст.ном}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	12
$I_{макс}, А$	2886,74	$I_{ном}, А$	4000
$i_y, кА$	71,25	$I_{вкл}, кА$	125
$I_{п0}, кА$	26,448	$I_{откл}, кА$	50
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	1049,24	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	7500

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор ячейки разъединителя КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Разъединителя NXAIR P (SIEMENS)	
$U_{уст.ном}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	12
$I_{макс}, А$	2886,74	$I_{ном}, А$	4000
$i_y, кА$	71,25	$I_{пр.скв}, кА$	125
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	1049,24	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	7500

Выбор ячейки трансформаторов тока для КРУ 10 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам.

Вторичные нагрузки ТТ приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Счётчик энергии	Альфа А1800	0,003	0,003	0,003
РЗиА		0,9	0,9	0,9
Итого		1,403	1,403	1,403

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,403}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 75 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,056 - 0,1 = 1,044 \text{ Ом.}$$

Зная $r_{\text{пр1}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр1}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,044} = 1,257 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм². Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр2}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр2}} + r_{\text{к}} = 0,056 + 0,525 + 0,1 = 0,681 \text{ Ом.}$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 10 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТВТ-10/30.

Параметры и расчетные значения ТТ для проверки сведем в таблицу 4.17.

Таблица 4.17 – Выбор трансформатора тока КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТВТ–10/30	
$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10	$U_{ном}, \text{кВ}$	10
$I_{макс}, \text{А}$	1469,62	$I_{ном}, \text{А}$	3000
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	743,93	$(k_{тер} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16878
$Z_{2расч}, \text{Ом}$	0,681	$Z_{2ном}, \text{Ом}$	1,2

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П. (приложение Б).

Выбор ячейки трансформатора напряжения для КРУ 10 кВ.

Вторичные нагрузки ТН приведены в таблице 4.18.

Параметры и расчетные значения ТН приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.18 – Вторичная нагрузка ТН КРУ 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-379	2
Счётчик энергии	Альфа А2	3,6
РЗиА		0,9
Итого:		6,5

Таблица 4.19 – Выбор ячейки ТН КРУ 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные 3TL6/8 (SIEMENS)
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$
$S_{2\Sigma} = 6,5 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$
Класс точности 0,5	

4.7 Выбор ограничителей перенапряжений для защиты электрооборудования подстанции

Ограничители перенапряжения аппараты современного поколения, пришедшие на смену вентильным разрядникам, предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

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

Ограничители перенапряжения выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{кВ}, \quad (4.16)$$

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

На стороне ВН: ЗЕР1 245 – 1PL1

На стороне СН: ЗЕР1 123 – 1PL1

На стороне НН: ЗЕР1 012 – 1PL1

4.8 Выбор предохранителя для защиты трансформаторов напряжения

Предохранители выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ}, \quad (4.17)$$

$$I_{откл} \geq I_{по}, \text{ кА}, \quad (4.18)$$

где $U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;
 $I_{по}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Параметры и расчетные значения предохранителя приведены таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Выбор предохранителя РУ 10 кВ

Расчетные данные		Предохранитель ПКТ-104	
$U_{уст.ном}, \text{ кВ}$	10	$U_{ном}, \text{ кВ}$	10
$I_{по}, \text{ кА}$	26,448	$I_{откл}, \text{ кА}$	31,5

5 Проектирование релейной защиты автотрансформатора

5.1 Основные положения

По требованиям ПУЭ все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей. Если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;
- 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.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- "пожар стали" магнитопровода.

В связи с этим и в соответствии с проектируемой схемой подстанции на трансформаторе предусматриваются следующие защиты:

а) в качестве основных защит:

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

б) в качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;
- двухступенчатая 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.

В том числе на сторонах высшего и среднего напряжений предусматривается установка устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ) [1].

5.2 Основные защиты автотрансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора, использующая характеристики стабилизации (торможения).

Принцип действия дифзащиты основан на измерении и сравнении токов всех сторон автотрансформатора, отдельно для каждой фазы, с учетом коэффициентов трансформации между его обмотками [17].

На рисунке 5.1 приведен график срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613.

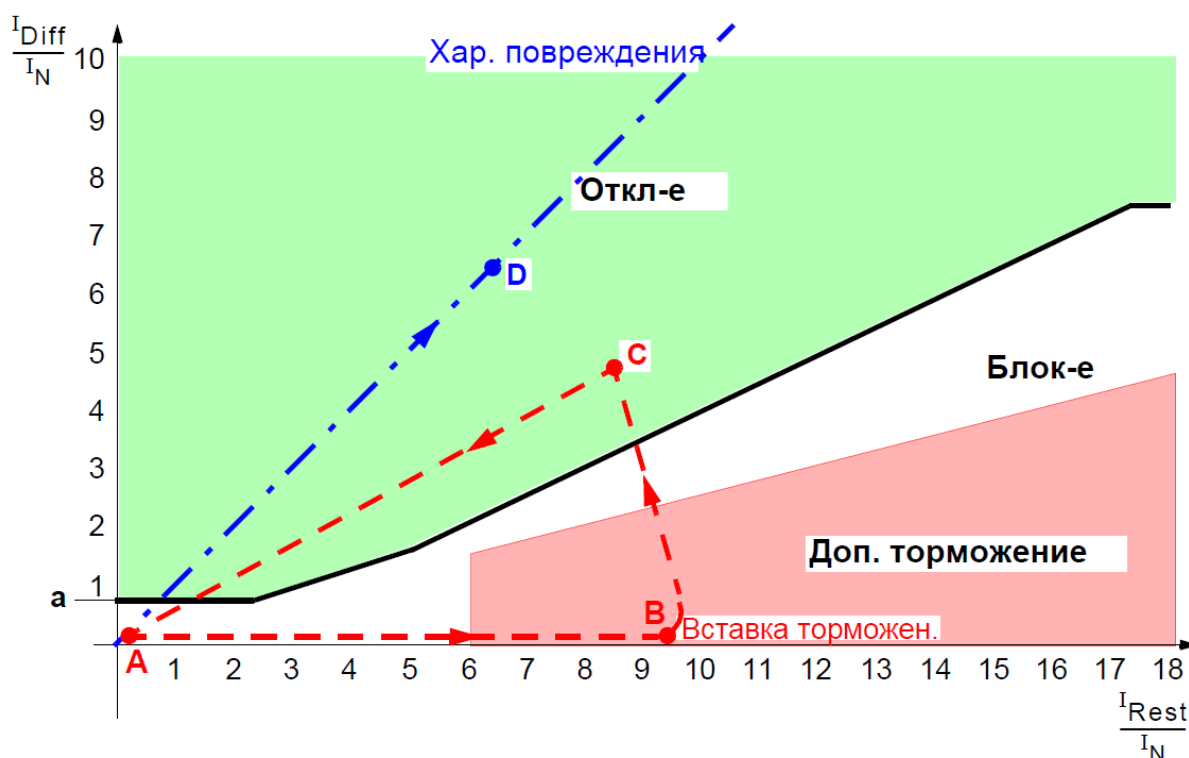


Рисунок 5.1 – Показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613

На поясняющей диаграмме показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613:

– участок «а» характеристики представляет собой минимальный порог чувствительности дифзащиты ($I-DIFF >$) для диапазона малых токов повреждения автотрансформатора (не превышающих номинальный ток) при заданном отсутствии торможения, и учитывает постоянную погрешность измерения токов, возникающую вследствие влияния токов намагничивания

измерительных ТТ защиты, а также изменение токов нагрузки сторон автотрансформатора при регулировании напряжения (РПН);

- участок «b» учитывает увеличение погрешности измерения, пропорционально току КЗ основных или промежуточных ТТ защиты в пределах допустимой (номинальной) величины ($\leq 10\%$) для ТТ, а также погрешности измерения токов внешних КЗ, вызванные действием РПН автотрансформатора;

- при больших токах внешнего КЗ, которые могут вызвать насыщение ТТ и увеличение погрешности измерения ТТ ($>10\%$), дополнительное торможение обеспечивает участок характеристики «с»;

- дифференциальные токи превышающие порог «d» вызывают немедленное отключение независимо от величины торможения и содержания гармоник (уставка I-DIFF>>). Это рабочий диапазон «быстрого отключения без торможения при больших токах повреждения» или Дифференциальной отсечки;

- область дополнительного торможения является рабочей областью детектора насыщения (см. описание функции дополнительного торможения при внешних повреждениях).

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613.

Описание устройства:

Реле дифференциальной защиты 7UT613 применяются для быстрого и селективного отключения коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся электрических машинах, например, в двигателях и генераторах, а также на коротких линиях и сборных шинах.

Защита может применяться для трехфазных и однофазных трансформаторов.

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

Кроме функции дифференциальной защиты устройство включает резервную токовую защиту обмоток со стороны звезды. Дополнительно можно использовать защиту от низко- или высокоомных замыканий на землю, защиту обратной последовательности и защиту при отказе выключателя. Реле позволяет выполнять измерение и контроль температур с помощью внешних термодатчиков. Поэтому возможно полностью контролировать термическое состояние трансформатора, например, вычислить температуру масла на активном участке [18].

Реле обеспечивает легкодоступное местное управление и функции автоматизации.

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

системами управления [18].

Внутренние функции 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;

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока. Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ;

50, 51. Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I>$, $I>>$, 51) на стороне 220 кВ, на выводах общей обмотки АТ и на стороне 35 кВ;

FR – Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных;

ER – Регистратор внутренних событий (устройства). Переключение групп уставок защит устройства (с помощью клавиатуры устройства);

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

Выбор начального тока срабатывания основной характеристики дифзащиты.

Исходные данные для расчета ДЗТ приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		220 кВ	110 кВ	10 кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.прох.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	656,08	1049,73	1443,37
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	k_T	1000/5	2000/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока		Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_T}$	3,28	2,62	2,4

С учетом обеспечения отстройки от сквозного тока АТ при внешних КЗ с помощью токового торможения, рекомендуется следующее выражение для определения минимального тока срабатывания основной (чувствительной)

функции дифзащиты, обеспечивающее отстройку от тока небаланса реле в нормальном (нагрузочном) режиме работы АТ, вызванного погрешностью измерения ТТ, терминала, защиты и регулированием напряжения автотрансформатора:

$$87T(I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач} \quad (5.1)$$

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta f_{выр} + K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}) \cdot I_{ном}, \quad (5.2)$$

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

$K_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{пер} = 1$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, соответствующего току начала торможения;

$\Delta f_{выр} = 0,05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ);

$K_{ток} < 1$ – коэффициент распределения тока на стороне регулирования напряжения (СН) в максимальных режимах нагрузки автотрансформатора;

$\Delta U_{рег} = \Delta U_{рег} \% / 100\%$ – относительная величина напряжения диапазона РПН на стороне СН автотрансформатора.

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1 + 1 \cdot 0,16) \cdot 656,08 = 203,38 \text{ А},$$

$$I_{нб.торм.нач.отн} = \frac{203,38}{656,08} = 0,31 \text{ о. е.}$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$87T(I - DIFF >) = 1,5 \cdot 203,38 = 305,07 \text{ А},$$

$$87T(I - DIFF >)_{отн} = \frac{305,07}{656,08} = 0,465 \text{ о. е.}$$

Расчет коэффициента торможения SLOPE1 дифзащиты трансформатора (определение наклона первого участка характеристики срабатывания/торможения).

В общем случае, SLOPE1 определяется по выражению:

$$SLOPE1 = \frac{\Delta I_{\text{дифф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} = tg\alpha, \quad (5.3)$$

где $\Delta I_{\text{дифф}}$ – приращение относительного дифференциального тока,
 $\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение относительного тормозного тока (арифметическая
сумма токов всех плеч дифзащиты);
 α – угол наклона характеристики.

Для выбора $SLOPE1$ в качестве расчетного принимается режим, при
котором коэффициент является максимальным:

$$SLOPE1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.отн}} - (I - DIFF >)_{\text{отн}}}{\sum I_{\text{торм.расч.отн}} - I_{\text{торм.нач.отн}}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{нб.расч.отн}}$ – максимальный расчетный первичный ток небаланса;
 $\sum I_{\text{торм.расч.отн}}$ – суммарный расчетный первичный ток торможения;
 $I_{\text{торм.нач.отн}}$ – начальный первичный ток торможения.

Ток небаланса определяется для величины максимального тока
внешнего (сквозного) тока КЗ:

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме
внешнего КЗ, учитывающий апериодическую составляющую;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме
внешнего КЗ;

$I_{\text{макс.вн}}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне
НН трансформатора), $I_{\text{макс.вн}} = 26448$ А.

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 26448 = 10843,68 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб.расч.отн}} = \frac{10843,68}{656,08} = 16,528 \text{ о. е.}$$

Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима:

$$\sum I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - \varepsilon - \Delta f_{\text{выр}} - K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \quad (5.6)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - 0,1 - 0,05 - 1 \cdot 0,16) \cdot 26448 = 44697,12 \text{ А},$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{44697,12}{656,08} = 68,127 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения:

$$SLOPE1 = \frac{1,5 \cdot 16,528 - 0,465}{68,127 - 0,31} = 0,359 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения:

$$I_{\text{торм.нач(1)}} = \frac{I - DIFF >}{SLOPE1}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{торм.нач(1)}} = \frac{0,465}{0,359} = 1,29 \text{ о. е.}$$

Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$ (принято согласно рекомендациям изготовителя дифзащиты):

$$BASE POINT1 = 0.$$

Параметры дополнительного (второго) наклонного участка характеристики торможения.

Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения (или $SLOPE2$) принимается равной:

$$SLOPE2 = 0,5 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения второго участка характеристики (2) (соответствует точке пересечения характеристик торможения 1 и 2) принимается равным:

$$I_{\text{торм.нач(2)}} = 5 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2) (величина смещения вдоль оси $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$) определяется из выражения:

$$BASE POINT2 = I_{\text{торм.нач(2)}} - \frac{I_{\text{диф.1-2}}}{SLOPE2}, \quad (5.8)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = SLOPE1 \cdot (I_{\text{торм.нач(2)}} - BASE POINT1), \quad (5.9)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = 0,359 \cdot (5 - 0) = 1,795 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2):

$$BASE\ POINT2 = 5 - \frac{1,795}{0,5} = 1,41 \text{ о. е.}$$

Дифференциальная отсечка.

Как правило, кроме уставки I-DIFF>, для дифференциального тока повреждения автотрансформатора вводится дополнительная пороговая величина I-DIFF>> – Дифференциальная отсечка. Если эта пороговая величина тока повреждения превышает, то происходит срабатывание защиты на отключение вне зависимости от величины тока торможения, или других условий дополнительного торможения.

Величина этой уставки должна быть выше чем I-DIFF> (Чувствительная функция дифзащиты) [17].

Пороговую максимальную величину срабатывания I-DIFF>> для автотрансформатора, рекомендуется принимать из условий предлагаемых изготовителем:

$$87T(I - DIFF >) = 7 \cdot I_{\text{НОМ}} = 7 \cdot 656,08 = 4592,56 \text{ А,}$$

$$87T(I - DIFF >)_{\text{отн}} = \frac{4592,56}{656,08} = 7 \text{ о. е.}$$

Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора

Адрес	Обозначение	Наименование	Значения
1221	<i>I - DIFF ></i>	Уставка по току основной функции дифзащиты	0,465
1241A	<i>SLOPE1</i>	Уставка коэффициента торможения дифзащиты	0,359
1242A	<i>BASE POINT1</i>	Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$	0
1243A	<i>SLOPE2</i>	Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения	0,5
1244A	<i>BASE POINT2</i>	Уставка начальной точки характеристики (2)	1,41
1231	<i>I - DIFF >></i>	Уставка по току функции дифференциальной отсечки	7

Проверка чувствительности дифзащиты автотрансформатора

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗТ определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах) защищаемого трансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем

ответвлении регулируемой обмотки), обуславливающим минимальный ток КЗ, по следующим выражениям.

Для первого участка наклона характеристики срабатывания/торможения (в случае если характеристика проходит через начало координат $BASE\ POINT1 = 0$):

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{SLOPE1 \cdot \sum I_{торм.расч.п}} = \frac{1}{SLOPE1} \geq 2, \quad (5.10)$$

где $\sum I_{торм.расч.п}$ – первичное расчетное значение тока торможения, фактически равное $I_{кз.мин}$ (при повреждении в защищаемой зоне).

$$K_{ч} = \frac{1}{0,359} = 2,78.$$

Для второго участка наклона характеристики срабатывания:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{SLOPE2 \cdot (\sum I_{торм.расч.п} - BASE\ POINT2)} \geq 2, \quad (5.11)$$

где $I_{кз.мин}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ в защищаемой зоне, $I_{кз.мин} = I_{к.вн}^{(2)} = 3137 \cdot 0,87 = 2729,19$ А;

$BASE\ POINT2$ – величина тока базовой точки второй характеристики торможения,

$$BASE\ POINT2 = 1,41 \cdot 656,08 = 925,07 \text{ А.}$$

$$K_{ч} = \frac{2729,19}{0,5 \cdot (2729,19 - 944,755)} = 3,02.$$

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

Газовая защита автотрансформатора АТДЦТН – 250000 /220/110.

Применяемое газовое реле: РГТ-50.

Краткое описание газового реле типа РГТ – 50.

Газовые реле имеют герметически закрытый корпус, устанавливаемый в маслопроводе между баком трансформатора и расширителем. На рисунке 5.2 показан упрощенный эскиз варианта конструкции такого реле. Реагирующий блок реле имеет три основных элемента: сигнальный 1 и отключающие 2, 3 (элементы 1 и 3 – поплавки, 2 – напорная пластина), каждый из которых срабатывает при определенных условиях.

В нормальных условиях работы корпус реле заполнен маслом, и элементы занимают положение, при котором управляемые ими контакты (на

рисунке не показаны) разомкнуты. При незначительном газообразовании в баке трансформатора газ по маслопроводу проходит в расширитель, скапливаясь в верхней части корпуса реле, где расположен сигнальный элемент 1.

При скоплении в реле определенного количества газа уровень масла в нем снижается, поплавков сигнального элемента 1 опускается под действием силы тяжести и сигнальный контакт замыкается; аналогично срабатывает сигнальный элемент реле при снижении уровня масла в реле по другим причинам.

При дальнейшем снижении уровня масла, когда корпус реле опорожняется более чем наполовину, поплавок отключающего элемента 3 также опускается под действием силы тяжести и замыкается отключающий контакт [19].

При КЗ внутри бака трансформатора под действием электрической дуги происходит бурное разложение масла и поток масла или смеси масла с газом устремляется с большой скоростью из бака в расширитель (стрелка на рисунке 5.2). Под воздействием этого потока пластина 2, которая имеет регулируемую уставку срабатывания по скорости потока масла, отклоняется на определенный угол и отключающий контакт замыкается. В зависимости от вида и развития повреждения трансформатора возможна последовательная или одновременная работа сигнального и отключающего элементов реле.

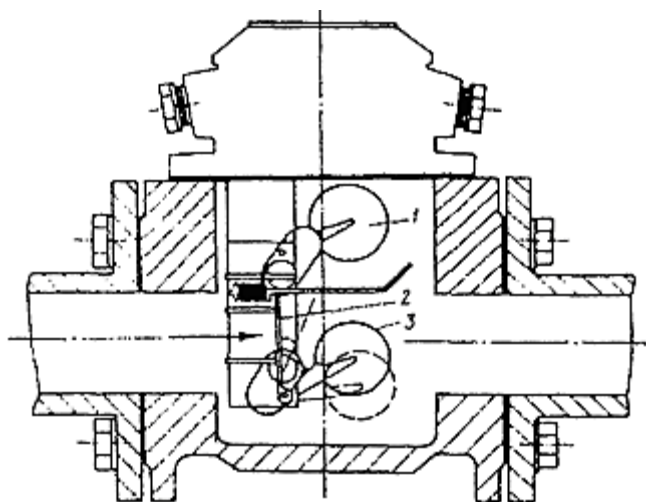


Рисунок 5.2 - Газовое реле

Струйные реле в отличие от газовых не имеют поплавков и контакты их срабатывают на отключение трансформатора при действии напорной пластины, которая аналогично газовому реле имеет регулируемую уставку по скорости потока масла. В конструкции струйного реле обычно предусматривается фиксация напорной пластины после срабатывания в конечном положении до ее ручной деблокировки, что повышает надежность работы реле в условиях менее стационарного потока смеси масла с газом по

сравнению с потоком в газовом реле.

Использование не имеющих поплавков струйных реле обусловлено особенностью работы контакторов устройств РПН. В нормальной работе контактора под воздействием электрической дуги в момент переключения происходит разложение незначительного количества масла и выделение из него газа, который по трубопроводу проходит в свой расширитель или в отсек общего расширителя и далее через его дыхательные пути выходит в атмосферу. Небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масла в процессе работы контактора, является нормальным явлением [19].

Уставки газового реле приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Типы и уставки реле

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

Срабатывание сигнального элемента реле РГТ50 происходит при снижении уровня масла в реле примерно до риски 2,5 деления шкалы на смотровом стекле реле.

5.3 Расчет резервных защит автотрансформатора

Токовая защита от перегрузки и охлаждения обмоток АТ.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613 (ДЗТ).

Устройство 7UT613 (ДЗТ) дополнительно используется для реализации функции защиты от перегрузки по току общей обмотки ВН/СН автотрансформатора. Для этих целей трансформатор тока, установленный в одной фазе обмотки ВН/СН на стороне выводов нейтрали АТ, подключается к отдельному однофазному измерительному входу устройства 7UT613 (ДЗТ), в котором на указанном входе параметрируется однофазная МТЗ (функция ANSI 50N/G). Одна из ступеней этой защиты с помощью СФС-логики выполняет функцию токовой защиты от перегрузки общей части обмотки ВН/СН АТ с действием на сигнал [17].

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

$$49(I >) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег}}{K_{воз}} \cdot I_{ном} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,95} \cdot 656,08 = 761,4 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{764,4}{1000} \cdot 5 = 3,81 \text{ А,}$$

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

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

$K_{рег} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий допустимое увеличение тока при регулировании напряжения (РПН).

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток СН выбирается по условию отстройки от номинального тока автотрансформатора протекающего по общей обмотке, по формуле:

$$49(I >) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег} \cdot (I_{ном.сн} - I_{ном.вн})}{K_{воз}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 393,65}{0,95} = 456,84 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{456,84}{2000} \cdot 5 = 1,14 \text{ А.}$$

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

$$49(I >) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег} \cdot I_{ном}}{K_{воз}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1443,37}{0,95} = 1675,07 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{1675,07}{3000} \cdot 5 = 2,79 \text{ А.}$$

Охлаждение автотрансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{раб.макс} = 0,8 \cdot 918,51 = 734,81 \text{ А,}$$

$$I_{сз.втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{734,81}{1000} \cdot 5 = 3,67 \text{ А.}$$

На выводах общей обмотки:

$$I_{сз} = K_H \cdot (I_{раб.макс.сн} - I_{раб.макс.вн}) = 0,8 \cdot 551,11 = 440,89 \text{ А,}$$

$$I_{сз.втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{440,89}{2000} \cdot 5 = 1,1 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{сз} = K_{н} \cdot I_{раб.макс} = 0,8 \cdot 2886,74 = 2309,39 \text{ А,}$$

$$I_{сз.втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{2309,39}{3000} \cdot 5 = 3,85 \text{ А.}$$

Расчет МТЗ автотрансформатора.

Сторона ВН:

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при КЗ в трансформаторе и на его выводах СН и НН.

Ток срабатывания МТЗ ВН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах:

$$50 - 1(I >) = I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (5.12)$$

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

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей для ПС с непромышленной нагрузкой $K_{сзп} = 1,2$.

$K_{в}$ – коэффициент возврата реле, $K_{в} = 0,95$;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН с учетом перегрузок.

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 918,51 = 1392,27 \text{ А,}$$

$$50 - 1(I >)_{отн} = \frac{1392,27}{918,51} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.ВН}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (5.13)$$

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.ВН}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{2729,19}{1392,27} = 1,96 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона СН:

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при КЗ на ошиновке СН трансформатора, ликвидации КЗ на шинах РУ СН и резервирования защит в сети СН.

Ток срабатывания МТЗ СН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах:

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 1469,62 = 2227,63 \text{ А,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{2227,63}{1469,62} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (5.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{3467,82}{2227,63} = 1,55 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона НН:

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Защита предназначена для ликвидации КЗ на шинах РУ НН трансформатора и резервирования защит в сети НН.

Ток срабатывания МТЗ НН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах:

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 2886,74 = 4375,69 \text{ А,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{4375,69}{2886,74} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (5.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{23009,76}{4375,69} = 5,26 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Токовая защита обратной последовательности АТ.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Токовая защита обратной последовательности предназначена для резервирования основных защит автотрансформатора и выполнения функций дальнего резервирования. Защита устанавливается на стороне высшего напряжения и выполняется направленной в сторону сети высшего напряжения и ненаправленной в сторону среднего напряжения. Свойство направленности реализуется при помощи фильтр-реле типа РМОП-2, ненаправленная защита выполняется на фильтр-реле тока типа РТФ-8 [17].

Первичный ток срабатывания защиты выбирается из условия ее несрабатывания от максимально возможного тока небаланса на выходе фильтра токов обратной последовательности в условиях реальных эксплуатационных перегрузках автотрансформатора.

ТЗОП на стороне ВН.

Ток срабатывания ТЗОП АТ выбираем по условию отстройки от тока обратной последовательности в режиме перегрузки автотрансформатора по формуле:

$$I_{\text{сз.}} = I_{\text{обр.норм.раб.}} \cdot k_{\text{перегр.}} \cdot I_{\text{ном.}} \quad (5.16)$$

где $k_{\text{перегр.}} = 1,4$ – коэффициент перегрузки автотрансформатора;

$I_{\text{обр.норм.раб.}} = 0,2$ – максимально возможный относительный ток обратной последовательности в рабочем режиме автотрансформатора.

$$I_{\text{сз.}} = 0,2 \cdot 1,4 \cdot 656,08 = 183,7 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне СН и НН АТ в минимальном режиме энергосистемы.

Сторона СН:

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3467,82}{183,7} = 18,88.$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Сторона НН:

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

$$K_{\text{ч}} = \frac{23009,76}{183,7} = 125,26.$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Время срабатывания защиты $t_1 = 3,5$ с; $t_2 = 4$ с.

Выбор уставок по току срабатывания ступеней ТЗНП на стороне ВН(СН) АТ.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Защита предназначена для резервирования действия защит при КЗ на землю в обмотке и на стороне (в сети) ВН(СН) автотрансформатора.

Сторона ВН:

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

$$I_{\text{сз}}^{(I)} = 1,3 \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 319,924 = 1247,7 \text{ А},$$

где $3I_0$ – ток на высокой стороне при однофазном КЗ на средней стороне (приложение В).

Коэффициент чувствительности проверяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{\text{ВН}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{3 \cdot 711,138}{1247,7} = 1,71,$$

где $3I_0$ - ток на высокой стороне при однофазном КЗ на высокой стороне, значение тока получено с помощью программы Multisim v12 (приложение В).

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

$$I_{\text{сз}}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{ном}} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 656,08 = 41 \text{ А},$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток высокой стороны.

На стороне СН:

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

$$I_{сз}^{(I)} = \frac{3I_0}{1,5} = \frac{3 \cdot 805,449}{1,5} = 1610,898 \text{ А},$$

где $3I_0$ - ток на средней стороне при КЗ на стороне среднего напряжения (приложение В).

$$K_{ч} = \frac{3I_0}{I_{с.з}} = \frac{2416,347}{1610,898} = 1,5.$$

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса:

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 1049,73 = 65,61 \text{ А},$$

где $I_{НОМ}$ -номинальный ток СН.

Дистанционная защита АТ от междуфазных КЗ.

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

$$Z_{сз}^I = K_{отс} \cdot Z_w, \quad (5.17)$$

где $K_{отс} = 0,85$ –коэффициент отстройки в сторону уменьшения защищаемой зоны.

$$Z_{сз}^I = 0,85 \cdot 36,23 = 30,79 \text{ Ом}.$$

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

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

$$Z_{сз}^{II} = \frac{U_{ср.мин.м.ф.}}{\sqrt{3} \cdot K_{зап} \cdot I_{раб.макс.} \cdot K_{отс} \cdot K_{воз} \cdot \cos(\varphi_l - \varphi_n)}, \quad (5.18)$$

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

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

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

$K_{воз} = 1,05$ – коэффициент возврата реле сопротивления;

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

φ_L — угол между напряжением и током линии;
 φ_H — угол между напряжением и током нагрузки.

$$U_{\text{ср.мин.м.ф.}} = 0,8 \cdot U_{\text{раб.мин.}} = 0,8 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 101,62 \text{ кВ.}$$

Максимальный рабочий ток ВН автотрансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 918,51 \text{ А.}$$

Срабатывания II ступени дистанционной защиты АТ:

$$Z_{\text{сз}}^{\text{II}} = \frac{101,62}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 918,51 \cdot 1,25 \cdot 1,05 \cdot \cos(70 - 27)} = 58,47 \text{ Ом.}$$

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

6 Проектирование релейной защиты линии 220 кВ

6.1 Общие положения

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

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производиться по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенном в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем [23].

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SA611.

Описание устройства.

Устройство дистанционной релейной защиты 7SA611 является универсальным устройством для защиты, управления и автоматизации на базе системы SIPROTEC 4. Оно достаточно универсально и может быть использовано для всех классов напряжений.

Особенности защиты:

- высокое быстродействие;
- возможность защищать очень короткие линии;
- автоматическое обнаружение качаний мощности с частотой до 7 Гц;
- детектор насыщения трансформатора тока, гарантирующий быстрое отключение и высокую точность дистанционных измерений;
- пофазная защита с ВЧ управлением;
- автоматическое повторное включение (АПВ).

Функции защиты:

- 6-ти контурная защита без переключения входных величин (21/21N);
- защита от замыканий на землю через большое переходное сопротивление, позволяющая производить как однофазные, так и трёхфазные отключения (50N, 51N, 67N);

- дистанционная защита с ВЧ управлением (85);
- определение места повреждения (FL);
- обнаружение качаний мощности (68/68T);
- токовая защита (50/51);
- защита от включения на повреждение (50HS);
- токовая защита на вводе с блокировкой от защит фидеров (50STUB);
- защита от повышения/понижения напряжения (59/27);
- защита от повышения/понижения частоты (81O/U);
- автоматическое повторное включение (АПВ) (79);
- контроль синхронизма (25);
- защита от отказа выключателя (УРОВ) (50BF);
- защита от тепловой перегрузки (49).

6.2 Расчет и анализ дистанционной защиты линии 220 кВ

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

Сопротивления всех элементов рассчитаны в приложение Г.

Результаты сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Хл, Ом
Л1	40	230	17,4
Л2	85	230	36,97
Л3	78	230	33,93
Л4	98	230	42,63
Л5	112	230	48,72
Л6	120	230	52,2

Расчет первичных сопротивлений дистанционной защиты.

Расчет сопротивления срабатывания I ступени.

Сопротивление срабатывания I ступени ДЗ выбирается из условия отстройки от трехфазного КЗ на шинах противоположной подстанции, в данном случае ток КЗ не рассчитывается, а используется сопротивление линии Л4:

$$Z_{\text{с.з4}}^I = \frac{Z_{\text{л4}}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{\text{л4}}, \quad (6.1)$$

где $\beta = 0,05$ – коэффициент, учитывающий погрешность трансформато-

ров напряжения и реле сопротивления;

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

$$Z_{с.34}^I = 0,85 \cdot 42,63 = 36,23 \text{ Ом.}$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет сопротивления срабатывания II ступени.

Сопротивление срабатывания II ступени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий.

Сопротивление срабатывания II ступени ДЗ линии Л4:

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{(Z_{л4} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{с.35}^I}{k_{т.л5}})}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{л5}}{k_{т.л5}}, \quad (6.2)$$

где $\alpha = 0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность трансформаторов тока;

$k_{т.л5}$ – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения $k_{т.л5}$ учитывает влияние возможной подпитки тока КЗ на смежной линии Л5:

$$k_{т.л5} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}}, \quad (6.3)$$

где $I_{л4}$ и $I_{л5}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и Л5 соответственно, точка КЗ в конце линии Л5 (приложение Г), при максимальном режиме энергосистемы, А.

Для нахождения токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$ составляем требуемую схему в программе-симуляторе, амперметры устанавливаем в местах расположения защит линий Л4 и Л5 (приложение Г).

$$k_{т.л5} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}} = \frac{401,153}{1516} = 0,26,$$

$$Z_{с.34}^{II} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{л5}}{k_{т.л5}} = 0,85 \cdot 42,63 + 0,66 \cdot \frac{48,72}{0,26} = 160 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени ДЗ защиты линии Л4:

$$k_{ч} = \frac{Z_{с.34}^{II}}{Z_{л4}} = \frac{160}{42,63} = 3,75 \geq 1,25.$$

Значение сопротивления второй ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{с.34}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Расчет сопротивления срабатывания III ступени.

$$Z_{с.34}^{III} = \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{воз}}} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{(\sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{воз}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot \cos(\varphi_{\text{мч}} - \varphi_{\text{раб}}))}, \quad (6.4)$$

где $Z_{\text{раб.мин}}$ – минимальное сопротивление, подведенное к реле защиты при максимальном рабочем режиме линии, Ом;

$k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

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

$k_{\text{воз}} = 1,05 \div 1,1$ – коэффициент возврата реле защиты;

$U_{\text{раб.мин}} = (0,9 \div 0,95) \cdot U_{\text{ном}}$ – минимальное рабочее напряжение, кВ;

$I_{\text{раб.макс}} = 918,51 \text{ А}$ – максимальный рабочий ток;

$\varphi_{\text{мч}} = 70^\circ$ – угол максимальной чувствительности реле защиты (задан исходными данными);

$\varphi_{\text{раб}} = 27^\circ$ – угол между током и напряжением при режиме максимальной нагрузки (задан исходными данными).

$$Z_{с.34}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,05 \cdot 918,51 \cdot \cos(70 - 27)} = 118,62 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности III ступени ДЗ защиты линии Л4:

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{с.34}^{III}}{Z_{\text{Л4}}} = \frac{118,62}{42,63} = 2,78 \geq 1,5.$$

Значение сопротивления III ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени III ступени принимается по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени III ступени смежной линии.

Выдержка времени III ступени Л6:

$$t_{с.36}^{III} = 0,8 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л5:

$$t_{c.35}^{III} = t_{c.36}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л4:

$$t_{c.34}^{III} = t_{c.35}^{III} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

Расчет вторичных сопротивлений дистанционной защиты.

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

Вторичное сопротивление:

$$Z_{c.p} = Z_{c.z} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}}, \quad (6.5)$$

где n_{TA} и n_{TV} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно;

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТВТ-220 $n_{TA} = 1000/5 = 200$.

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения ВЕОТ 245 $n_{TV} = 220000/100 = 2200$.

$$Z_{c.p4}^I = Z_{c.34}^I \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 36,23 \cdot \frac{200}{2200} = 3,29 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление второй ступени:

$$Z_{c.p4}^{II} = Z_{c.3.4}^{II} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 160 \cdot \frac{200}{2200} = 14,54 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление третьей ступени:

$$Z_{c.p4}^{III} = Z_{c.3.4}^{III} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 118,62 \cdot \frac{200}{2200} = 10,78 \text{ Ом.}$$

6.3 Расчет и анализ ТЗНП линии

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SA611.

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.

Расчет параметров комплексной схемы.

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 [23].

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 $U_6 = 230$ кВ.

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

Сопротивления всех элементов рассчитаны в приложении Д.

Результаты сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Сопротивление линий прямой, обратной и нулевой последовательности для ЛЭП

Линия	Длина, км	$U_6, U_{\text{ср}},$ кВ	$x_{\text{уд}}^0,$ Ом/км	$x_{\text{л}}^0,$ Ом	$x_{\text{л}},$ Ом
Л1	40	230	1,305	52,2	17,4
Л2	85	230	1,305	110,925	36,97
Л3	78	230	1,305	101,79	33,93
Л4	98	230	1,305	127,89	42,63
Л5	112	230	1,305	146,16	48,72
Л6	120	230	1,305	156,6	52,2

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:

$$I_{\text{с.з.4}}^I = k_{\text{отс}} \cdot 3I_0, \quad (6.6)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки.

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

$$I_{с.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}, \quad (6.7)$$

$$I_{с.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1,1)}. \quad (6.8)$$

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

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 315,675 \text{ А},$$

$$I_0^{(1,1)} = 296,746 \text{ А}.$$

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

$$I_{с.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 315,675 = 1231,13 \text{ А}.$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

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 – $I_{с.35}^I$, затем по условию согласования с $I_{с.35}^I$ рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4 (приложение Д).

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 383,348 \text{ А},$$

$$I_0^{(1,1)} = 293,85 \text{ А}.$$

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

$$I_{с.3.5}^I = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 383,348 = 1495,06 \text{ А}.$$

Ток срабатывания второй ступени защиты линии Л4:

$$I_{с.з.4}^{II} = k_{отс} \cdot K_{т.л4} \cdot I_{с.з.5}^I, \quad (6.9)$$

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

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

$$K_{т.л4} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}} \geq 1,5, \quad (6.10)$$

где $I_{л4}$ и $I_{л5}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и Л5 соответственно, А.

$$K_{т.л4} = \frac{96,101}{383,348} = 0,25,$$

$$I_{с.з.4}^{II} = k_{отс} \cdot K_{т.л4} \cdot I_{с.з.5}^I = 1,1 \cdot 0,25 \cdot 1495,06 = 411,14 \text{ А.}$$

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

$$K_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{II}} \geq 1,5, \quad (6.11)$$

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot 315,675}{411,14} = 2,3.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержка времени II ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{с.з4}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

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 (приложение Д).

$$I_{с.з.4}^{III} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot I_{нб}, \quad (6.12)$$

где $k_{отс}=1,25$ – коэффициент отстройки;
 $k_{пер}=1$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме;
 $I_{нб}$ – ток небаланса.

$$I_{нб} = I_{к} \cdot \varepsilon \cdot k_A \cdot k_{одн}, \quad (6.13)$$

где $\varepsilon = 0,1$ – погрешность трансформаторов тока;
 $k_A = 1$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $k_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока.

$$I_{нб} = 903,579 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 45,18 \text{ А},$$

$$I_{с.з.4}^{III} = 1,25 \cdot 1 \cdot 45,18 = 56,475 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{III}}, \quad (6.14)$$

где $I_0^{(1)}$ – ток протекающий через комплект защиты при однофазном КЗ в конце зоны резервирования.

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 (приложение Д).

В результате моделирования получаем:

$$I_0^{(1)} = 96,108 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{III}} \geq 1,2, \quad (6.15)$$

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot 96,108}{56,475} = 5,1 > 1,2.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержку времени III ступени принимаем по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени III ступени смежной линии. Так как данных о выдержках времени нет, принимаем: выдержка времени III ступени Л6:

$$t_{c.36}^{III} = 0,5 \text{ с.}$$

выдержка времени III ступени Л5:

$$t_{c.35}^{III} = t_{c.36}^{III} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

выдержка времени III ступени Л4:

$$t_{c.34}^{III} = t_{c.35}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

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:

$$i_{c.p}^I = \frac{I_{c.3}}{\eta_{ТА}}, \quad (6.16)$$

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

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТВТ-220 $n_{ТА} = 1000/5 = 200$.

$$i_{c.p}^I = \frac{1231,13}{200} = 6,15 \text{ А,}$$

$$i_{c.p}^{II} = \frac{411,14}{200} = 2,05 \text{ А,}$$

$$i_{c.p}^{III} = \frac{56,475}{200} = 0,28 \text{ А.}$$

7. Специальная часть. Проектирование ДФЗ линии ЛЗ-Л4

7.1 Принцип действия ДФЗ

Дифференциально-фазная защита - это вид дифференциальной релейной защиты, в которой сравниваются фазные углы токов на одном конце линии, с фазными углами токов на других концах этой же линии. При КЗ в защищаемой зоне (внутреннем КЗ) токи, протекающие по разным концам линии, будут совпадать по фазе. При КЗ вне зоны защиты (внешнем или сквозном КЗ) или при протекании токов нагрузки, токи на одном из концов линии будут отличаться по фазе на 180° от токов хотя бы одного из других концов линии. Схема ДФЗ терминала осуществляет сравнение фазных углов и отключение соответствующих выключателей при внутренних КЗ.

Поскольку обычно места подключения защит по концам ЛЭП удалены на много километров друг от друга, для сравнения фазных углов необходимы каналы связи между местами расположения защит (рисунок 7.1).

В основе действия схемы ДФЗ лежит сравнение фазных углов двух или более токов. При защите ЛЭП эти токи могут формироваться за много километров друг от друга, поэтому, как указывалось выше, для схемы ДФЗ необходимы каналы связи [29].

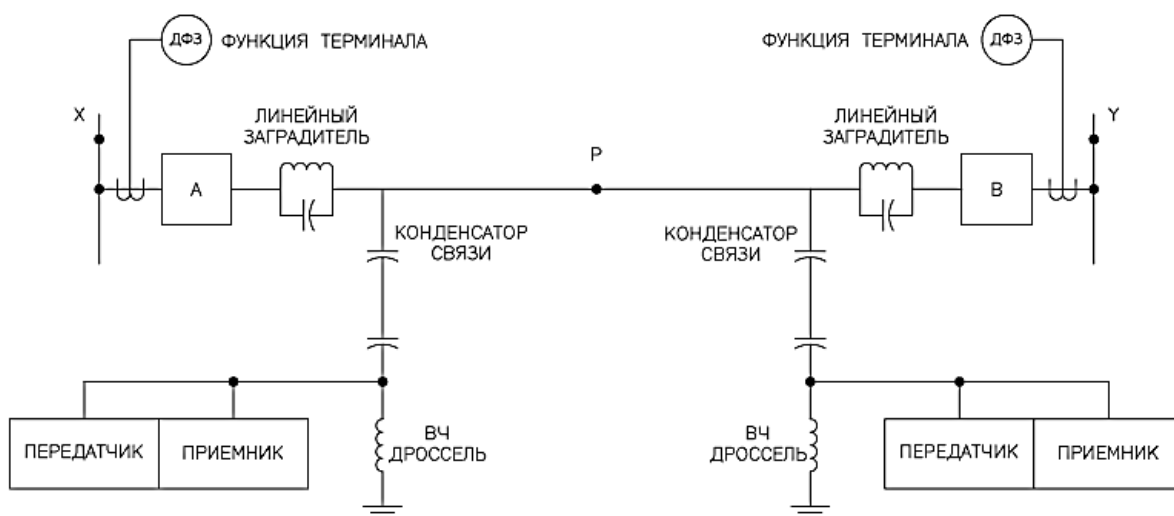


Рисунок 7.1 – Типовая схема организации ВЧ-связи по ЛЭП

Если рассмотреть линию с двумя полукомплектами (рисунок 7.2), то измерительные органы полукомплекта А могут мерять ток непосредственно на этом конце линии. Данные о фазном угле тока на удаленном конце линии (полукомплект В) требуется передать на полукомплект А. Поскольку синусоидальная волна тока является положительной в течение первого полупериода и отрицательной в течение второго полупериода, при наличии тока ее можно использовать для кодировки состояния передаваемого сигнала

как «МЕТКА» в первом полупериоде, и «ПАУЗА» во втором полупериоде. Такой сигнал, передаваемый со стороны В и принимаемый на стороне А, можно сравнить с током полуконтакта А для того, чтобы определить совпадают ли эти две величины по фазе или нет. И наоборот, ток на стороне В может сравнить с сигналом, получаемым со стороны А.

Очевидно, что сравнение, описанное выше, должно быть в однофазном исполнении. Поэтому невозможно сравнивать токи всех трех фаз со стороны А с токами трех фаз со стороны В по отдельности, по одному каналу и с одним устройством сравнения. Для снижения требований к каналам связи токи трех фаз объединяются и образуют однофазную величину, значение и фазный угол которой имеет определенное отношение к значениям и фазным углам трех исходных токов. Именно эту однофазную величину и сравнивают с полученной таким же образом величиной на удаленном конце линии.

Левая часть рисунка 7.2 представляет КЗ в зоне защиты. Отдельные графики изображают приблизительно один период токов при внешнем и внутреннем КЗ и представляют логику срабатывания на стороне «А» [29].

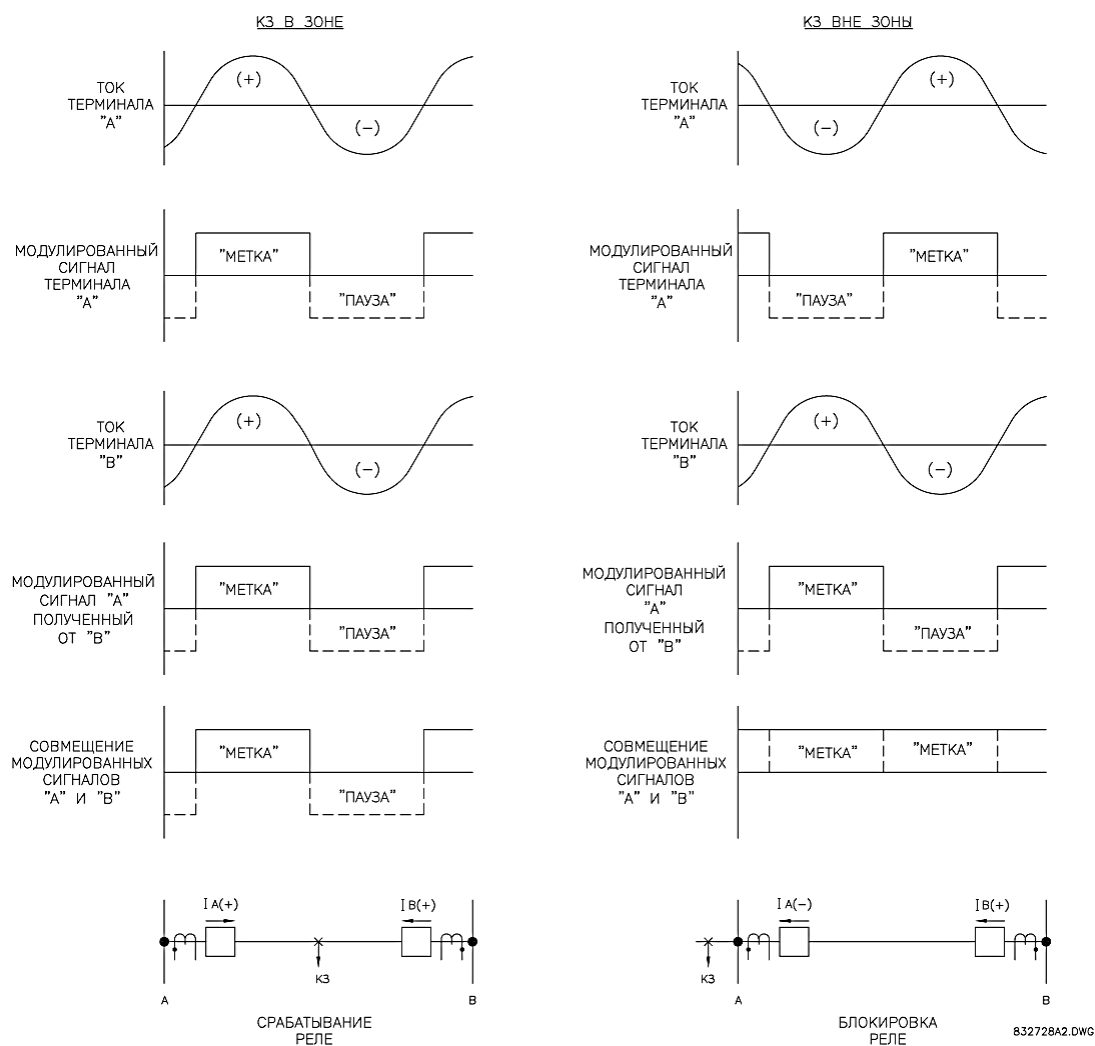


Рисунок 7.2 – Сравнение фазных углов

Присваивание получаемому сигналу обозначений «МЕТКА» - «ПАУЗА» требуется для идентификации и не имеет особого значения. Если оборудование связи представляет собой простой радиочастотный приемопередатчик, и положительная полуволна тока действует на включение передатчика, то «МЕТКА» соответствует полученному сигналу с удаленного терминала, а «ПАУЗА» соответствует отсутствию сигнала. И наоборот, если передатчик включается по отрицательной полуволне тока, то на получение сигнала работает «ПАУЗА».

В случае использования приемопередатчика со сдвигом частоты, «МЕТКА» будет представлена сдвигом частоты в большую сторону, а «ПАУЗА» - сдвигом частоты в меньшую сторону, если соответствующим образом на положительную полуволну тока настроен удаленный передатчик. И наоборот, если передатчик настроен на отрицательную полуволну тока. Не зависимо от положительной или отрицательной полуволны, «МЕТКА», принимаемая на стороне А, соответствует положительному току на стороне В, а «ПАУЗА» соответствует отрицательному току на стороне В.

При внутреннем КЗ (рисунок 7.2), полукомплект А сравнивает модулированные величины, изображенные на графиках. Если бы требовалось сравнить эти два сигнала на стороне А (рисунок 7.3) при помощи оборудования со сдвигом частоты, то выходной сигнал на отключение появился бы при одновременном наличии положительной полуволны тока и полученной «МЕТКИ» хотя бы в течение одного полупериода (8,33 мс при 60 Гц или 10 мс при 50 Гц). Сигнал на отключение длился бы 18 мс, пропуская следующий полупериод при отрицательном токе, и полупериода после того, как закончится выдержка времени [29].

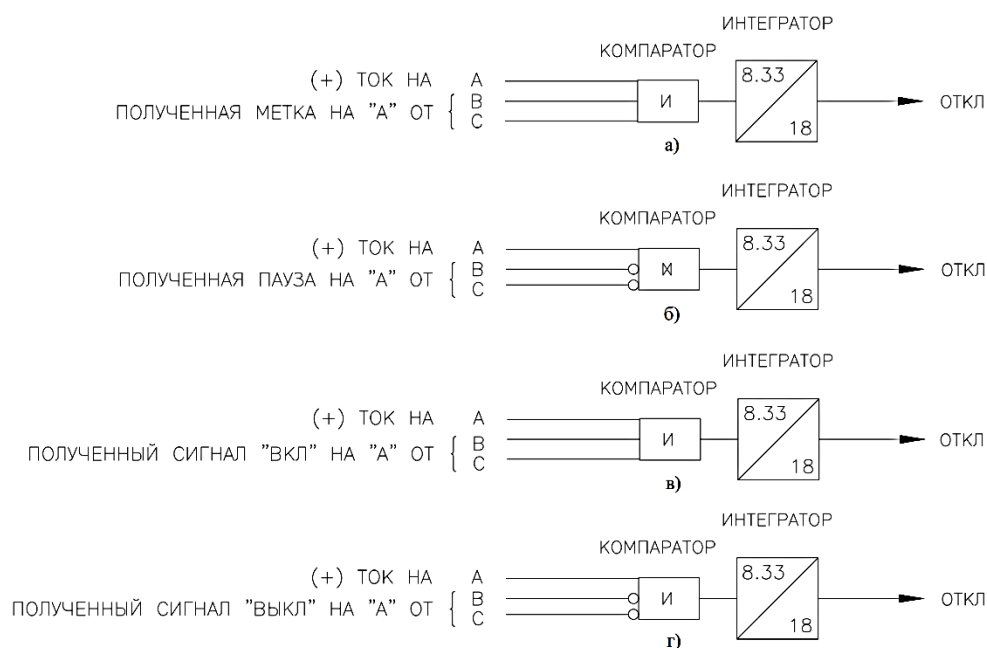


Рисунок 7.3 – Дифференциально-фазная защита линии с двумя полукомплектами

Учитывая, что сигналы «МЕТКА» и «ПАУЗА» не могут быть одновременными, можно возразить, что сравнение должно осуществляться между положительной полуволной тока и отсутствием получаемого сигнала «ПАУЗА». Эту логическую схему иллюстрирует рисунок 7.3 б).

На рисунке 7.3 б) показана схема отключения, где отключение вызывается принимаемым с удаленного терминала сигналом «МЕТКА» или сигналом на отключение в случае, когда оборудование связи имеет каналы со сдвигом частоты, т.е. сигнал «МЕТКА», и сигнал «ПАУЗА» являются определенными сигналами на выходе. С другой стороны, рисунок 7.3 б) мог бы представлять схему блокировки, поскольку отключение блокируется при наличии сигнала «МЕТКА» или сигнала блокировки. Отключение будет только в случае отсутствия этого сигнала.

Правая часть рисунка 7.3 иллюстрирует внешнее КЗ. Ссылаясь на рисунки 7.3 а) и 7.23 б), результатом сигнала отключения на выходе не будут ни блокировка, ни отключение, поскольку логические схемы «И» никогда не выдают на выходе команду сумматору.

Условия, представленные на рисунке 7.3 являются идеальными. В реальных энергосистемах они встречаются очень редко, если встречаются вообще. На самом деле, при внутреннем КЗ не формируется пара «МЕТКА-ПАУЗА» принимаемого сигнала, которая бы точно совпадала по фазе с предварительно вызванным в определенном месте током одной фазы. Это происходит по ряду причин, включая следующие:

- а) насыщение трансформаторов тока;
- б) различие фазных углов токов по обоим концам линии, вызванное различием фазных углов напряжений энергосистемы;
- в) токи нагрузки и емкостные токи в линии;
- г) время на передачу сигнала.

Несимметричность времени нарастания и спада импульса в приемнике.

Таким образом, логические схемы на рисунках 7.3 а) и 7.3 б) будут редко, если будут вообще, выдавать на выходе команду на отключение при внутренних КЗ, поскольку требуются идеальное совпадение в течение 8,33 мс (времени прохождения полуволны при 60 Гц). На практике чаще используется не указанная уставка 8,33 мс, а уставка 3 до 4 мс. Это делает отключение при внутреннем КЗ более вероятным. При этом также более вероятно нежелательное срабатывание при внешних КЗ. Тем не менее, опыт показывает, что с соответствующими уставками и настройкой терминала такая уставка по времени является наилучшим компромиссом. Это можно лучше понять, если признать, что условие А, указанное выше, сводится к минимуму, а условие В не существует при внешних КЗ.

Как показано на рисунке 7.4 угол блокировки, угол зоны блокировки при уставке 3 мс при частоте системы 60 Гц составляет около 65 электрических градусов. Это надежно обеспечивает предотвращение отключения в условиях, указанных выше, и отключение всех видов внутренних КЗ [29].

В случаях, когда вместо оборудования со сдвигом частоты предпочтительнее использовать коммутационное оборудование ВКЛ-ОТКЛ, логическая схема имеет вид как на рисунках 7.3 в) и 7.3 г). Отметим, что на этих двух рисунках обозначения «МЕТКА» и «ПАУЗА» специально не упоминаются, поскольку сигнал на выходе приемника формируется или не формируется в зависимости от состояния оборудования со сдвигом частоты в обоих случаях.

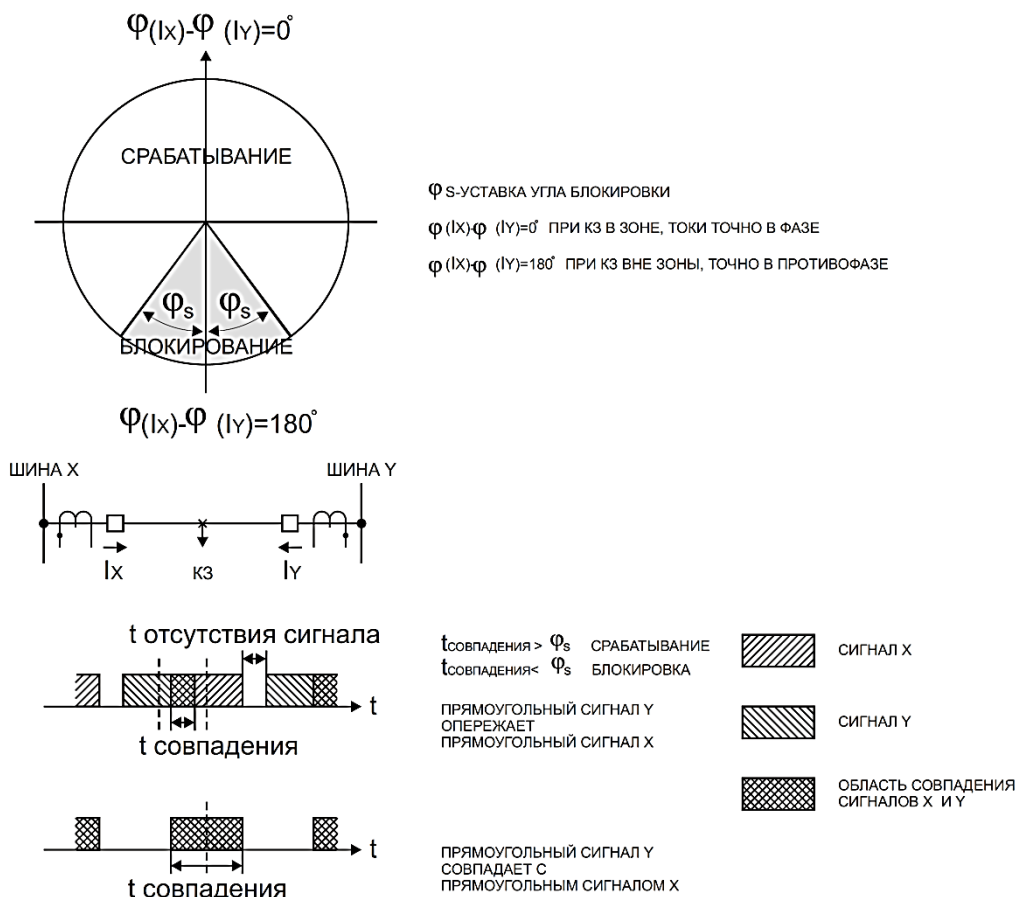


Рисунок 7.4 – Угол блокировки

На рисунке 7.3 в) изображена схема отключения, а на рисунке 7.3 г) - схема блокировки. И здесь сумматор устанавливается практически на 3 до 4 мс.

7.2 Логика ДФЗ на терминале L60

На рисунке 7.5 видно, что И1 (орган сравнения) на каждом конце линии сравнивает совпадение по времени положительной полуволны тока с отсутствием получаемого на выходе сигнала. Это происходит только, когда сигнал на выходе грубого пускового органа указывает на КЗ. Грубый

пусковой орган настраивается так, чтобы он не реагировал на токи нагрузки, а реагировал на все КЗ в зоне защиты линии. Таким образом, при возникновении КЗ срабатывает грубый пусковой орган, и если сигнал на выходе приемника отсутствует 3 мс в течение прохождения положительной полуволны тока, то на выходе будет получен сигнал отключения.

Конечно, сигнал на выходе приемника зависит от кодировки удаленного приемопередатчика. Приемопередатчики по всем сторонам линии закодированы одним методом. Сигнал на выходе чувствительного пускового органа инициирует сигнал «ВКЛ», а усилитель-формирователь прямоугольных импульсов через И2 во время положительной полуволны тока инициирует сигнал «ВЫКЛ». Функция чувствительного пускового органа требуется на всех полуккомплектах всех схем блокировки ДФЗ для создания сигнала блокировки от соответствующих передатчиков. Этот сигнал поступает на удаленный приемник и блокирует отключение через орган сравнения при внешних КЗ. Чувствительный пусковой орган имеет более чувствительную уставку, и поэтому действует быстрее, чем удаленный грубый пусковой орган. На рисунке 7.5 видно, что если при внешнем КЗ чувствительный пусковой орган не срабатывает, по крайней мере, так же быстро, как удаленный грубый пусковой орган, то возможно ложное отключение из-за отсутствия сигнала на выходе приемника. В основном, чувствительные пусковые органы отстроены от токов нагрузки и имеют уставку меньше, чем грубые пусковые органы, чтобы срабатывать раньше их.

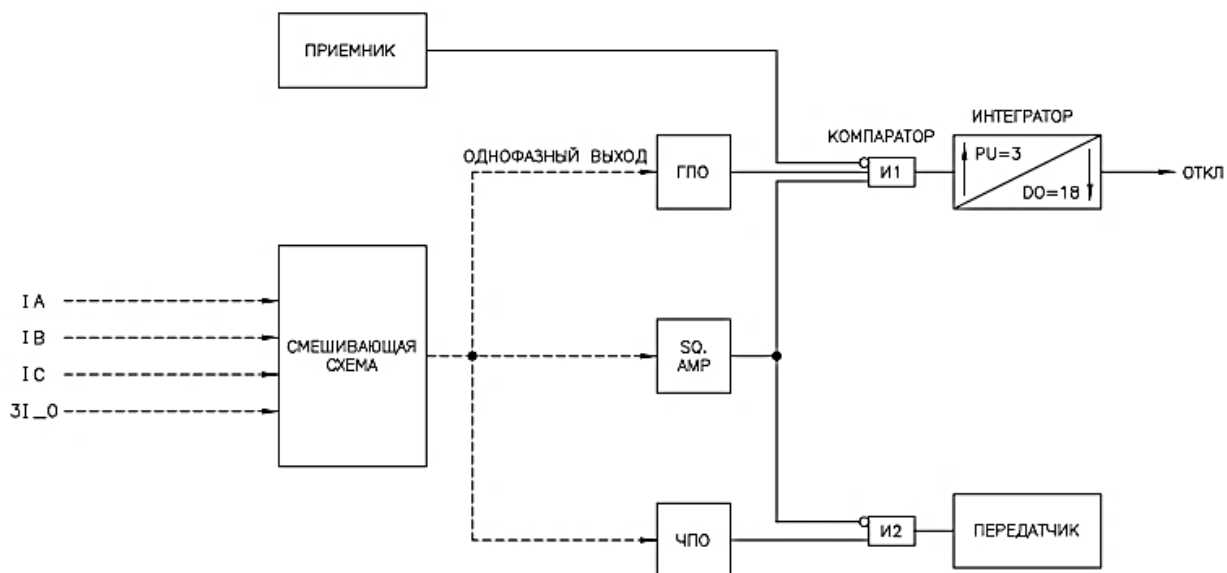


Рисунок 7.5 – Принципиальная блокирующая схема ДФЗ в однофазном исполнении

При внутреннем КЗ, токи по разным концам линии совпадают по фазе. Таким образом, на протяжении полупериода формирователь прямоугольных импульсов передает сигнал на И1, соответствующий приемник не выдает

сигнала на выходе, и отключение происходит на обоих концах линии.

При внешнем КЗ ток, входящий с одного конца линии, смещен на 180° по фазе относительно тока, входящего с другого конца линии. При этих условиях в течение полупериодов, когда формирователь прямоугольных импульсов выдает сигналы на выходе, соответствующий приемник также выдает сигнал на выходе, таким образом не допуская сигнала на выходе И1. Срабатывание не произойдет [29].

7.3 Расчет ДФЗ для линии 220 кВ

Применяемое устройство: L60 GE Multilin.

Терминал серии L60 UR - это цифровое устройство с центральным процессором (ЦП), который управляет разными видами входных и выходных сигналов. Терминал серии UR обменивается данными по локальной вычислительной сети (ЛВС) с пультом оператора, устройством программирования или другим терминалом серии UR форме логических алгоритмов, а также программируемые логические элементы, таймеры и фиксаторы для функций управления (рисунок 7.6).

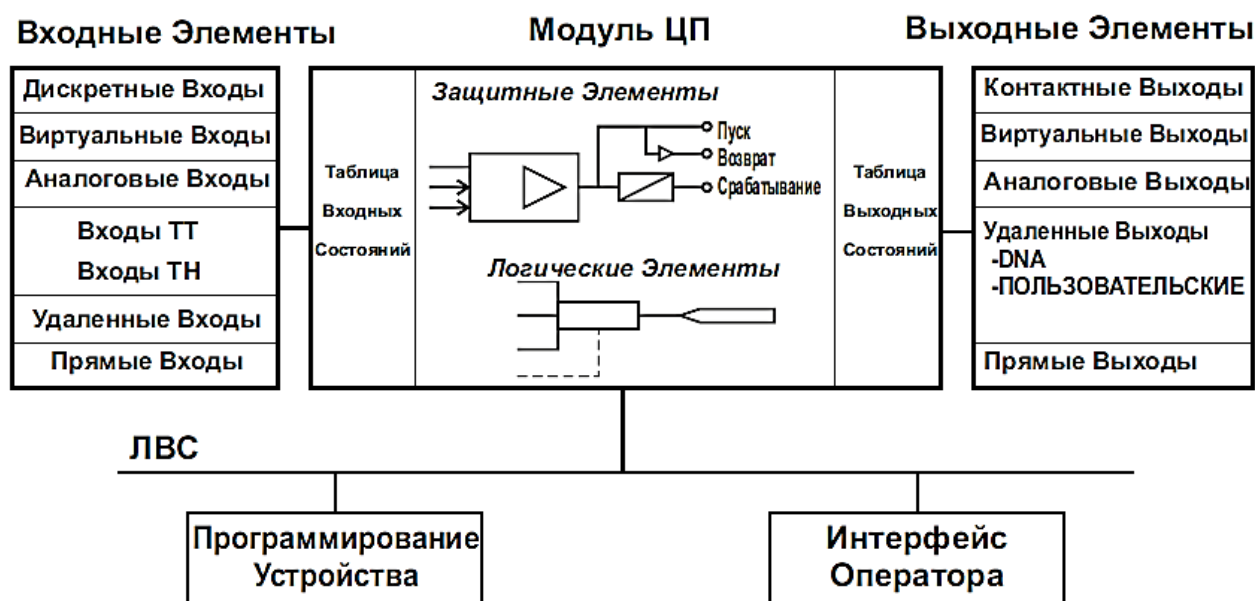


Рисунок 7.6 – Структурная схема терминала L60 серии UR

Входные элементы принимают различные аналоговые или дискретные сигналы. Терминал серии UR выделяет эти сигналы и преобразует их в логические сигналы, используемые в работе самого устройства.

Выходные элементы выделяют и преобразуют логические сигналы терминала в дискретные или аналоговые сигналы, которые можно использовать для передачи управляемым устройствам.

Удаленные входы и выходы обеспечивают возможность обмена бинарными данными между удаленными устройствами UR. Для этого выходы одного удаленного устройства UR подключают к входам других устройств серии UR. Термин «выходы удаленных устройств» подразумевает операнды гибкой логики гибкая логика, вставленные в сообщения GSSE и GOOSE стандарта МЭК 61850.

Прямые входы и выходы предоставляют возможность обмена бинарными данными между несколькими терминалами серии UR по специально выделенному оптоволокну (одномодовому или многомодовому), через вход RS422 или интерфейс G.703. Не требуется никакого коммутационного оборудования, так как микропроцессорные устройства непосредственно соединяются в кольцевую схему или дублированную кольцевую схему. Такое соединение обеспечивает наивысшую скорость передачи сигнала и предназначено для схем телеуправления, прикладных программ распределенной логики или расширения возможностей входов/выходов в одном корпусе терминала.

Расчет уставок.

Защита одного участка линии электропередачи состоит из двух полуккомплектов, состоящих из цифрового терминала релейной части защиты и соответствующего высокочастотного оборудования, расположенных по обоим концам защищаемого участка.

Принцип действия защиты основан на сравнении фаз токов по обоим концам защищаемой линии, получаемых от комбинированных фильтров токов $I_1 + kI_2$. Фаза токов передается по защищаемой линии с одного ее конца на другой посредством токов высокой частоты по каналу, в качестве которого используется защищаемая линия.

Орган манипуляции (ОМ) ВЧ передатчиком обеспечивает работу последнего с интервалами, приблизительно равными половине периода промышленной частоты. Поэтому передатчик генерирует токи высокой частоты пакетами, длительность которых примерно равна интервалу между ними. Фаза этих ВЧ пакетов соответствует фазе сигнала на выходе комбинированного фильтра токов $I_1 + kI_2$.

Орган сравнения фаз (ОСФ) токов определяет, где находится повреждение: в зоне действия защиты или вне ее. Определение осуществляется по сдвигу ВЧ пакетов, посылаемых передатчиками обоих концов линии, т.е. в конечном счете – по углу сдвига фаз между векторами токов $I_1 + kI_2$ по концам защищаемой линии. При КЗ на защищаемой линии этот угол равен или близок к нулю. При внешних КЗ он составляет величину порядка 180° . Вследствие этого, при КЗ вне зоны действия защиты, передатчики, установленные на обоих концах линии, работают неодновременно; высокочастотные пакеты, генерируемые ими, сдвинуты по фазе примерно на полпериода промышленной частоты, в ВЧ канале имеется практически сплошной ВЧ сигнал, и защита блокируется (рисунок 7.3).

При повреждении в защищаемой зоне передатчики работают

одновременно, и посылаемые ими пакеты примерно совпадают по фазе, образуя паузы в ВЧ сигнале. При превышении длительности паузы заданной величины, определяемой углом блокировки, происходит действие на отключение выключателя.

В нормальном режиме работы линии электропередачи все реле обоих полукомплектов защит, установленных по концам линии, находятся в несработанном состоянии, т.к. их уставки отстраиваются от нагрузочного режима с учетом допустимых небалансов. Выходные цепи защит находятся в несработанном состоянии и ВЧ передатчики полукомплектов не запущены.

Комплекты L60 устанавливаем для защиты линии ЛЗ–Л4 220 кВ.

Расчёт будем вести для полукомплекта, установленного на подстанции «Никольская», в соответствии с указаниями, приведёнными в [28]:

1. Первичный ток срабатывания реле тока 1–1РТ, действующего на пуск высокочастотного передатчика, определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока по выражению:

$$I_{с.р.}^{(П)} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (7.1)$$

где $K_H = 1,1$ – коэффициент надёжности;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{раб.макс} = 918,51$ А – максимальный рабочий ток линии.

$$I_{с.р.}^{(П)} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 918,51 = 1063,54 \text{ А.}$$

2. Первичный ток срабатывания реле тока 1–2РТ, действующего на отключение высокочастотного передатчика, определяется по условию согласования по чувствительности с реле 3РТ по выражению:

$$I_{с.р.}^{(0)} = K_H \cdot I_{с.р.}^{(П)}, \quad (7.2)$$

где $K_H = 1,4$ – коэффициент надёжности.

$$I_{с.р.}^{(0)} = 1,4 \cdot 1063,54 = 1488,95 \text{ А.}$$

3. Выбор уставок устройства фильтр-реле пускового органа, состоящего из реле, действующего на пуск высокочастотного передатчика – пускового реле (1–1ПР для панели L60) и реле, действующего на отключение высокочастотного передатчика – отключающее реле (1– ПР для панели L60). В целях упрощения расчёта рекомендуется принимать одинаковые уставки устройства фильтр-реле. В этом случае условие согласования по чувствительности отключающего реле с пусковым реле обеспечивается

выбором тока срабатывания отключающего реле, в 2 раза большим тока срабатывания пускового реле при заводской регулировке [11]. В целях упрощения расчётов также рекомендуется не использовать ток нулевой последовательности в пусковом органе. При этом максимальная уставка по току обратной последовательности устройства фильтр-реле пускового органа для панели L60 принимается равной $I_{2\text{уст}} = 2 \text{ А}$ [28].

4. Проверка чувствительности реле тока 1–2РТ, действующего на отключение высокочастотного передатчика производится по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.р}}^{(0)}}, \quad (7.3)$$

где $I_{\text{кз.мин}}^{(3)} = 3137 \text{ А}$ – минимальный ток трёхфазного КЗ в конце защищаемой линии.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3137}{1488,95} = 2,1.$$

Минимальный коэффициент чувствительности должен быть больше 2 [11], то есть реле тока 1–2РТ удовлетворяет требованиям чувствительности.

5. Расчёт параметров реле сопротивления 1–РС, используемого в пусковом органе защиты:

а) определим первичное минимальное сопротивление в месте установки защиты в максимальном нагрузочном режиме по выражению:

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.макс}}}, \quad (7.4)$$

где $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ – номинальное междуфазное напряжение линии.

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 918,51} = 124,46 \text{ Ом}.$$

б) определим первичное минимальное сопротивление срабатывания реле 1 – РС по выражению:

$$Z_{\text{с.р}} = \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{раб.}})}, \quad (7.5)$$

где $K_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности;

$K_{\text{в}} = 1,05$ – коэффициент возврата;

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

$\varphi_{\text{раб.}} = 37^\circ$ – угол полного сопротивления нагрузки (соответствует $\cos \varphi_{\text{нагр.}} = 0,8$).

$$Z_{\text{с.р}} = \frac{124,46}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(75 - 37)} = 103,42 \text{ Ом.}$$

6. Коэффициент чувствительности реле сопротивления 1–РС определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.р}}}{Z_{\text{ЛЗ}}} \geq 1,5, \quad (7.6)$$

где $Z_{\text{ЛЗ}} = 33,93 \text{ Ом}$ – сопротивление защищаемой линии ЛЗ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{103,42}{33,93} = 3 > 1,5.$$

Проверим чувствительность реле сопротивления по току точной работы:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(3)}}{I_{\text{р.т.}} \cdot K_{\text{та}}} \geq 1,3, \quad (7.7)$$

где $I_{\text{р.т.}} = 2,5 \text{ А}$ – ток точной работы для реле 1–РС;

$K_{\text{та}} = 1000/5$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3137}{2,5 \cdot 200} = 6,27 > 1,3.$$

Реле сопротивления 1–РС пускового органа проходит по чувствительности.

8 Экономическая часть

8.1 Бизнес план строительства подстанции «Никольская»

Резюме

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

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

В состав ПС входят два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 220 и 110 кВ, комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 1 млрд. 538 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 3 года.

Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом в электроснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит ТОО «Никольская» реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Тарифы на электроэнергию.

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

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

План производства.

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

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции «Никольская» составляет около 1417,5 млн. кВт·ч. Объём передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 500 МВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента загрузки $K_z = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Юридический план.

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

100% акций подстанции принадлежат ТОО «Никольская».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 20 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берется в Евразийском банке.

Экологическая информация.

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

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

8.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

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 РЗиА – $K_{РЗ}$;
- постоянная часть затрат – $K_{пост}$.

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

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-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

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_T + K_{РЗ} + K_{пост}, \quad (8.1)$$

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблице 8.1-8.4.

Таблица 8.1 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Выключатель 220 кВ	4	4,55	18,2
Выключатель 110 кВ	10	3,64	36,4
Разъединитель 220 кВ	12	1,82	21,84
Разъединитель 110 кВ	29	1,456	42,224
Трансформаторы тока 220 кВ	28	0,182	5,096
Трансформаторы тока 110 кВ	56	0,16	8,96
Трансформатор напряжения 220 кВ	2	0,15	0,3
Трансформатор напряжения 110 кВ	3	0,12	0,36
Ограничители перенапряжений 220 кВ	2	0,91	0,6
Ограничители перенапряжений 110 кВ	4	0,728	2,912
КРУ 10 кВ	14	3,2	44,8
Итого			185,692

Таблица 8.2 - Капитальные вложения в подстанцию (РЗиА)

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Шкаф релейной защиты линии 220 кВ фирмы «SIEMENS»	4	4,3	17,2
Шкаф релейной защиты АТ фирмы «SIEMENS»	9	7,4	66,6
Шкаф ВЧ защиты линии 220 кВ Фирмы «GE Multilin»	2	4,7	9,4
Итого			93,2

Таблица 8.3 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Автотрансформатор АТДЦТН – 250000/220/110/10	2	160	320

Постоянная часть затрат ($K_{\text{пост}}$)=120 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС:

$$K_{\text{ПС}} = 185,692 + 320 + 93,2 + 120 = 718,892 \text{ млн. тенге.}$$

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей.

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

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

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (8.2)$$

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

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 8.4

Таблица 8.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн. тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ 220 кВ	25	5,65	141,25
ВЛ 110 кВ	120	5,65	678
Итого			819,25

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют:

$$K_{\text{ЭС}} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (8.3)$$

$$K_{\text{ЭС}} = 718,892 + 819,25 = 1 \text{ млрд. } 538 \text{ млн. тенге.}$$

8.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}, \quad (8.4)$$

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

$I_{об/рем}$ – издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{пс}, \quad (8.5)$$

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

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{пс}, \quad (8.6)$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблице 8.5).

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

Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицу 8.5-8.6.

Таблица 8.5 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн. тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об/рем}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
ОРУ 220 кВ	112,636	6,7	2,5	7,55	2,82	10,36
ОРУ 110 кВ	130,856	6,7	2,5	8,77	3,27	12,04
КРУ 10 кВ	84,8	6,7	2,5	5,68	2,12	7,80
Автотрансформаторы	386,6	5	3	19,33	11,60	30,93
Итого:				41,33	19,81	61,13

Таблица 8.6 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об/рем}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
ВЛ 220 кВ	141,25	2,0	0,8	2,83	1,13	3,96
ВЛ 110 кВ	678	2,0	0,8	13,56	5,42	18,98
Итого:				16,39	6,55	22,94

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$I_{ам} = I_{ам.ПС} + I_{ам.ЛЭП}, \quad (8.7)$$

$$I_{ам} = 41,33 + 16,39 = 57,72 \text{ млн. тенге.}$$

8.4 Расчет себестоимости и тарифов на передачу электроэнергии

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (8.8)$$

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

$$\sum I = I_{ам} + I_{др}, \quad (8.9)$$

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

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

$$I_{др} = \frac{57,72 \cdot 0,55}{0,45} = 70,54 \text{ млн. тенге,}$$

$$\sum I = 57,72 + 70,54 = 128,26 \text{ млн. тенге.}$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_3 \cdot T_{max}, \quad (8.10)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 250 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 1417,5 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{128,26}{1417,5} = 0,09 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость электроэнергии.

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

области.

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

$T_{\text{KEGOC}} = 1,685$ 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:

$$V_{\text{реал}} = \text{Э} \cdot T, \quad (8.11)$$

$$V_{\text{реал}} = 1417,5 \cdot 12,11 = 17 \text{ млрд. } 166 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 1417,5 \cdot 5,5 = 7 \text{ млрд. } 796 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{\text{KEGOC}} = 1417,5 \cdot 1,685 = 2 \text{ млрд. } 388 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 1417,5 \cdot 3,3 = 4 \text{ млрд. } 678 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$П = 17,166 - 7,796 - 2,388 - 4,678 = 2 \text{ млрд. } 304 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{ЧП} = 2,304 \cdot 0,8 = 1 \text{ млрд. } 843 \text{ млн. тенге.}$$

40% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,4 \cdot 1,843 = 737,2 \text{ млн. тенге.}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = \text{ЧП}_{\text{инв}} + I_{\text{ам}}, \quad (8.12)$$

$$CF = 737,2 + 57,72 = 794,92 \text{ млн. тенге.}$$

8.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

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:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (8.13)$$

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

r – ставка дисконтирования, $r = 20\%$.

n – время реализации проекта, год.

Примечается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 8.7

Таблица 8.7 – Расчет ЧПС

Год	CF , млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$, млн. тенге	ЧПС, млн. тенге
0	-1538,00	-1538,00	-1538,00
1	794,92	662,43	-875,57
2	794,92	552,03	-323,54
3	794,92	460,02	136,48
4	794,92	383,35	519,84
5	794,92	319,46	839,30

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Никольская» 220/110/10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1 млрд. 538 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 3 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

9 Безопасность жизнедеятельности

9.1 Анализ условий труда в помещениях подстанции

На подстанции диспетчер в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др..

Одна из основных задач анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Удобное и рациональное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики [33].

- Планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;

- Рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;

- Рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и провентилировано, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

В тесной связи с технологией производства находится трудовой процесс, требующий определённого нервно-психологического напряжения отдельных органов систем, положение тела при работе и т.д. К санитарно-гигиеническим условиям труда относятся: воздействие на организм человека метеорологического фактора (температуры, влажности, скорость движения воздуха); загрязнения воздуха парами, газами, пылью; воздействие шума, вибрации, электромагнитных излучений, ионизирующей радиации и т.д. [33].

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

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- неблагоприятные метеорологические условия среды;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум

проникающий извне;

- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;

- опасность поражения электрическим током и статическое электричество;

- пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;

- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки.

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

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 [33].

9.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Основной задачей расчета освещения является обеспечение комфортной световой среды для труда согласно СНиП РК 2.04-05-2002.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение отвечает следующим требованиям:

- освещенность на рабочем месте соответствует характеру выполняемой работы по СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;

- яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства распределяется равномерно;

- резкие тени на рабочей поверхности отсутствуют;

- освещение обеспечивает необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

- система освещения не является источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также является электро- и пожаробезопасной.

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 14 м, шириной 10 м, высотой 4 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Определим количество люминесцентных ламп типа НВХ 250М со световым потоком $\Phi_{\text{л}} = 13000$ лм.

Коэффициент отражении потолка, стен, пола: $\rho_{\text{пот}} = 70\%$, $\rho_{\text{ст}} = 50\%$, $\rho_{\text{пол}} = 30\%$ [35].

Для того что бы найти количество необходимых светильников используем формулу:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\Phi \cdot \eta}, \quad (8.3)$$

где $E = 300$ лк – нормируемая освещенность;

$K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса при искусственном освещении;

$S = 140 \text{ м}^2$ – освещаемая площадь;

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

$\Phi = 13000$ лм – световой поток лампы;

η – коэффициент использования светового потока;

1) Освещаемая площадь: $S = 140 \text{ м}^2$.

2) Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = H - h_{\text{р.п}} = 4 - 1,2 = 2,8 \text{ м},$$

где H – высота помещения;

$h_{\text{р.п}}$ – высота рабочей поверхности;

3) Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{14 \cdot 10}{2,8 \cdot (14 + 10)} = 2,083.$$

4) $\eta = 60\%$ – коэффициент использования светового потока НВХ 250М.

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\Phi \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 140 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{13000 \cdot 0,60} = 9 \text{ шт.}$$

Схема расположения люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции показана на рисунке 9.1.

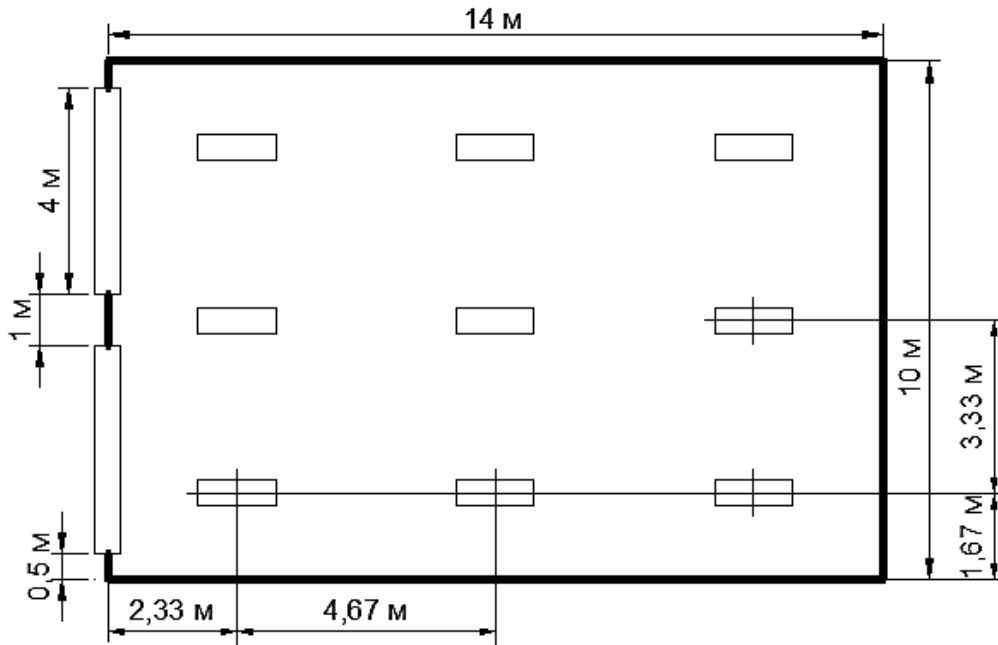


Рисунок 9.1 – Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции

9.3 Расчет заземляющего устройства

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

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ $I_{кз} = 26448$ А, получен путем расчета в программе Multisim v12.

Площадь подстанций Никольская 220/110/10 кВ $S = 31200$ м².

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 400$ Ом · м, нижнего - $\rho_{2изм} = 100$ Ом · м. [32]

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

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м.

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

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S , м².

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

$$\rho_{1\text{расч}} = \rho_1 \cdot \psi, \quad (8.4)$$

где $\psi = 2$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для III климатической зоны.

$$\rho_{1\text{расч}} = 400 \cdot 2 = 800 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в III климатической зоне $h = 1,8$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м, то

$$\rho_{2\text{расч}} = \rho, \quad (8.5)$$

$$\rho_{2\text{расч}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1\text{расч}}}{\rho_{2\text{расч}}} = \frac{\rho_{1\text{изм}} \cdot \psi}{\rho_{2\text{изм}}} = \frac{400 \cdot 2}{100} = 8.$$

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

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (8.6)$$

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

Или определим число вертикальных электродов при известном a по формуле:

$$n = \frac{P}{a} = \frac{800}{5} = 160,$$

где P – периметр контура заземлителя.

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

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_B} = \frac{3 - 0,7}{5} = 0,46 \text{ м.}$$

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

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (8.7)$$

где показатель степени:

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right), \quad (8.8)$$

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

$$\rho_3 = 100 \cdot \left(\frac{800}{100} \right)^{0,238} = 164,035 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

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:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_B}, \quad (8.9)$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}, \quad (8.10)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (8.11)$$

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

Двухслойная модель земли показана на рисунке 9.2.

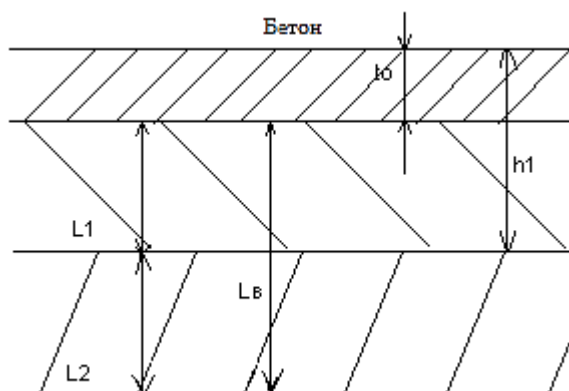


Рисунок 9.2 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,5 + 2,5 \cdot \frac{800}{100} = 22,5 \text{ м,}$$

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{31200} + 160 \cdot 22,5} = 0,0016,$$

$$L = 36 \cdot 180 + 20 \cdot 100 + 14 \cdot 70 + 24 \cdot 120 + 22 \cdot 110 + 44 \cdot 220 = 24440 \text{ м,}$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{100}{\sqrt{31200}} \cdot \left(\frac{800}{100}\right)^{0,0016} + \frac{800}{24440 + 160 \cdot 5} = 0,283 \text{ Ом.}$$

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

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L}\right)^{0,45}, \quad (8.12)$$

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

P – периметр сетки, м;

$M = 0,8$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$\alpha_1 = 0,8 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{31200}}{5 \cdot 24440}\right)^{0,45} = 0,087.$$

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

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_c}, \quad (8.13)$$

где R_h - сопротивление тела человека;
 ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 800} = 0,45.$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2. \quad (8.14)$$

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:

$$\varphi_3 = I_{\text{кз}} \cdot R_3 = 26448 \cdot 0,283 = 7484,78 \text{ В.}$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.max}} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 7484,78 \cdot 0,087 = 651,176 \text{ В.}$$

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

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{пр.max}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (8.15)$$

где I_h – ток через человека.

Имеем:

$$I_h = \frac{U_{\text{пр.max}}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{651,176}{1000 + 1,5 \cdot 800} = 0,29 \text{ А.}$$

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

$$U_{\text{пр}} = 651,176 - 0,29 \cdot 1,5 \cdot 800 \leq 450;$$

$$303,176 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

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

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 800} = 0,172.$$

По следующей формуле определяем напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 26448 \cdot 0,283 \cdot 0,15 \cdot 0,172 = 193,11 \text{ В.}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2\text{max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (8.16)$$

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

$$U_{1-2\text{max}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 7484,78 \cdot 0,15 = 1122,72 \text{ В.}$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2\text{max}}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1122,72}{1000 + 6 \cdot 800} = 0,123 \text{ А.}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{\text{пр}} = 1122,72 - 0,19 \cdot 6 \cdot 800 \leq 450,$$

$$210,72 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{I_{\text{кз}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{26448 \cdot 0,087 \cdot 0,45} = 0,43 \text{ Ом,}$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш,доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{26448 \cdot 0,15 \cdot 0,172} = 0,66 \text{ Ом.}$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,283 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

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

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

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

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

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

где U – фазное напряжение сети, кВ;

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

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

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициент a_2 , $U_{пр} = U_3$. Так как $a_1 = 1$, ток через человека.

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h}, \quad (8.17)$$

$$I_h = 1,87 \cdot \frac{0,283}{1000} = 0,53 \text{ мА.}$$

Находим $U_{пр}$:

$$U_{пр} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 1,87 \cdot 0,283 \cdot 0,087 \cdot 0,45 = 0,021 \text{ В.}$$

Находим $U_{ш}$:

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,87 \cdot 0,283 \cdot 0,15 \cdot 0,172 = 0,014 \text{ В.}$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,87 \cdot \frac{0,283}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,172 = 0,014 \text{ мА.}$$

Расчетная модель заземлителя показана на рисунке 9.3.

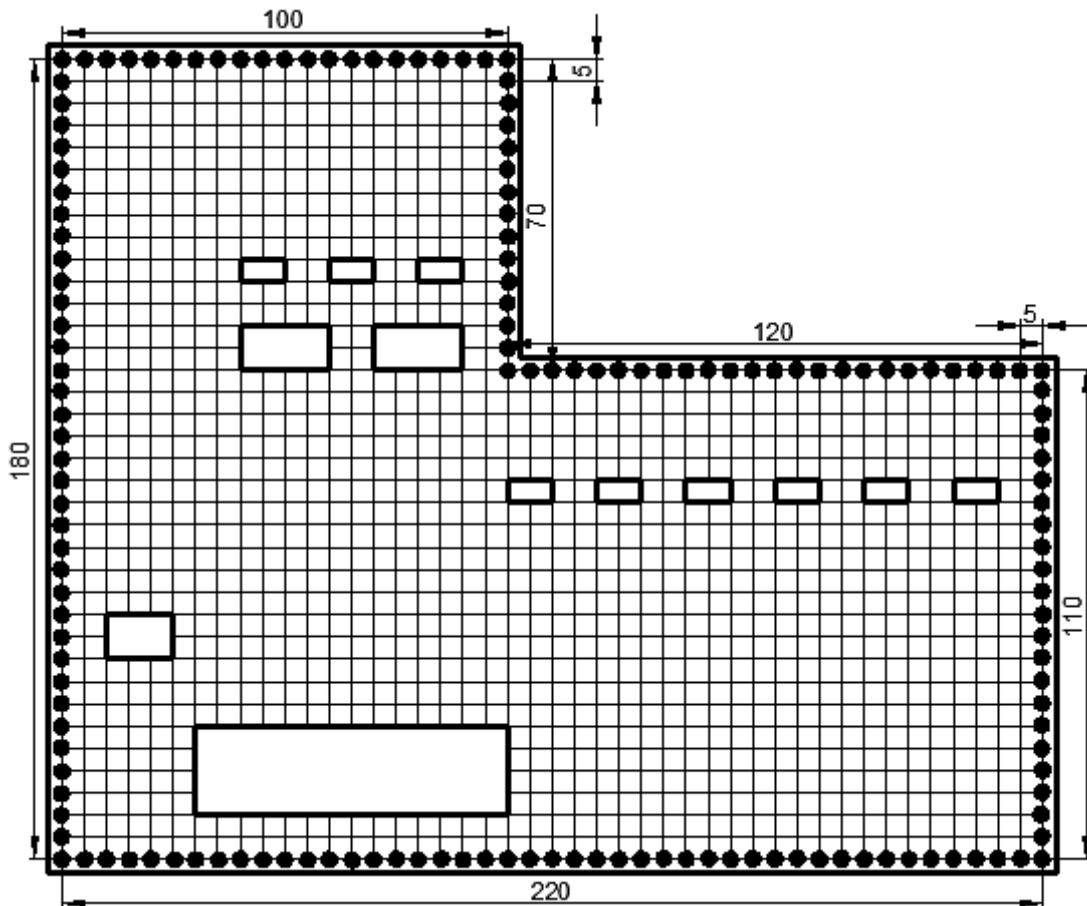


Рисунок 9.3 - Расчетная модель заземлителя

Допустимые значения напряжения прикосновения $U_{\text{пр}}$ и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 \text{ с}$ и более $U_{\text{пр}} = 36 \text{ В}$ и $I_h = 6 \text{ мА}$, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 220 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 220/110/10 «Никольская». В работе были получены следующие основные результаты.

В разделе после расчета токов короткого замыкания «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» были выбраны выключатели 220 кВ – 3AP1FG, 110 кВ – 3AP1FG, разъединители для РУ 220 кВ – 3DN1CB, для РУ 110 кВ – 3DN1CB, для, измерительные ТН - для РУ 220 кВ – VEOT 245, для РУ 110 кВ – VEOT 123, ОПН - на стороне ВН: 3EP1 245-1PL1; на стороне СН: 3EP1 123-1PL1; на стороне НН: 3EP1 012-1PL1, трансформаторы тока для РУ 220 кВ – ТВТ-220, для 110 кВ – ТВТ-110, для 10 кВ – ТВТ-10/30, КРУ 10 кВ – NXAIR P12.

В разделе «Проектирование релейной защиты автотрансформатора 220/110/10 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дифференциальная защита) – на 7UT613, резервная – на 7SJ622.

В разделе «Проектирование релейной защиты системной линии 220 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дистанционная) – 7SA611, резервная (ТЗНП) – 7SA611.

В разделе «Проектирование ДФЗ линии Агадырь – Никольская» была рассчитаны токи срабатывания для полуккомплектов L60 фирмы GE Multilin.

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

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчет заземляющего устройства, а также спроектировано место диспетчера с учетом санитарных и эргономических требований.

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. Высоковольтные выключатели SIEMENS 3AP1/2 на напряжения от 72,2 кВ до 500 кВ.
8. Выключатели колонковые элегазовые ABB.
9. Разъединители и заземлители SIEMENS.
10. Разъединители и заземлители ABB.
11. «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П.
12. Трансформаторы напряжения SIEMENS.
13. КРУ SIEMENS.
14. ОПН SIEMENS.
15. Каталог предохранителей ПОЗИТРОН.
16. Каталог кабелей КАМКАБЕЛЬ.
17. СТО 56947007-29.120.70.135-2012. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗиА серии SIPROTEC (Siemens AG) автотрансформаторов ВН 220-750 кВ.
18. Мануалы SIEMENS SIPROTEC.
19. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
20. 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.
21. Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
22. 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.
23. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.

24. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.
25. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.—М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.
26. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.
27. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электроэнергетических систем. - М. Энергоатомиздат. 1998. 800 с.
28. Н.И. Овчаренко Дифференциально-фазная защита ЛЭП напряжением 110-220 кВ ДФЗ-201.-М.: НТФ «Энергопрогресс», 2002.-72с.
29. Дифференциально-фазная защита линии L60 GE Multilin.
30. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.
31. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. - М.: Финансы и статистика, 1998
32. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.
33. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
34. СНиП РК 2.04-05-2002.
35. Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.
36. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

Приложение А

Расчет токов КЗ

Сопротивление системы:

$$X_{c1} = \frac{S_6}{S_{кз1}} = \frac{1000}{3300} = 0,303 \text{ о. е.},$$

$$X_{c2} = \frac{S_6}{S_{кз2}} = \frac{1000}{3000} = 0,333 \text{ о. е.},$$

$$X_{c3} = \frac{S_6}{S_{кз3}} = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ о. е.}$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,302 \text{ о. е.},$$

$$X_{л2} = X_{уд} \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 85 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,643 \text{ о. е.},$$

$$X_{л3} = X_{уд} \cdot l_3 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 78 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,59 \text{ о. е.},$$

$$X_{л4} = X_{уд} \cdot l_4 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 98 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,741 \text{ о. е.},$$

$$X_{л5} = X_{уд} \cdot l_5 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 112 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,847 \text{ о. е.},$$

$$X_{л6} = X_{уд} \cdot l_6 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 120 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,907 \text{ о. е.},$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{АТВ} = \frac{(U_{ВН} + U_{ВС} - U_{СН})}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{АТ}} = \frac{(32 + 11 - 20)}{200} \cdot \frac{1000}{250} = 0,46 \text{ о. е.},$$

$$X_{АТС} = \frac{(U_{ВС} + U_{СН} - U_{ВН})}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{АТ}} = \frac{(11 + 20 - 32)}{200} \cdot \frac{1000}{250} = 0 \text{ о. е.},$$

$$X_{\text{АТН}} = \frac{(U_{\text{ВН}} + U_{\text{СН}} - U_{\text{ВС}})}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{АТ}}} = \frac{(32 + 20 - 11)}{200} \cdot \frac{1000}{250} = 0,82 \text{ о. е.}$$

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Multisim V12 (рисунки А.1-А.3).

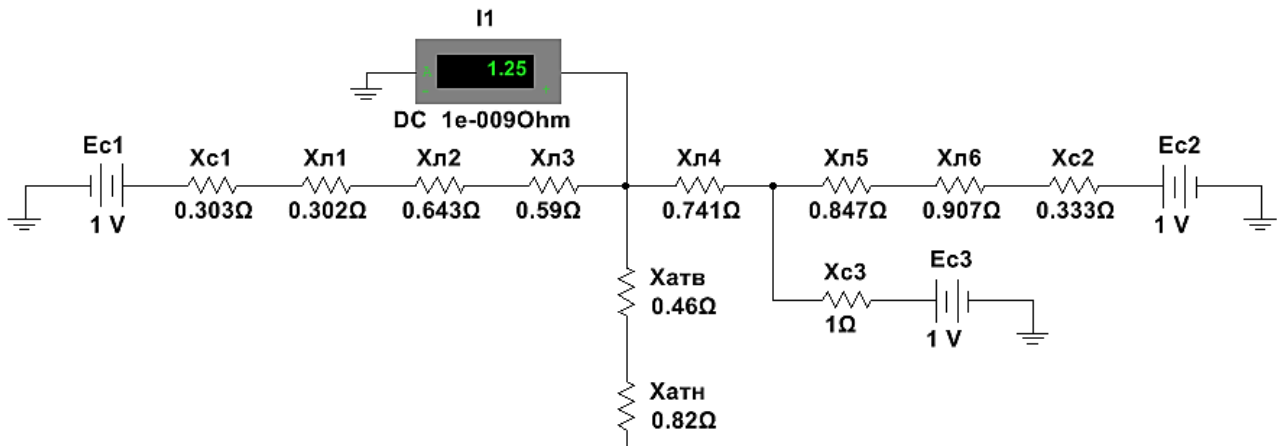


Рисунок А.1 – Ток КЗ на высокой стороне автотрансформатора

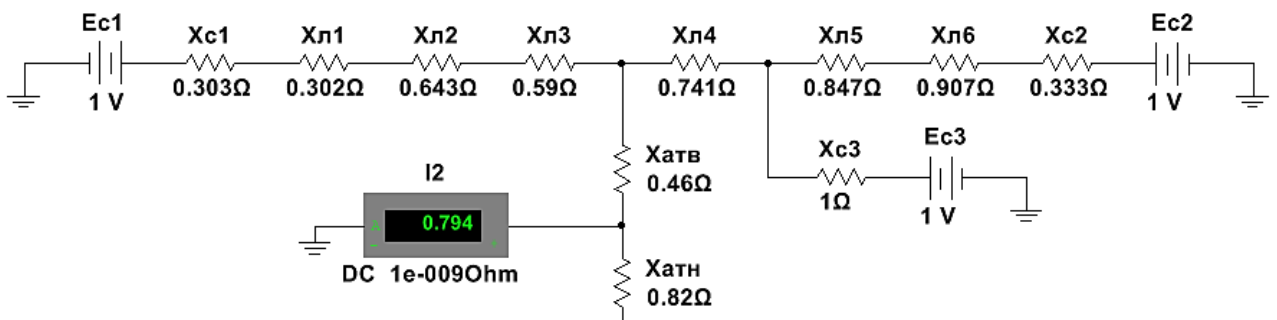


Рисунок А.2 – Ток КЗ на средней стороне автотрансформатора

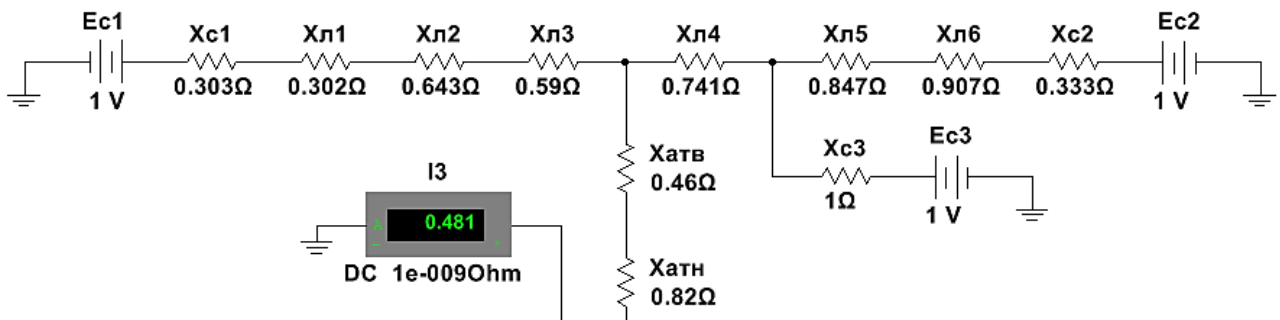


Рисунок А.3 – Ток КЗ на низкой стороне автотрансформатора

Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{п0}$, $i_{ат}$).

Формула для расчета базисного тока:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} = I_1 \cdot I_{61} = 1,25 \cdot 2,51 = 3,137 \text{ кА},$$

$$I_{к2}^{(3)} = I_2 \cdot I_{62} = 0,794 \cdot 5,02 = 3,986 \text{ кА},$$

$$I_{к3}^{(3)} = I_3 \cdot I_{63} = 0,481 \cdot 54,986 = 26,448 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,137 \cdot 1,905 = 8,45 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к2}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,986 \cdot 1,905 = 10,74 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к3}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 26,448 \cdot 1,905 = 71,25 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}} = 1,905.$$

где $T_a = 0,1$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Приложение Б

Выбор электрического оборудования

Каталожные данные выключателей SIEMENS показан на рисунке Б.1.

Тип		3AP1					3AP2				
Номинальное напряжение	кВ	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	
Количество дугогасительных камер на одну фазу		1					2				
Электрическая прочность изоляции (напряжение промышленной частоты 1 мин)	кВ	140	230	275	325	460	460	520	610	800	
Электрическая прочность изоляции (напряжение грозового импульса)	кВ	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550	
Электрическая прочность изоляции (коммутационный импульс)	кВ	850					950	1050	1175		
Номинальный рабочий ток главной цепи	А	4000	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000	
Отключающая способность	kA _(rms)	40	40	40	40	50	40	63	63	63	
Максимальное мгновенное значение тока включения	kA _(peak)	108	108	108	108	135	108	170	170	170	
Номинальные последовательности коммутаций АПВ		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO									
Полное время отключения не более		3 периодов тока					2 периодов тока				
Частота сети	Гц	50/60									
Тип привода		пружинный									
Номинальное значение напряжения постоянного тока цепей управления	В _{DC}	48...250									
Напряжение питания двигателя											
постоянный ток	В _{DC}	48/60/110/125/220/250									
переменный ток	В _{AC}	120...240, 50 Гц; 120...280, 60 Гц									

Рисунок Б.1 – Выбор выключателя на стороне 220 кВ

Каталожные данные выключателей SIEMENS показан на рисунке Б.1.

Расчетное напряжение (кV)	245		
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Hz на землю и между проводниками (кV) на изоляционном расстоянии (кV)	460		
	530		
Импульсное напряжение 1,2/50 мкс на землю и между проводниками (кV) на изоляционном расстоянии (кV)	1050		
	1200		
Номинальный рабочий ток (А)	D BF4	D BF8	D BF12
	1250...2500	3150	4000
Расчетное пиковое значение сквозного тока КЗ (кА)	63 / 80 / 100 / 125 / 160		
Расчетный кратковременный выдерживаемый ток КЗ (кА)	25 / 31.5 / 40 / 50 / 63		
Расчетное время КЗ (с)	1 / 3		
Масса/разъединитель	См. чертеж с указанием размеров		
Тип привода	Электродвигательный привод		
	Тип МА-6 Расчет привода в соответствии с типом разъединителя – см. чертеж с указанием размеров		
Тип привода	Ручной привод		
	Тип HEMN или тип HM Технические данные см. в инструкциях по эксплуатации привода		

Рисунок Б.2 – Выбор разъединителя на стороне 220 кВ

Выбор и проверка ТТ показаны на рисунках Б.3-Б.8.

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)
ТШЛ-10	4000	5	0.5	20	35	0.48	0.54	0.8
ТШЛ-10	5000	5	P	25	35	0.9	1.03	1.2
ТШЛ-10	5000	5	0.5	20	35	0.6	0.65	0.8
ТШЛП-10	1000	5	P	25		0.3	0.1	1.2
ТШЛП-10	1000	5	0.5	20		0.125	0.001	0.8
ТШЛП-10	2000	5	P	25		0.45	0.5	1.2
ТШЛП-10	2000	5	0.5	20		0.2	0.001	0.8
ТВТ-220	1000	5	-	30	25	0.61	0.71	1.2
ТВТ-220	2000	5	-	30	25	1.22	1.72	2
ТВТ-220	3000	5	-	30	25	1.82	3.1	2.4
ТВТ-220	4000	5	-	30	25	2.44	3.04	3
ТВТ-220	1000	1	-	30	25	10.4	22.9	30
ТШВ-15	6000	5	P	15	20			1.2
ТШВ-15	6000	5	0.5	15	20			1.2
ТШВ-15	8000	5	P	15	20			1.2
ТФНД-110М	300	5	0.5	12		0.33	1	1.2
ТФЗРМ35А	400	5	P	28	30			
ТФЗМ110Б-II	1000	5		30	34			
ТГФМ-110	2000	5	P					
ТБОМ-110	150/50	5	P/0.2S	20	10 1ек			

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.3 – Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ

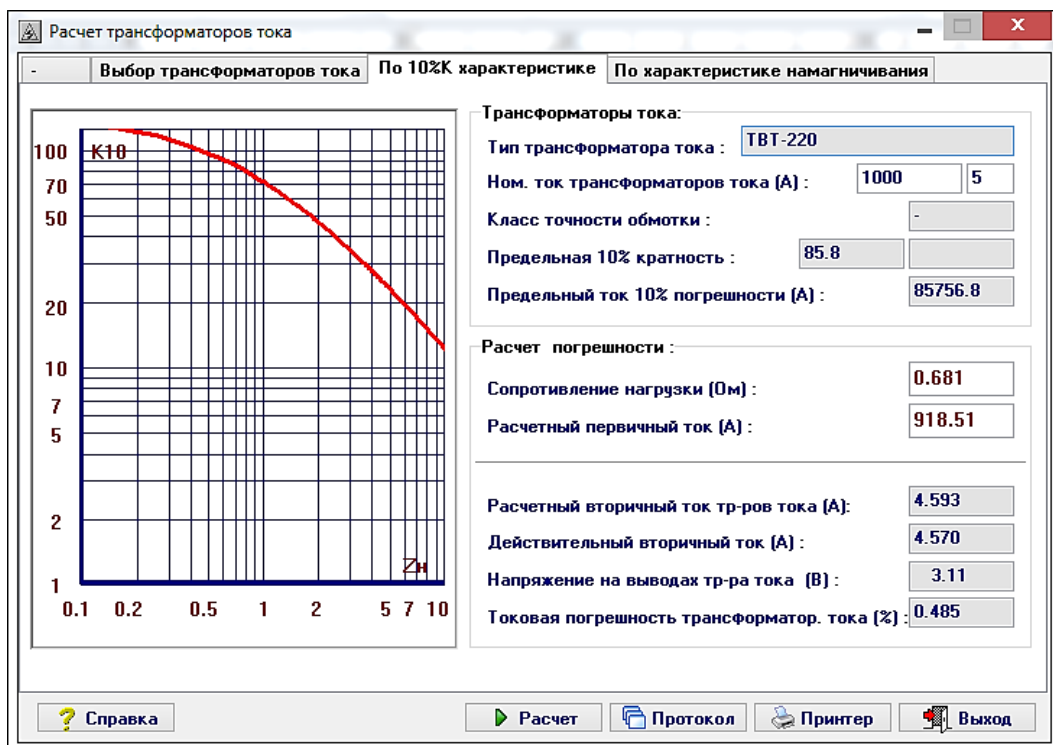


Рисунок Б.4 – Определение токовой погрешности ТТ на стороне 220 кВ

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I ₁ ном (А)	I ₂ ном (А)	Кл (%)	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
TBT-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
TBT-110	750	5	-	24	25	0.42	0	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.2
TBT-110	1500	5	-	24	25	0.675	1	1.2
TBT-110	2000	5	-	24	25	0.9	1.3	1.6
TBT-110	400	1	-	24	25	3.8	0	30
TBT-110	600	1	-	24	25	5.6	0	30
TBT-110	750	1	-	24	25	7.2	0	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	30
TBT-110	1500	1	-	24	25	11.8	30.4	30
TBT-110	2000	1	-	24	25	15.5	38.6	40
TB-110/20	200	5	-	10		0.16	0.43	0.8
TB-110/20	300	5	-	6.5		0.16	0.43	1.2
TB-110/20	400	5	-	15		0.4	0.6	1.2
TB-110/20	600	5	-	25		0.4	0.6	0.6
TB-110/20	400	5	-	15		0.4	0.6	1.2
TB-110/20	600	5	-	15		0.4	0.6	0.6
TB-110/20	750	5	-	15		0.4	0.6	0.8

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.5 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

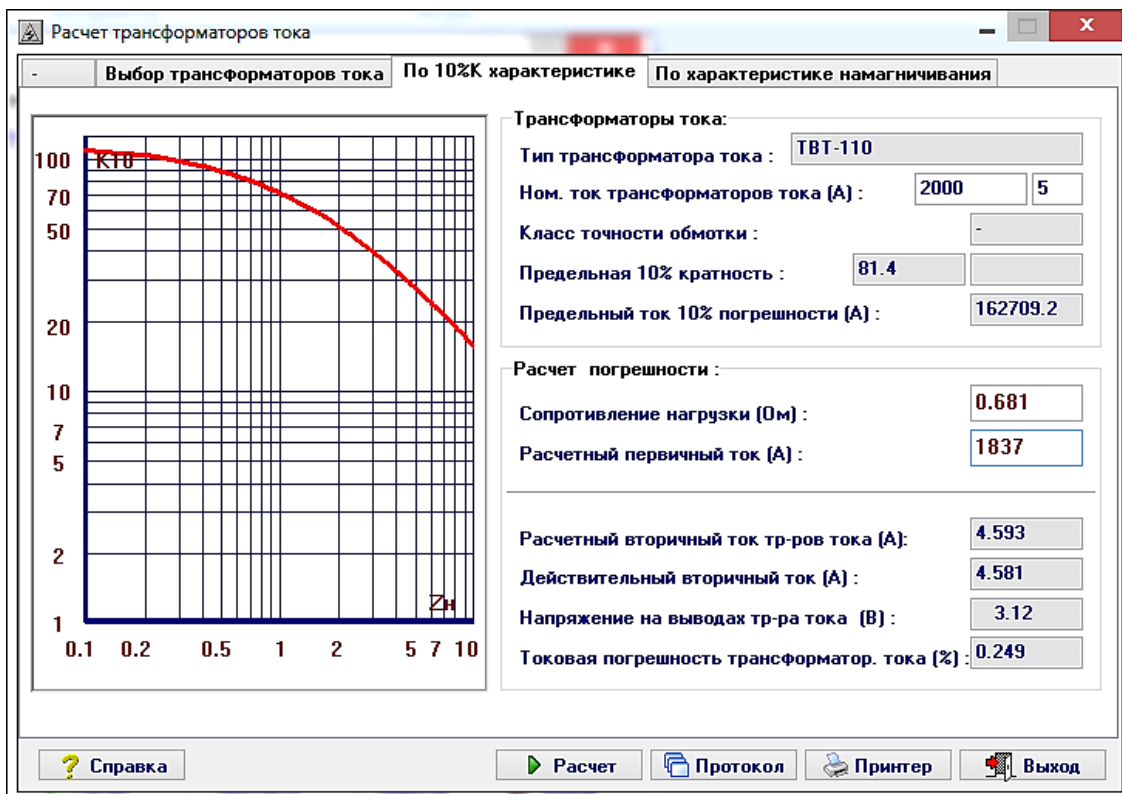


Рисунок Б.6 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

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)
ТВТ-10/30	800	5	-	7		0.23	0.22	1.2
ТВТ-10/30	1000	5	-	10		0.29	0.24	1.2
ТВТ-10/30	1500	5	-	14		0.435	0.85	1.2
ТВТ-10/30	2000	5	-	11		0.58	0.84	1.2
ТВТ-10/30	3000	5	-	16		0.87	1.27	1.2
ТВТ-10/30	4000	5	-	12		1.15	1.62	1.2
ТВТ-10/50	3000	5	-	16		0.87	1.01	1.2
ТВТ-10/50	4000	5	-	12		1.15	1.5	1.2
ТВТ-10/50	5000	5	-	10		1.45	1.56	1.2
ТВТ-10	400	5	-		28	0.014	0.2	1.2
ТВТ-10	5000	5	-	10	28	0.94	0.5	1.2
ТВТ-10	6000	5	-	12	28	1.14	1	1.2
ТВТ-10	12000	5	-	24	28	1.8	2	1.2
ТПЛ-10	100	5	P	13	45	0.22	0	0.6
ТПЛ-10	100	5	0.5	5	45	0.18	0.22	0.4
ТПЛ-10К	300	5	0.5	12	16.7	0.123	0.02	0.4
ТПШЛ-10	2000	5	P	24		0.65	0	1.2
ТПШЛ-10	2000	5	0.5	18		0.58	0.27	0.8
ТПШЛ-10	3000	5	P	24		1.04	0.27	1.2
ТПШЛ-10	3000	5	0.5	18		0.83	0.23	0.8

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.7 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

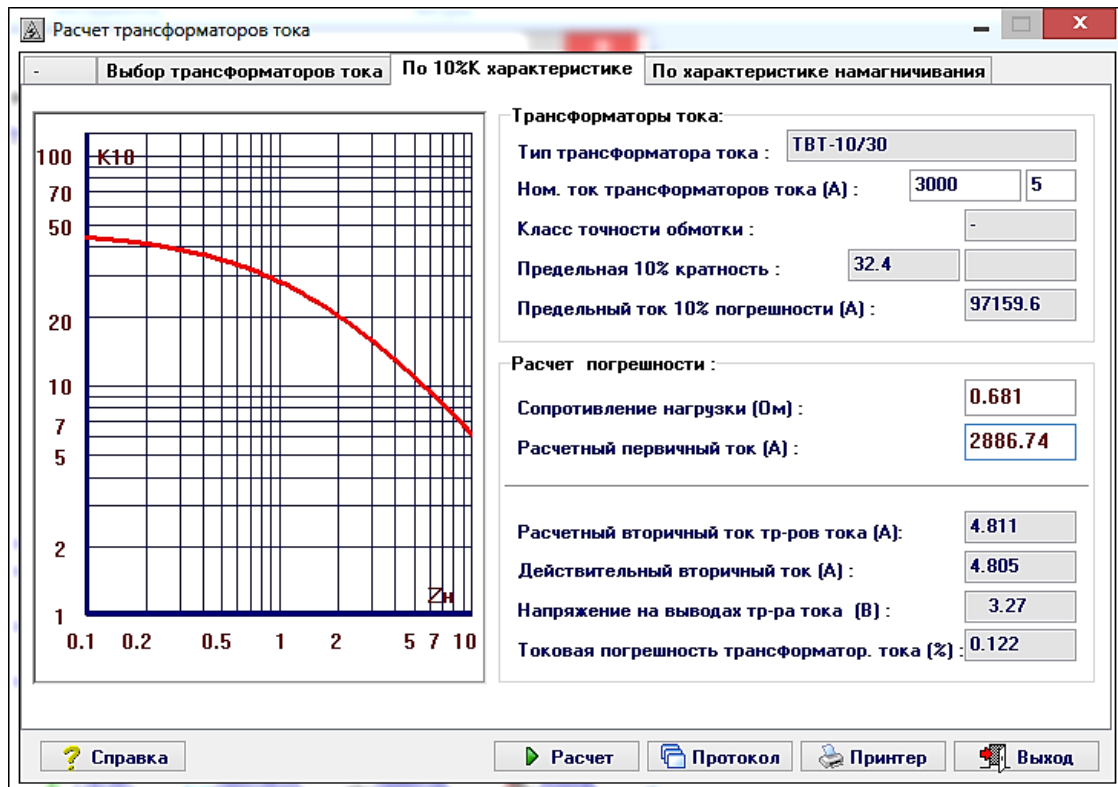


Рисунок Б.8 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Приложение В

Расчет ТЗНП АТ

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Multisim V12 (рисунки В.1-В.3).

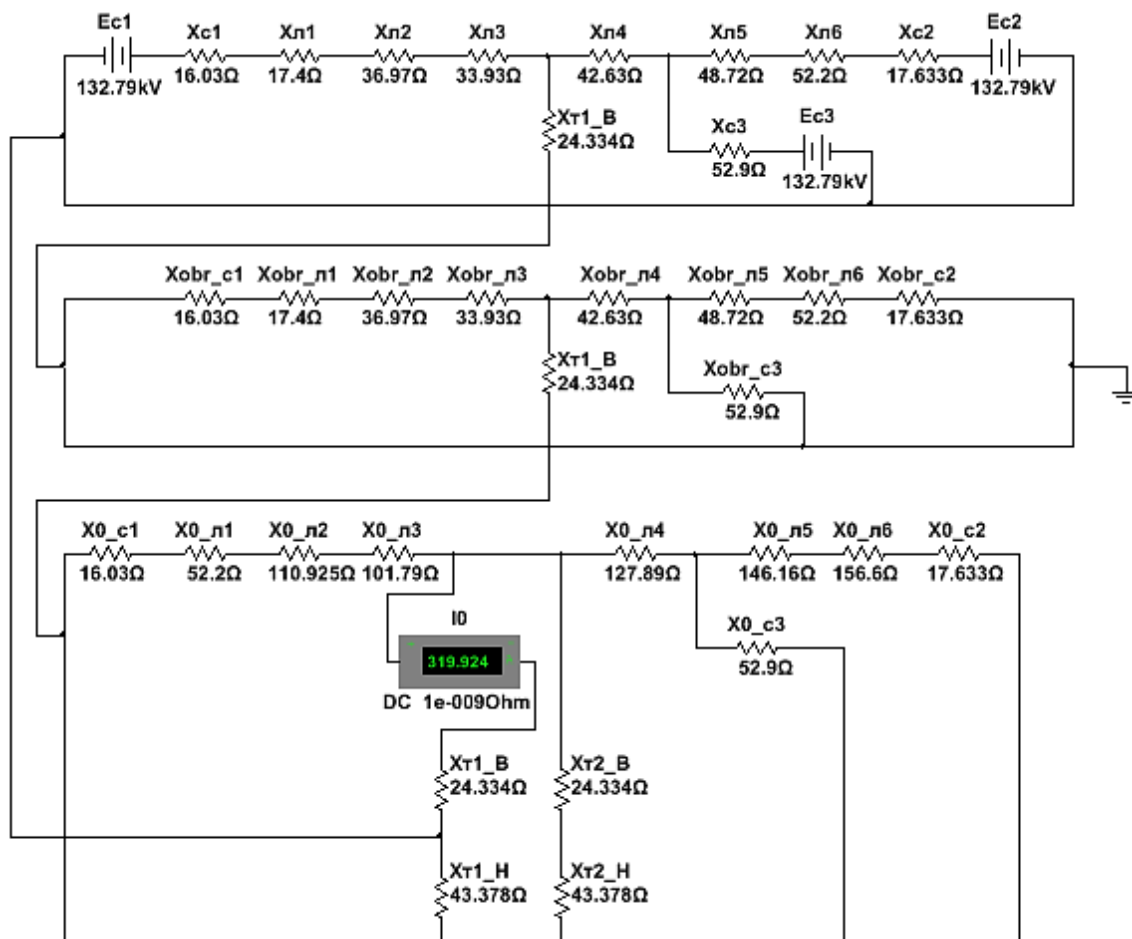


Рисунок В.1 – Однофазное КЗ на СН

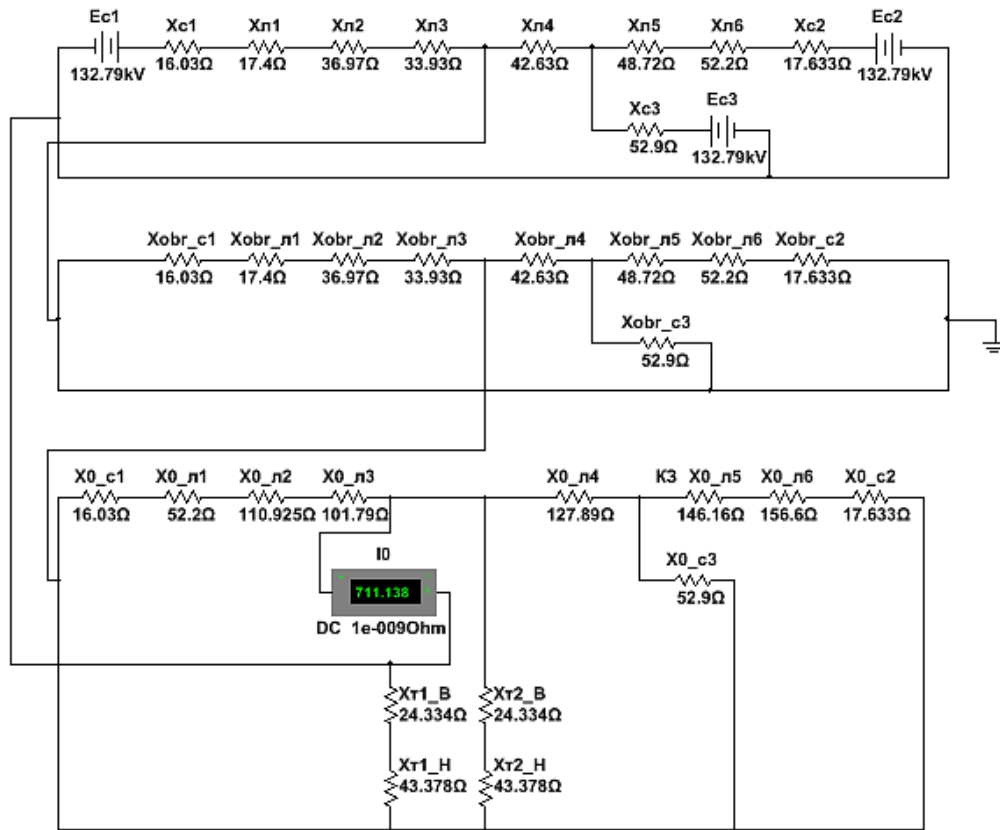


Рисунок В.2 – Однофазное КЗ на ВН

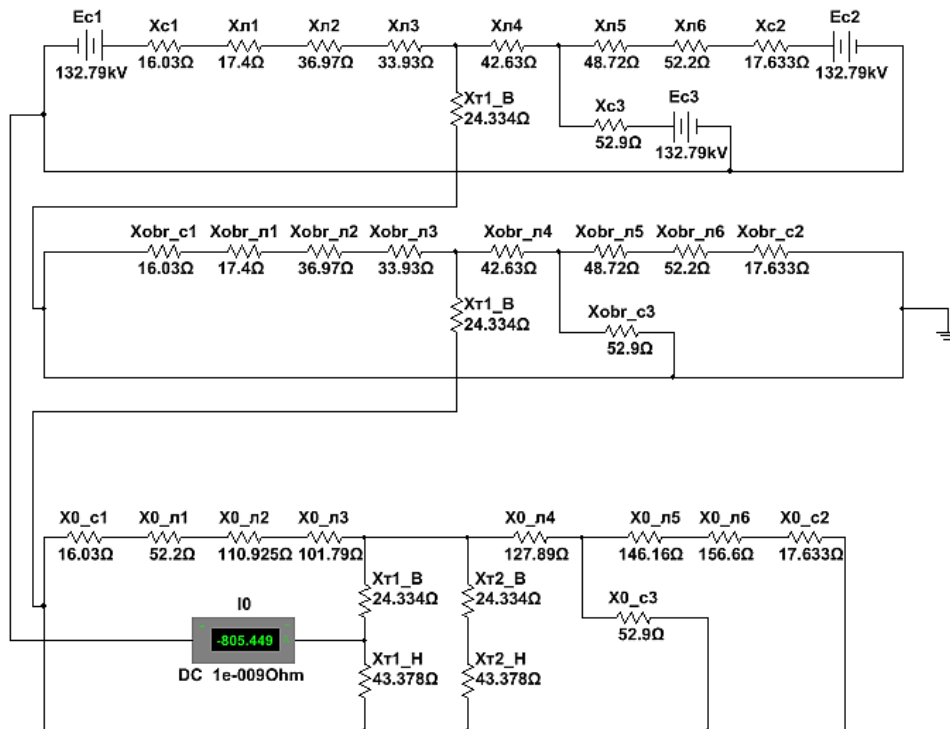


Рисунок В.3 – Однофазное КЗ на СН

Приложение Г

Расчет дистанционная защита линии 220 кВ

Фазное напряжение систем:

$$E_{c1.\phi} = E_{c2.\phi} = E_{c3.\phi} = \frac{230 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 230} = 132,79 \text{ о. е.}$$

где $U_c = 230$ кВ – заданное напряжение системы, кВ;
 $U_{cp} = 230$ кВ – среднее напряжение системы, кВ.

Сопротивления систем:

$$x_{c1.max} = \frac{230^2}{3300} = 16,03 \text{ Ом,}$$

$$x_{c1.min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 330} = 18,426 \text{ Ом,}$$

$$x_{c2.max} = \frac{230^2}{3000} = 17,633 \text{ Ом,}$$

$$x_{c2.min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 3000} = 20,268 \text{ Ом,}$$

$$x_{c3.max} = \frac{230^2}{1000} = 52,9 \text{ Ом,}$$

$$x_{c3.min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 1000} = 60,804 \text{ Ом,}$$

где $S_{к.с.max}$ – максимальная мощность КЗ системы, МВА;
 $S_{к.с.min}$ – минимальная мощность КЗ системы, МВА.

Сопротивления линий:

$$x_{л1} = \frac{0,435 \cdot 40 \cdot 230^2}{230^2} = 17,4 \text{ Ом.}$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление токам прямой последовательности, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{\text{ср}} = 230$ кВ – среднее напряжение линии, кВ.

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу Г.1.

Таблица Г.1 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Хл, Ом
Л1	40	230	17,4
Л2	85	230	36,97
Л3	78	230	33,93
Л4	98	230	42,63
Л5	112	230	48,72
Л6	120	230	52,2

Схема замещения ЛЭП показана на рисунке Г.1.

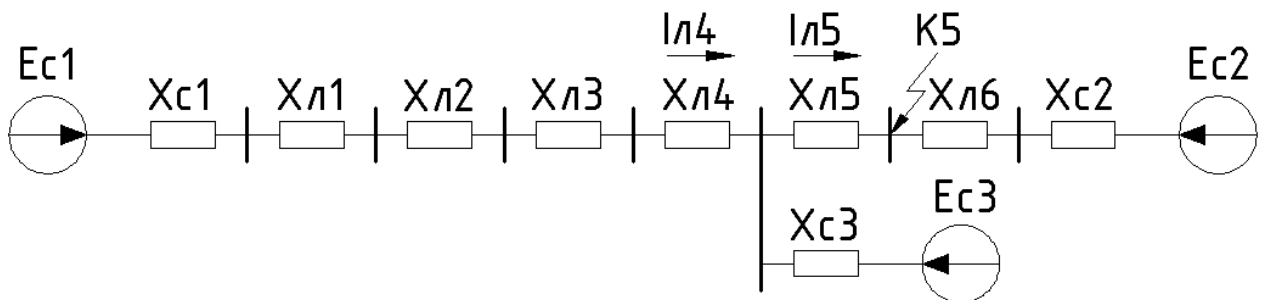


Рисунок Г.1 – Схема замещения ЛЭП

Расчет токов $I_{\text{л4}}$ и $I_{\text{л5}}$ с использованием программы Multisim V12 показан на рисунке Г.2.

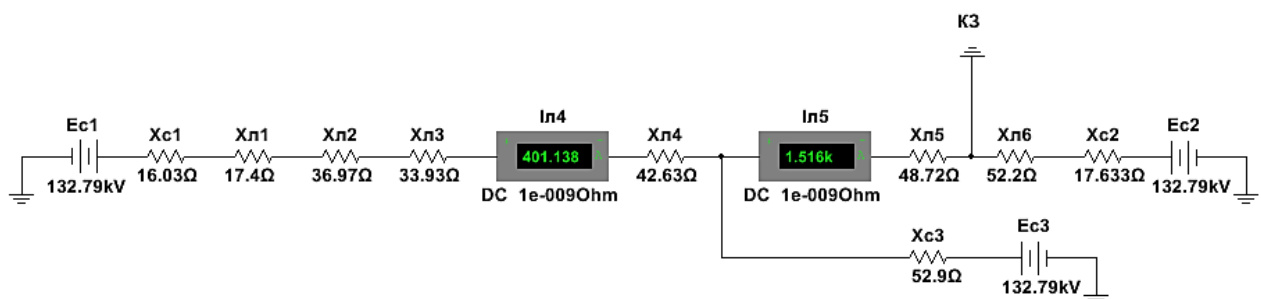


Рисунок Г.2 – Определение токов $I_{\text{л4}}$ и $I_{\text{л5}}$ при помощи программы NI Multisim 12.0

Приложение Д

Расчет ТЗНП линии 220 кВ

Схема замещения нулевой последовательности:

Сопротивления трансформатора:

$$x_{ТВ} = \frac{(U_{кВ-Н\%} + U_{кВ-С\%} - U_{кС-Н\%})}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}} = \frac{23}{200} \cdot \frac{230^2}{250} = 24,334 \text{ Ом},$$

$$x_{ТС} = \frac{(U_{кВ-С\%} + U_{кС-Н\%} - U_{кВ-Н\%})}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}} = \frac{0}{200} \cdot \frac{230^2}{250} = 0,$$

$$x_{ТН} = \frac{(U_{кВ-Н\%} + U_{кС-Н\%} - U_{кВ-С\%})}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}} = \frac{41}{200} \cdot \frac{230^2}{250} = 43,378 \text{ Ом}.$$

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

Сопротивления линий:

$$x_{Л1}^0 = 1,305 \cdot 40 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 52,2 \text{ Ом}.$$

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

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

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу Д.1.

Таблица Д.1 – Сопротивление линий прямой, обратной и нулевой последовательности для ЛЭП

Линия	Длина, км	$U_6, U_{ср}$, кВ	$x_{уд}^0$, Ом/км	x_L^0 , Ом	x_L , Ом
Л1	40	230	1,305	52,2	17,4
Л2	85	230	1,305	110,925	36,97
Л3	78	230	1,305	101,79	33,93
Л4	98	230	1,305	127,89	42,63
Л5	112	230	1,305	146,16	48,72
Л6	120	230	1,305	156,6	52,2

Сопротивления систем:

$$x_{c1.max}^0 = x_{c1.max} = 16,03 \text{ Ом},$$

$$x_{c1.min}^0 = x_{c1.min} = 18,426 \text{ Ом},$$

$$x_{c2.max}^0 = x_{c2.max} = 17,633 \text{ Ом},$$

$$x_{c2.min}^0 = x_{c2.min} = 20,268 \text{ Ом},$$

$$x_{c3.max}^0 = x_{c3.max} = 52,9 \text{ Ом},$$

$$x_{c3.min}^0 = x_{c3.min} = 60,804 \text{ Ом}.$$

Схема замещения ЛЭП показана на рисунке Д.1.

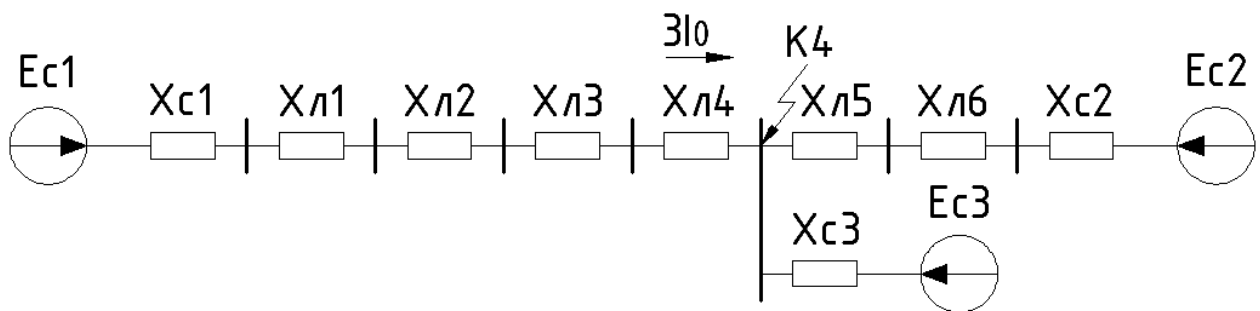


Рисунок Д.1 – Схема замещения

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Multisim V12 (рисунки Д.2-Д.3).

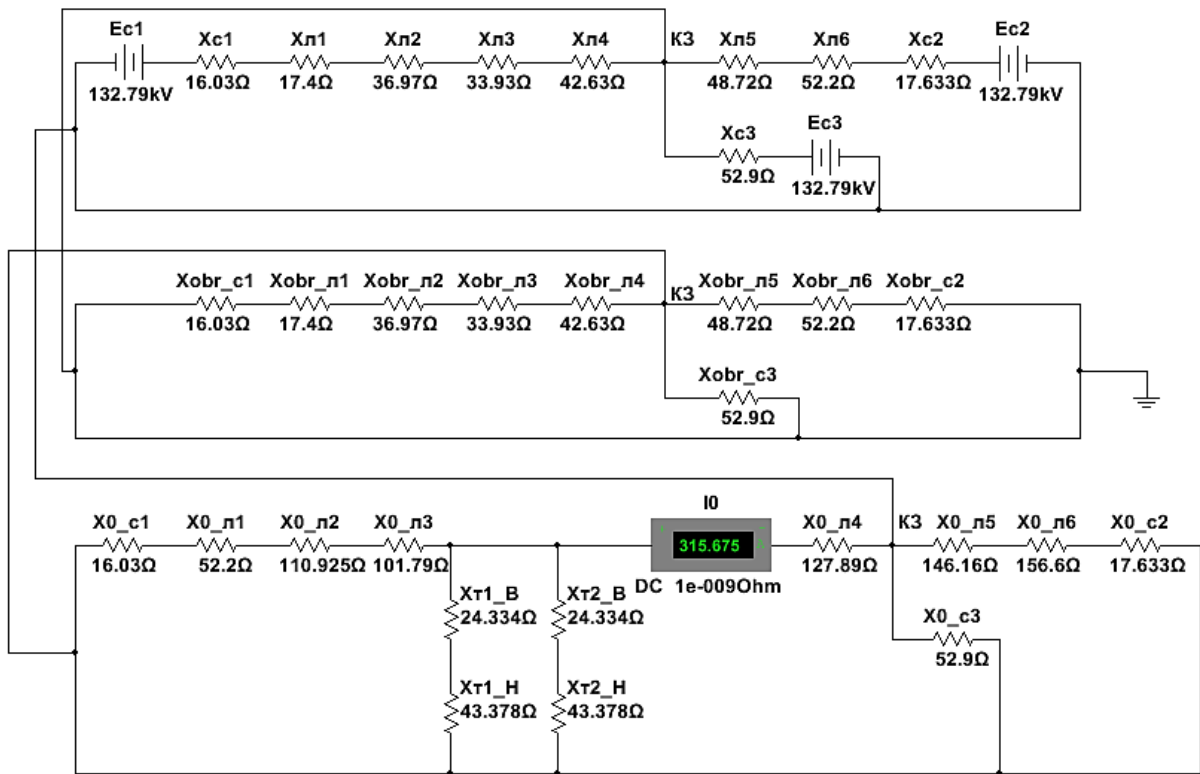


Рисунок Д.2 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

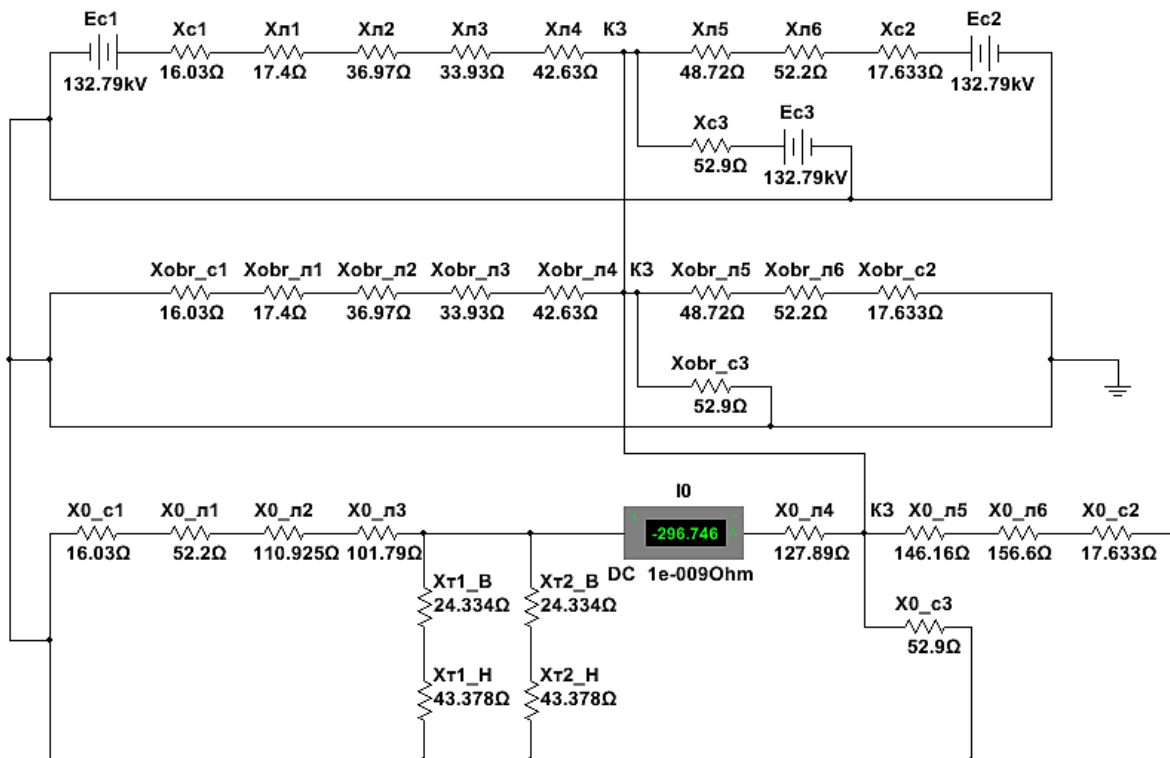


Рисунок Д.3 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Схема замещения ЛЭП показана на рисунке Д.4.

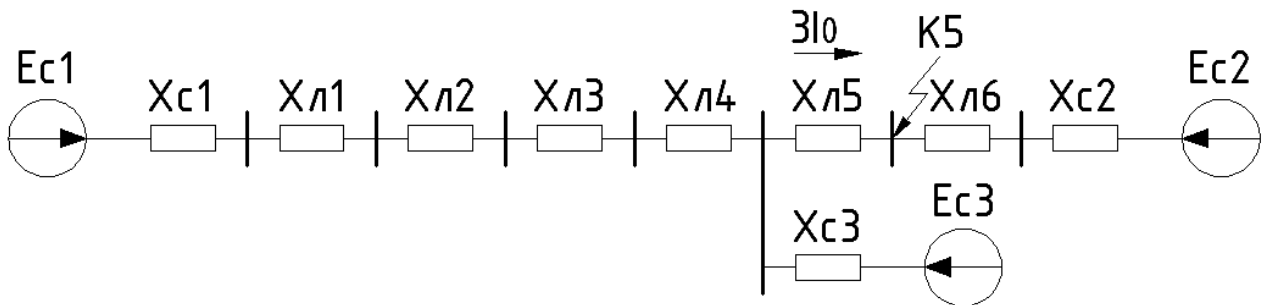


Рисунок Д.4 – Схема замещения

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Multisim V12 (рисунки Д.5-Д.6).

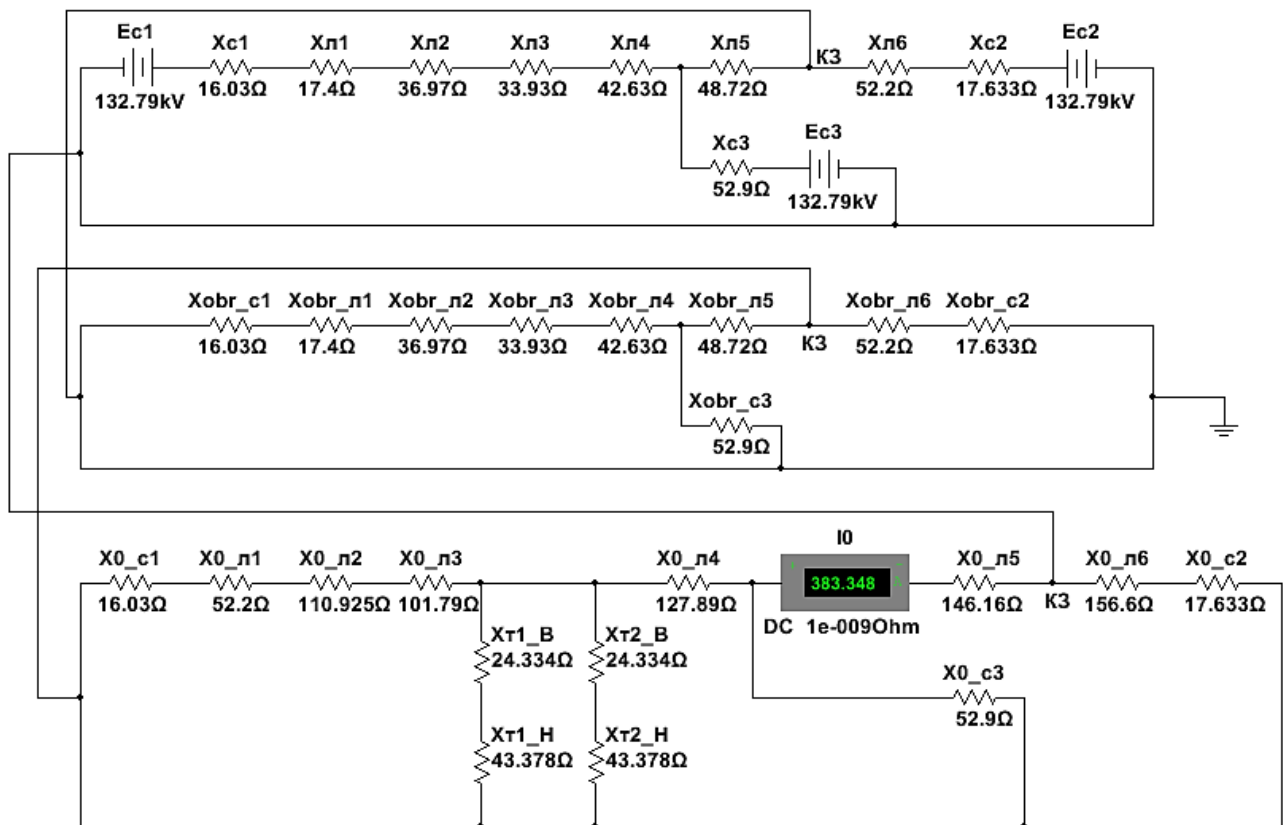


Рисунок Д.5 – Однофазное КЗ в конце смежной линии W5

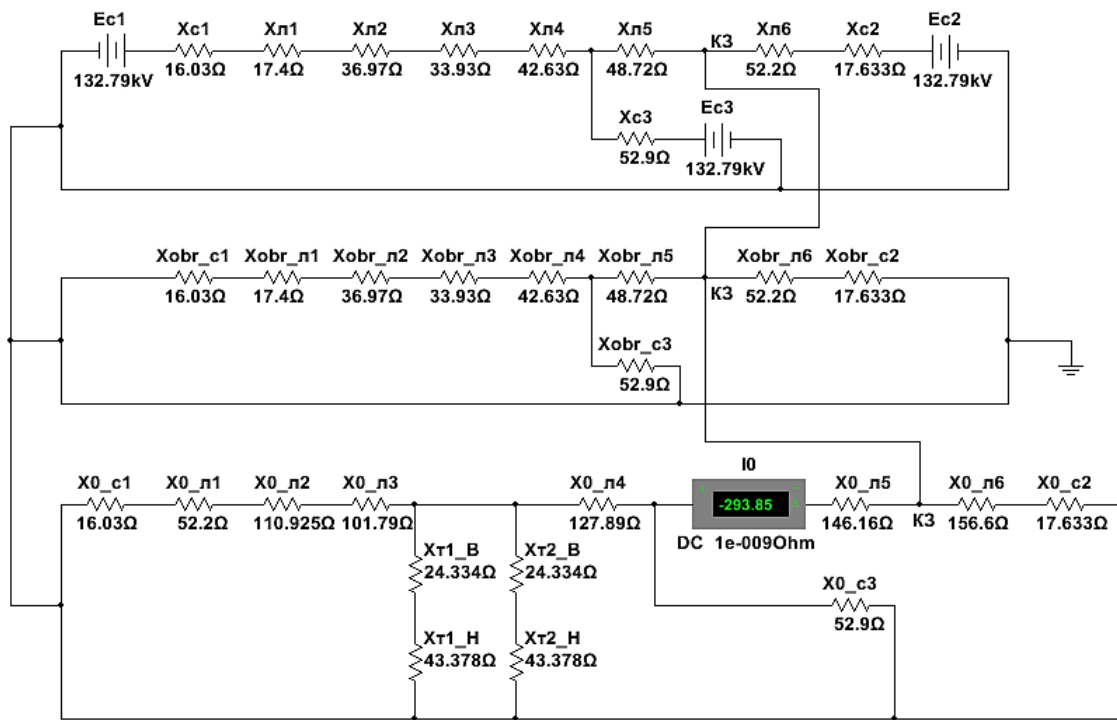


Рисунок Д.6 – Двухфазное КЗ в конце смежной линии W5

Расчет токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$ с использованием программы Multisim V12 показан на рисунке Д.7.

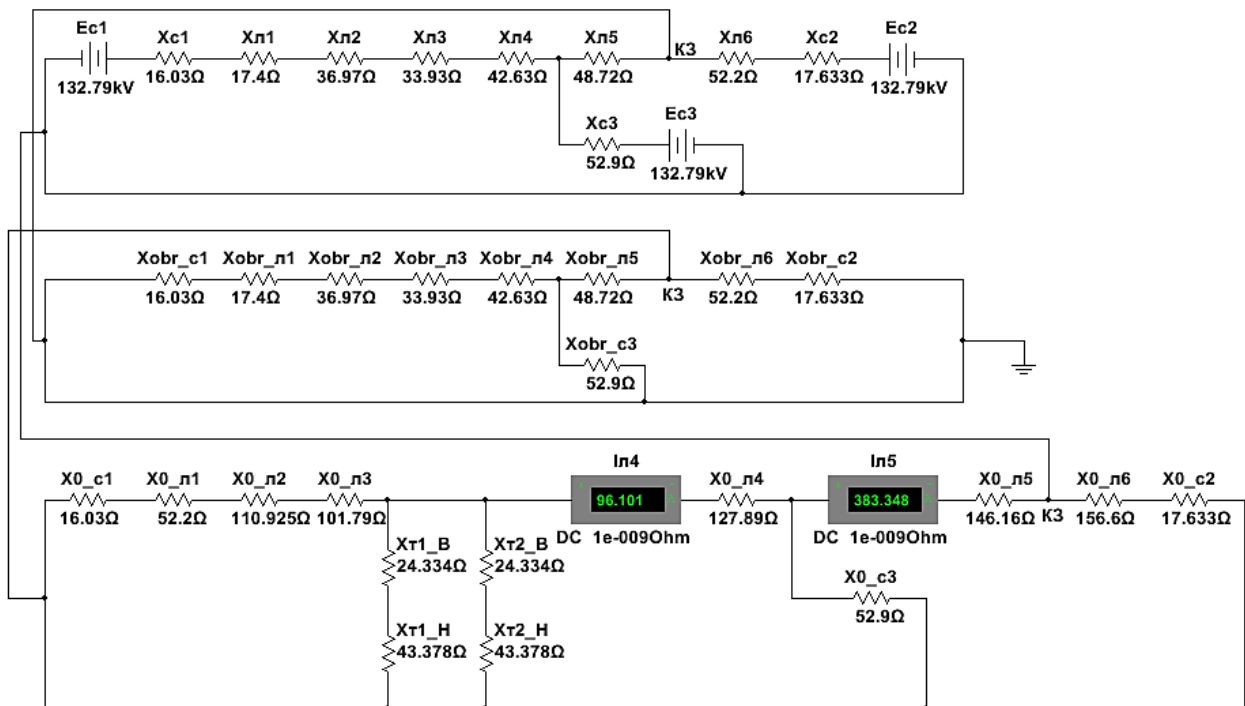


Рисунок Д.7 – Определение токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке Д.8.

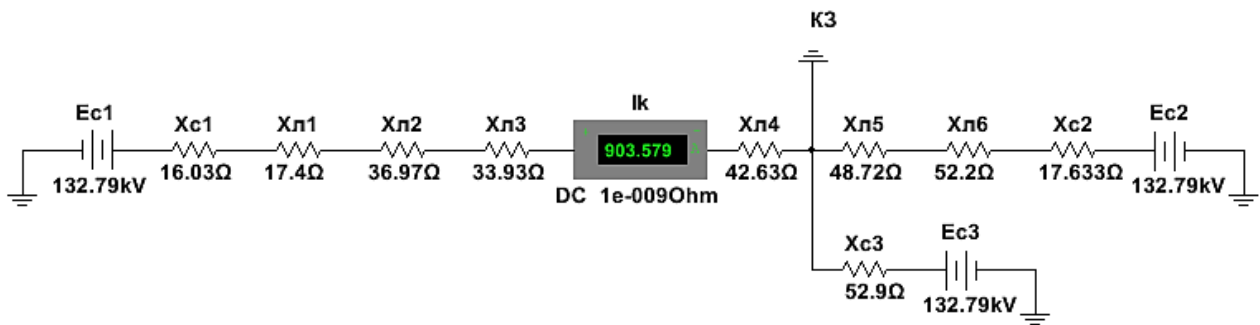


Рисунок Д.8 – Схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Multisim V12 (рисунок Д.9).

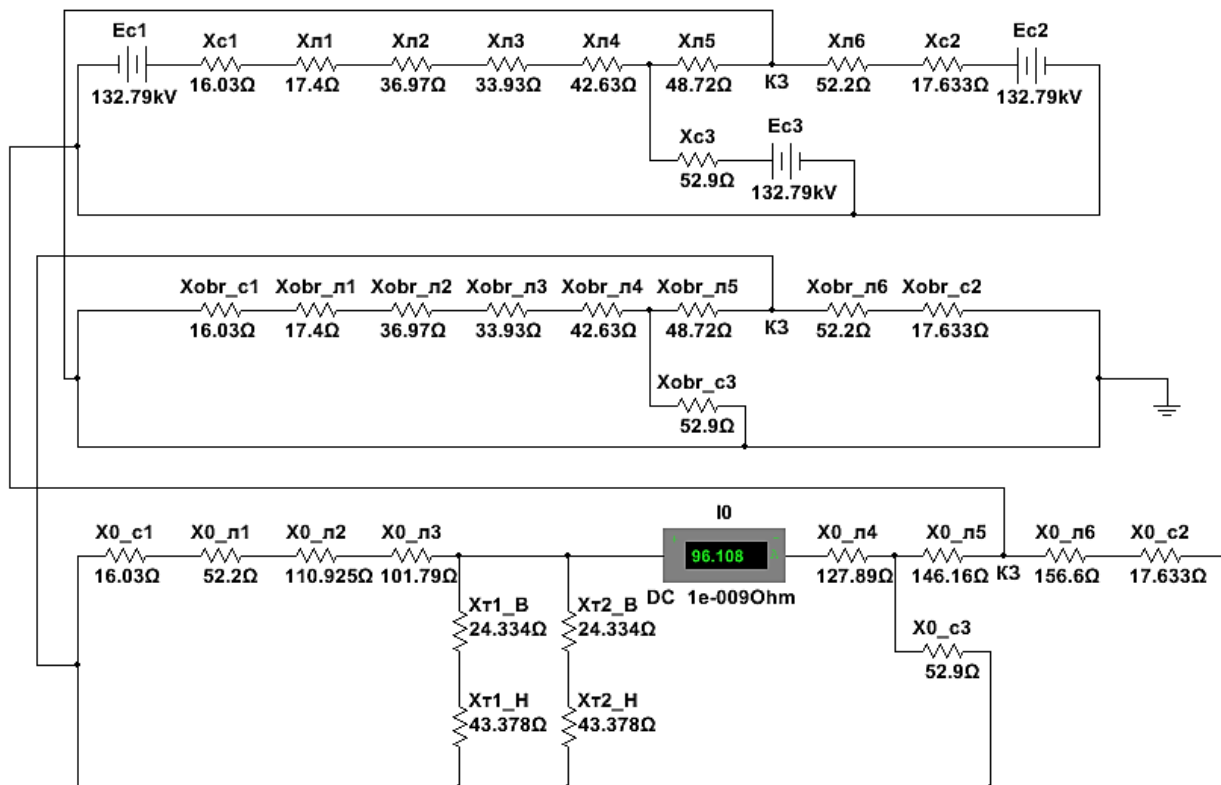


Рисунок Д.9 – Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в конце линии W4