

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: Расчет релейной защиты подстанции «Чилисай» 220/110/10 кВ  
Актюбинских МЭС

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Бекмамбетов С.С., РЗ-10-04  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Масленников А.А., нач. электроучастка ТОО  
«Универсал Энерго Снаб»  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

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

по безопасности жизнедеятельности:

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

по применению вычислительной техники:

Уткин Л.А., старший преподаватель  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 03 » \_\_\_\_\_ 2014 г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 04 » \_\_\_\_\_ 2014 г.  
(подпись)

Рецензент: Литвина О.Ю., инженер службы РЗА АМЭС филиал «КЕГОС»  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический  
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика  
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

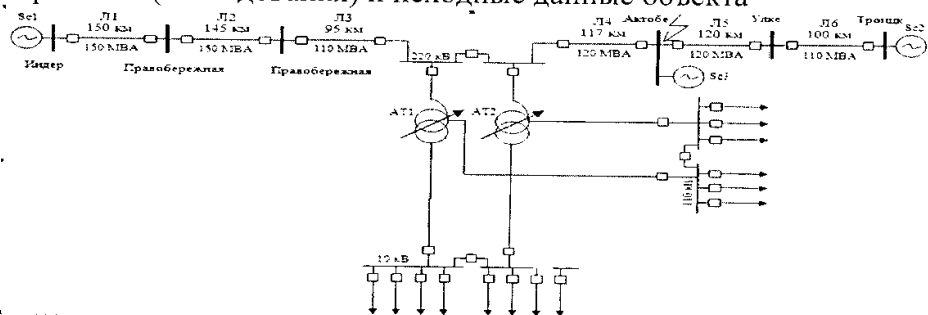
Студент Бекмамбетов Самат Смагулович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции «Чилисай» 220/110/10 кВ  
Актюбинских МЭС

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



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

Мощности систем:  $S_{КЗС1} = 280$  МВА;

$S_{КЗС2} = 320$  МВА.

$S_{КЗС3} = 70$  МВА

Параметры линии:

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{1уд.}$ , Ом/км	$R_{1уд.}$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км
Л1	150	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л2	145	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л3	95	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л4	117	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л5	120	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л6	100	АС-240	0,418	0,131	1,293

Отмечены точки КЗ:

– К1 – однофазное стороне ВН (220 кВ);

- К2 – однофазное на стороне ВН (220 кВ);
- К3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);
- К4 – Трёхфазное на стороне СН (110 кВ);
- К5 – Трёхфазное на стороне ВН (220 кВ).

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

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.14.ЭЭ.42.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Чилисай» 220/110/10кВ
- 2) 5BO71800.14.ЭЭ.42.Э4 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора
- 3) 5BO71800.14.ЭЭ.42.Э4 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит линии W3 (W4)
- 4) 5BO71800.14.ЭЭ.42.Э4 – Автоматика и Управление
- 5) 5BO71800.14.ЭЭ.42.Э4 – Цепи управления выключателем
- 6) 5BO71800.14.ЭЭ.42.Э6 – Автоматический ввод резерва

Рекомендуемая основная литература:

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Экономическая часть	Валиева Л.И.	16.04 - 03.06.14	<i>Л.И. Валиева</i>
БЖД	Саматова Т.С.	11.04 - 03.06.14	<i>Т.С. Саматова</i>
по прил. выг. тех.	Ташкиров М.В.	17.03 - 03.06.14	<i>М.В. Ташкиров</i>

# ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка табличной схемы электрических соединений	28.10.2013	
2	Расчет токов короткого замыкания	12.11.2013	
3	Выбор электрического оборудования	05.12.2013	
4	Проектирование релейной защиты автотрансформатора	20.01.2014	
5	Проектирование релейной защиты линии 220 кВ	20.02.2014	
6	Специальная часть. Быстродействующий автоматический ввод резерва	27.03.2014	
7	Экономическая часть	10.04.2014	
8	Безопасность жизнедеятельности	22.04.2014	
9	Составление графического материала		

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель \_\_\_\_\_ Масленников А.А.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ Бекмамбетов С.С.  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **Андатпа**

Бұл дипломдық жобада Ақтобе облысы «Чилисай» подстанциясының релейлік қорғау және автоматтандыру жасалды.

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

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте было разработана релейная защита и автоматика подстанции «Чилисай» в Актюбинской области.

Составлена схема замещения сети, расчет токов короткого замыкания, выбрано силовое оборудование, а также оборудование релейной защиты.

Выполнены графические работы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономической целесообразности и безопасности жизнедеятельности.

## **Annotation**

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

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

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

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

## Содержание

	Перечень сокращений и обозначений	7
	Введение	9
1	Исходные данные к проекту	10
2	Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	12
2.1	Общие положения	12
2.2	Выбор принципиальной схемы подстанции	12
2.3	Выбор схем РУ СН и ВН подстанции	13
2.4	Расчет токов короткого замыкания	18
2.5	Выбор схемы РУ НН подстанции	18
2.6	Выбор электрических аппаратов	20
3	Проектирование релейной защиты элементов подстанции	29
3.1	Основные положения	29
3.2	Релейная защита автотрансформаторов подстанции	30
4	Релейная защита линии 220 кВ	46
5	Специальная часть. Быстродействующий автоматический ввод резерва	64
5.1	Общие положения	64
5.2	Реализация быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) в комплектных распределительных устройствах 10кВ	65
5.3	Сверхбыстродействующие выключатели ВВ/TEL	70
5.4	Контроллер автоматического ввода резервного питания	73
5.5	Шкаф Автоматического Включения Резерва типа ШАВР	75
6	Экономическая часть	78
6.1	Общие положения	78
6.2	Расчет капитальных вложений	79
6.3	Расчет эксплуатационных издержек	80
6.4	Расчет себестоимости и тарифа на электроэнергию	81
7	Безопасность жизнедеятельности	86
7.1	Общие положения	86
7.2	Анализ условий труда	86
7.3	Расчет заземляющего устройства	87
7.4	Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную работу персонала	94
7.5	Наружное освещение	95
	Заключение	97
	Список использованной литературы	98
	Приложение А. Расчет токов короткого замыкания	100
	Приложение Б. Выбор трансформаторов тока	104
	Приложение В. Схемы замещения расчетов токов КЗ для ТЗНП	107
	Приложение Г. Специальная часть	111

## Перечень сокращений и обозначений

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

## Введение

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

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

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

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

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

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

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

В специальной части предоставлен анализ чувствительности токовой защиты нулевой последовательности.

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

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

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



## 1 Исходные данные к дипломному проекту

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

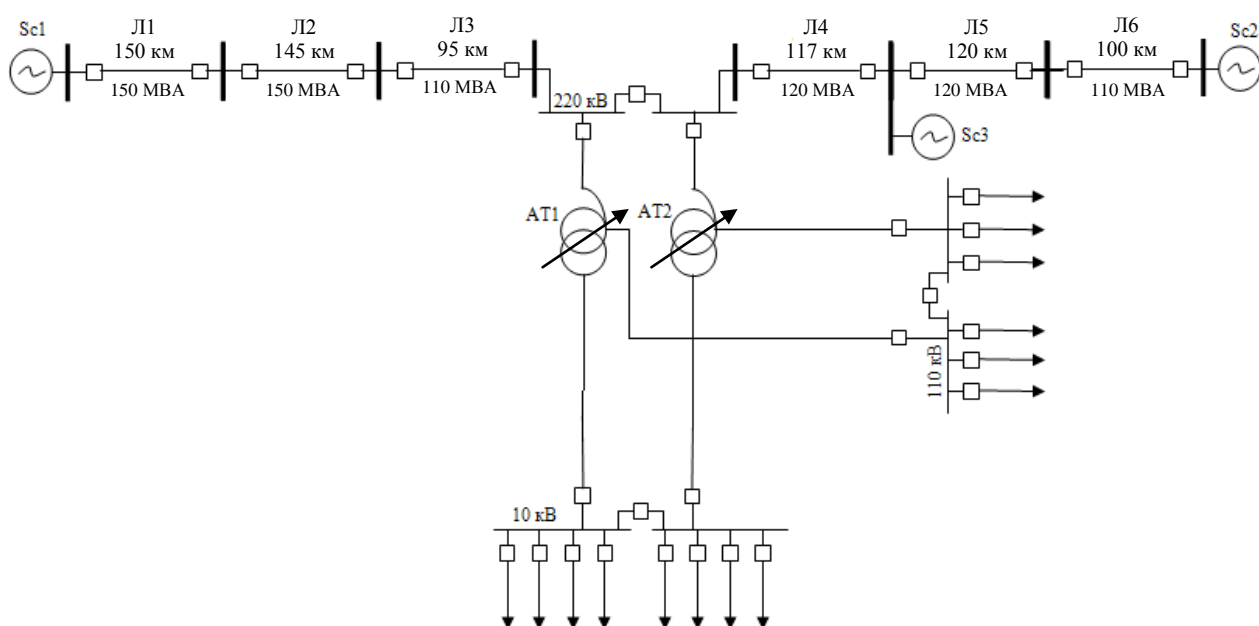


Рисунок 1.1 - Схема подстанции «Чилисай» 220/110/10 кВ

Таблица 1.1- Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{\text{луд.}}$ , Ом/км	$R_{\text{луд.}}$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км
Л1	103	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л2	150	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л3	90	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л4	160	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л5	140	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л6	50	АС-240	0,418	0,131	1,293

Таблица 1.2 - Данные потребителей на 110 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Нагрузка, МВт	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66

Таблица 1.3 - Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Нагрузка, МВт	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66

Таблица 1.4 - Номинальные параметры автотрансформатора АДЦТН - 125000/220/110

$S_{НОМ}$ , МВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт				Uк, %		
	ВН	СН	НН	$P_x$	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН-НН
125	230	115	10,5	65	315	280	275	11	45	28

Таблица 1.5 - Мощности систем

Мощности систем		
$S_{кзс1}$ , МВ·А	$S_{кзс2}$ , МВ·А	$S_{кзс3}$ , МВ·А
280	320	70

## **2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции**

### *Общие положения*

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

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

При выборе схем электрических соединений подстанции должны учитываться факторы:

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

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

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

### **2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции**

Основой выбора принципиальной схемы является выбор силового трансформатора.

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

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

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

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

Учитывая всю существующую нагрузку подстанции и перспективу развития энергосистемы данного района, выбираем 2 автотрансформатора мощностью каждый по 125 МВА.

Итак, устанавливаем на подстанции 2 автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110, параметры которого указаны в исходных данных дипломного проекта.

### **2.3 Выбор схем РУ СН и ВН подстанции**

#### *Общие требования*

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

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

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

При выборе электрических схем РУ должны обеспечиваться следующие требования:

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

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

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

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

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

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

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

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

К основным требованиям, по которым оценивают возможность применения данной схемы, относятся:

- а) надежность;
- б) простота и оперативная гибкость;
- в) возможность расширения.

#### *Выбор электрической схемы РУ 110 кВ*

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

а) схема – одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин (рисунок 2.1):

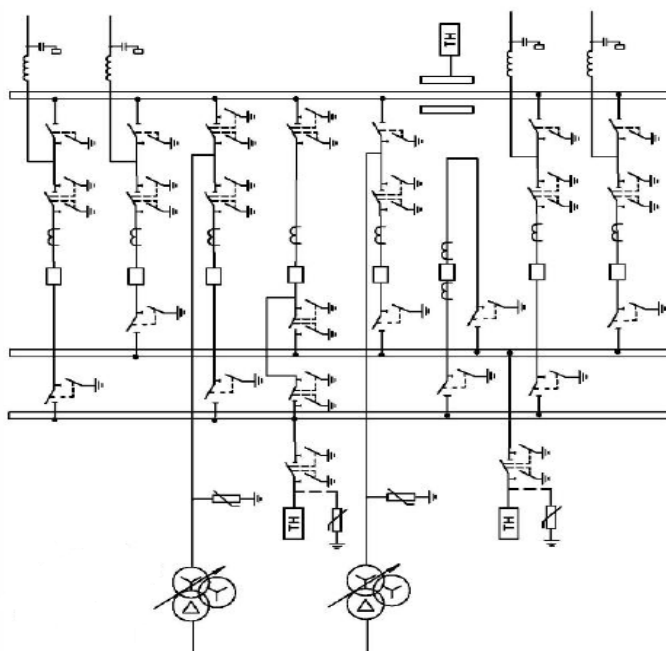


Рисунок 2.1- Схема ОРУ 110 кВ. Вариант 1

Данная схема примечательна относительной простотой. Схема обеспечивает возможность расширения. Половина линий и автотрансформаторов присоединена к одной секции, другая половина - ко второй секции; при этом секционный выключатель включён и обеспечивает параллельную работу всех присоединений. При замене рабочего выключателя обходным производятся следующие действия: включают обходной выключатель; включают обходной разъединитель ремонтируемого присоединения; отключают выключатель, подлежащий

ремонту, и соответствующие разъединители. Защита цепи на время ремонта осуществляется обходным выключателем, снабженным соответствующим комплектом релейной защиты.

К недостаткам данной схемы следует отнести:

1) 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;

2) 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. Достоинством является и то, что при КЗ на одной секции шин потребители теряют питание только на время переключения на обходную секцию шин.

б) схема – две рабочие и обходная система шин (рисунок 2.2):

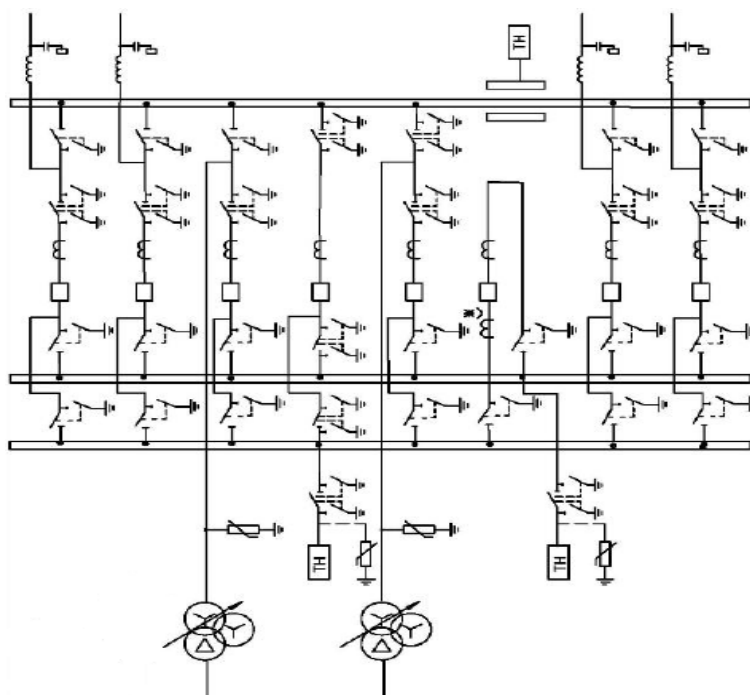


Рисунок 2.2 - Схема ОРУ 110 кВ. Вариант 2

Широкое применение данной схемы в РУ 110 кВ обусловлено её большой оперативной гибкостью и надёжностью. Применение двух совмещённых ШСОВ, включаемых последовательно через обходную систему шин, позволяет исключить потерю двух секций в случае отказа одного из них и обеспечить возможность ремонта каждого из них. Схема обеспечивает возможность расширения. В нормальном режиме половина линий и автотрансформаторов присоединена к одной системе шин, другая половина - ко второй системе; при этом ШСОВ включён и обеспечивает параллельную

работу всех присоединений. При необходимости использовать ШСОВ по прямому назначению надо отключить его, разделив рабочие системы шин, затем отключить разъединитель в перемычке и воспользоваться ОВ. К недостаткам данной схемы следует отнести:

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

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

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

#### *Выбор электрической схемы РУ 220 кВ*

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

а) Схема с одной секционированной системой шин (рисунок 2.3):

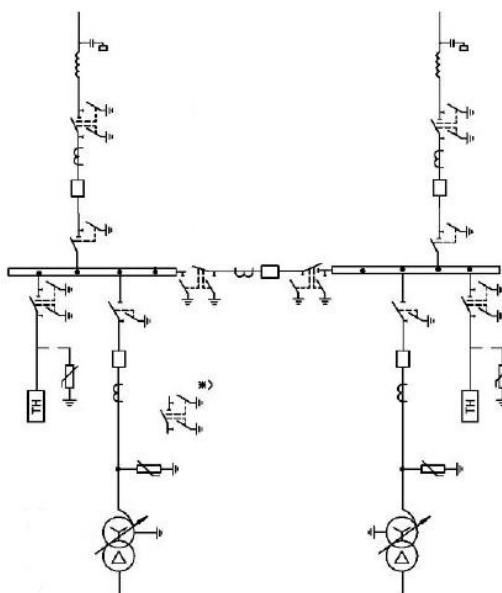


Рисунок 2.3 - Схема ОРУ 220 кВ. Вариант 1

Схема с одной секционированной системой шин применяется на напряжение до 220 кВ включительно при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на

любой из секций, т.е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин.

К достоинствам данной схемы можно отнести:

- 1) экономичность;
- 2) разъединители используются только для ремонтных работ.

К недостаткам данной схемы отнесём:

- 1) при выводе в ремонт одного из выключателей и КЗ в соседнем присоединении приводит к отключению неповреждённого присоединения;
- 2) недостаточная надёжность;
- 3) невозможность развития схемы.

б) схема с двумя рабочими и обходной системами шин (рисунок 2.4):

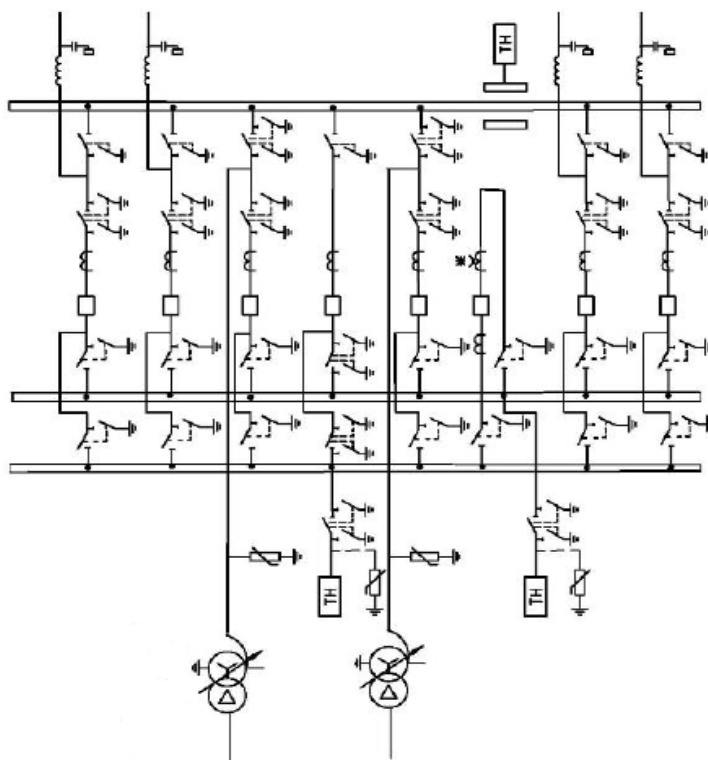


Рисунок 2.4 - Схема ОРУ 220 кВ. Вариант 2

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



К недостаткам данной схемы следует отнести:

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

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

В случае с данной подстанцией целесообразно выбрать схему ОРУ 220 кВ – одна рабочая секционированная система шин, несмотря на ее недостаточную надежность.

Данная подстанция является резервируемой, присоединений на напряжении 220 кВ только 2, подстанция – транзитная, и поэтому допускается применение вышеуказанной схемы ОРУ 220 кВ. Она гораздо экономически выгодна по сравнению со схемой – две рабочие и обходная системы шин. Отдаем предпочтение 1 варианту.

## **2.4 Расчет токов КЗ**

Для выбора электрооборудования необходимо посчитать ток трехфазного короткого замыкания.

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

В расчетах не учитывается:

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

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

- а) Составляется расчетная схема. Намечаются точки КЗ.

Расчетная схема замещения показана на рисунке 2.5. Отмечены точки КЗ:

К1 – на стороне ВН (220 кВ);

К2 – на стороне СН (110 кВ);

К3 – на стороне НН (10 кВ);

*Расчет токов короткого замыкания показан в приложении А.*

## **2.5 Выбор схемы РУ НН подстанции**

*Общие положения*

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ

Вариант 1. Схема КРУ-С-1/-8.4ТЭ 10 кВ с ячейкой ввода одностороннего обслуживания (рисунок 2.5)

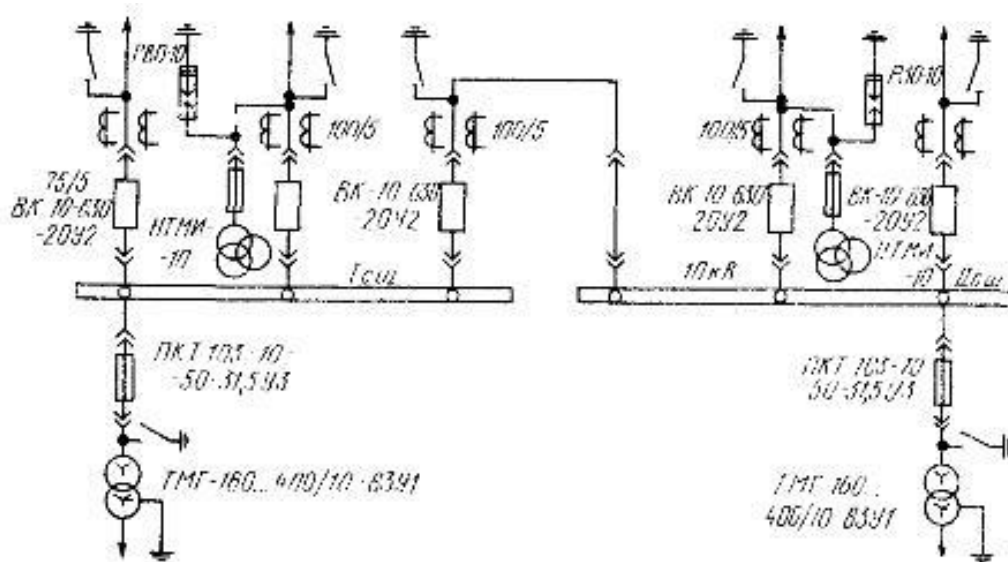


Рисунок 2.5 – Схема КРУ-С-1/-8.4ТЭ 10 кВ

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

Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, при необходимости легко производятся реконструкция и расширения электроустановки.

Вариант 2. Схема РУ 10 кВ. С одной системой сборных шин секционированной выключателем (рисунок 2.6)

Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время электроустановки. Основными достоинствами:

- схема проста и наглядна;

- на каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения в нормальных и аварийных режимах;

- в следствии однотипности и простоты операции с разъединителями аварийности из-за неправильных действий дежурного персонала мала.

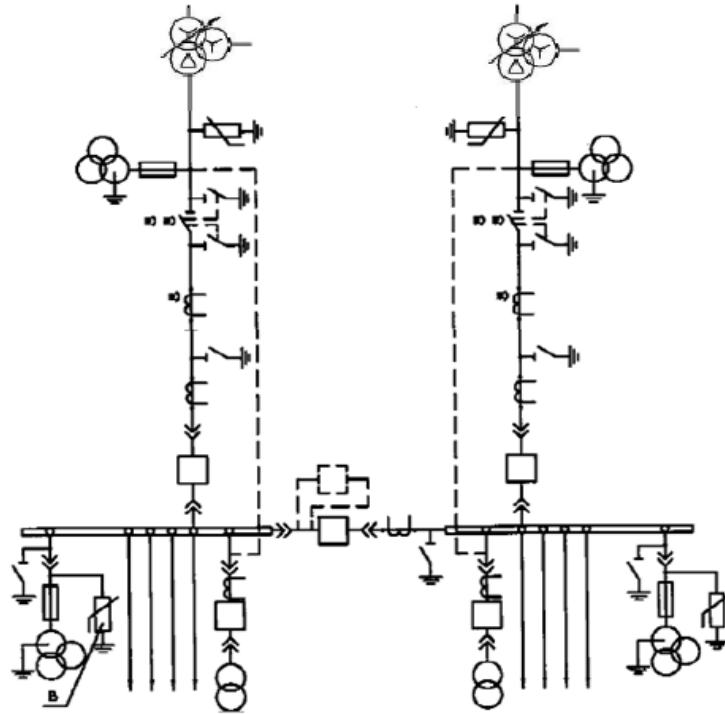


Рисунок 2.6 – Схема РУ 10 кВ.

Однако схема обладает рядом недостатков:

- при повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

Приняли к установке вариант 1 КРУ-С-1/-8.4ТЭ 10 кВ с ячейкой ввода одностороннего обслуживания. Данный выбор обусловлен фактором занимаемой площади распределительного устройства, т.к. ОРУ занимает большую площадь отчуждения, а КРУ является компактным РУ и занимает гораздо меньшую площадь. Стоимость проведения монтажных работ по установке РУ для КРУ является меньшей по сравнению с ОРУ, также КРУ проста для обслуживания.

## 2.6 Выбор электрических аппаратов

### *Выбор выключателей.*

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

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

$$\begin{aligned}
 U_{ном} &\geq U_{уст.ном}, \text{ кВ}, \\
 I_{ном} &\geq I_{раб.мах}, \text{ А}, \\
 i_{дин} &\geq i_{уд}, \text{ кА}, \\
 I_{дин} &\geq I_{кз}, \text{ кА}, \\
 I_{тер}^2 \cdot t_{тер} &\geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

Рабочий ток определяется следующим образом:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.13)$$

В РУ 220 кВ максимальный рабочий ток протекает через выключатель в цепи автотрансформатора, когда второй автотрансформатор отключен:  
 $S_{вн}=125 \text{ МВА}$

$$I_{макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 459,8 \text{ А}$$

Максимальный рабочий ток для РУ 110 кВ определяется при тех же условиях:

$$I_{макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 919,6 \text{ А}$$

Максимальный рабочий ток для РУ 10 кВ определяется при тех же условиях:

$$I_{макс} = 2 \cdot I_{раб} = 2 \cdot 722,5 = 1445 \text{ А}$$

Для РУ 220 кВ выбираем силовой выключатель 242PMR40-20 производства АБВ.

242PMR40-20 – высоковольтный баковый элегазовый выключатель. Элегазовый выключатель типа 242 PMR состоит из трех заземленных литых алюминиевых баков по одному дугогасительному устройству внутри, смонтированных на стальной опорной раме с порошковым покрытием.

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

Таблица 2.3 - Выбор выключателя РУ 220 кВ

Расчетные данные		Выключатель 242PMR40-20 (АБВ)		Выключатель LTB 245E1 (АБВ)	
$U_{уст.ном},$ кВ	220	$U_{ном},$ кВ	220	$U_{ном},$ кВ	245
$I_{макс},$ А	459,8	$I_{ном},$ А	2000	$I_{ном},$ А	2000
$i_y,$ кА	2,46	$I_{вкл},$ кА	80	$I_{вкл},$ кА	125
$I_{по},$ кА	0,958	$I_{откл},$ кА	40	$I_{откл},$ кА	50
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ кА <sup>2</sup> · с	2,87	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ кА <sup>2</sup> · с	120	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ кА <sup>2</sup> · с	150

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

Для РУ 110 кВ выбираем элегазовый силовой выключатель 145PM40-20В производства (АБВ). Силовой выключатель является трехполюсным автоматическим компрессионным в исполнении для наружной установки, где в качестве изолирующего и дугогасящего средства применяется элегаз.

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

Таблица 2.4 - Выбор выключателя РУ 110 кВ

Расчетные данные		Выключатель 145PM40-20В (АБВ)		Выключатель 3AP1 FG (SIEMENS)	
$U_{уст.ном},$ кВ	110	$U_{ном},$ кВ	145	$U_{ном},$ кВ	123
$I_{макс},$ А	919.6	$I_{ном},$ А	2000	$I_{ном},$ А	4000
$i_y,$ кА	3.5	$I_{вкл},$ кА	104	$I_{вкл},$ кА	100
$I_{по},$ кА	1.361	$I_{откл},$ кА	40	$I_{откл},$ кА	40
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ кА <sup>2</sup> · с	4	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ кА <sup>2</sup> · с	120	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ кА <sup>2</sup> · с	120

#### *Выбор разъединителей*

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

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

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \text{ А},$$

$$I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ кА},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}, \text{ кА}.$$

На РУ 220 кВ выбираем разъединитель SDF245 (ABB) ввиду его экономической целесообразности.

Параметры разъединителей и расчетные значения для проверки сведем в таблицы 2.6 – 2.7.

Таблица 2.6 - Выбор разъединителя РУ 220 кВ

Расчетные данные		Разъединителя SDF245 (ABB)		Разъединителя 3DN1CB (SIEMENS)	
$U_{уст.ном}, \text{ кВ}$	220	$U_{ном}, \text{ кВ}$	245	$U_{ном}, \text{ кВ}$	245
$I_{макс}, \text{ А}$	459.8	$I_{ном}, \text{ А}$	3150	$I_{ном}, \text{ А}$	3150
$i_{у}, \text{ кА}$	3,14	$I_{пр.скв}, \text{ кА}$	125	$I_{пр.скв}, \text{ кА}$	160
$B_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2.87	$B_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	375	$B_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	480

На РУ 220 кВ выбираем разъединитель SDF245 (ABB) фирмы SIEMENS ввиду его экономической целесообразности.

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

Таблица 2.7 - Выбор разъединителя РУ 110 кВ

Расчетные данные		Разъединителя SDF123 (ABB)		Разъединителя 3DN1CB (SIEMENS)	
$U_{уст.ном}, \text{ кВ}$	110	$U_{ном}, \text{ кВ}$	123	$U_{ном}, \text{ кВ}$	123
$I_{макс}, \text{ А}$	919.8	$I_{ном}, \text{ А}$	3150	$I_{ном}, \text{ А}$	3150
$i_{у}, \text{ кА}$	3.5	$I_{пр.скв}, \text{ кА}$	125	$I_{пр.скв}, \text{ кА}$	160
$B_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4	$B_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	375	$B_{к} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	480

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель SDF123 (ABB) фирмы SIEMENS ввиду его экономической целесообразности.

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

*Выбор измерительных трансформаторов тока*

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

$$\begin{aligned} U_{ном} &\geq U_{уст.ном}, \text{ кВ}, \\ I_{ном} &\geq I_{раб}, \text{ А}, \\ I_{сквоз} &\geq I_{уд}, \text{ кА}, \\ I_{тер}^2 \cdot t_{тер} &\geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ r_{2номТА} &\geq r_{2расч}, \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_k, \text{ Ом}, \quad (2.11)$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов, в проекте принимается  $r_k = 0,05 \text{ Ом}$ ;

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

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

Потребляемая мощность терминалов SIEMENS (по каталогу):

$$S_{терминал} = 0,3 B \cdot A.$$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{терминал}}{I_{2ТА}^2}, \text{ Ом}, \quad (2.12)$$

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

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

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

50 м, сечение кабеля –  $F = 2,5 \text{ мм}^2$ , тип кабеля – медный, удельное сопротивление меди  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ .

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S}, \text{ Ом}, \quad (2.13)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{50}{2,5} = 0,41, \text{ Ом}.$$

Расчетное сопротивление вторичной нагрузки определим по формуле (2.11):

$$r_{2\text{расч}} = 0,41 + 0,012 + 0,05 = 0,412 \text{ Ом}.$$

В вводы установленного на подстанции трансформатора встроены ТТ типа ТВТ. Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения для проверки приведены в таблицах 2.8 – 2.9.

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

Таблица 2.8 - Измерительный трансформатор тока ТВТ-220-1000/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб}} = 460,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 2,87 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,412 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,61 \text{ Ом}$

Таблица 2.9– Измерительный трансформатор тока ТВТ-110-1000/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб}} = 919,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,412 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,56 \text{ Ом}$

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



Встроенные трансформаторы тока в автотрансформатор идут в комплекте и будут иметь параметры аналогично выбранным ТТ на РУ 220, 110 и 10 кВ.

На высокой стороне АТ: ТВТ-220-1000/5;

На средней стороне АТ: ТВТ-110-1500/5;

На низкой стороне АТ: ТВТ-10-2000/5;

## 2.7 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 строительно-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 строительно-монтажных работ;

– сокращаются объемы и сроки проектирования.

Применение комплектных устройств является основой индустриализации строительно-монтажных работ при сооружении

электрических станций, трансформаторных подстанций и электроустановок промышленных предприятий.

Параметры выключателей и трансформаторов тока сведем в таблицы 2.10 – 2.11.

Таблица 2.10 – Выбор ячейки выключателя КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Выключатель 3AP1 FG (SIEMENS)		Выключатель UniGear ZS1 (ABB)	
$U_{уст.ном}$ , кВ	10	$U_{ном}$ , кВ	12	$U_{ном}$ , кВ	12
$I_{макс}$ , А	1445	$I_{ном}$ , А	4000	$I_{ном}$ , А	4000
$i_y$ , кА	23.38	$I_{вкл}$ , кА	125	$I_{вкл}$ , кА	125
$I_{по}$ , кА	9.09	$I_{откл}$ , кА	40	$I_{откл}$ , кА	50
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> · с	27.27	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> · с	4800	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> · с	150

*Выбор трансформаторов тока для КРУ 10 кВ:*

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

Таблица 2.11 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 1445 \text{ А};$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 23,38 \text{ кА}$	$I_{сквоз} = 25 \text{ кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,412 \text{ Ом}$	$r_{2номТА} = 0,61 \text{ Ом}$

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

*Выбор измерительных трансформаторов напряжения*

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2номТВ} \geq S_{2расч}, \text{ Ом}.$$

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

Выбираем трансформаторы напряжения производства SIEMENS, т.к. они являются надежными и выгодными с экономической точки зрения.

Для РУ 220 кВ выбираем ТН типа VEOT 245;

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа VEOT 123;

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа 4MR 12.

*Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции*

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

На стороне ВН: ЗЕР1 245 – 1PL1

На стороне СН: ЗЕР1 123 – 1PL1

На стороне НН: ЗЕР1 012 – 1PL1

*Выбор плавких предохранителей в цепи трансформаторов собственных нужд*

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

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

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

Расчетные и паспортные параметры приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 Выбор предохранителей

Паспортные данные	Расчетные значения
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 47,96 \text{ А}$

### 3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

#### *Основные положения*

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

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

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

- обеспечивают требуемую селективность и чувствительность;
- не препятствуют применению автоматики.

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

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

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

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

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

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

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

### 3.2 Релейная защита автотрансформаторов подстанции

#### *Основные положения*

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

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

Рекомендуется, кроме того, применение защиты от однофазных замыканий на землю на стороне 6-35 кВ автотрансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше.

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

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

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

В качестве основных защит:

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

В качестве резервных защит:

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

– двухступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ - защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой автотрансформаторов, а также для дальнего резервирования в сетях среднего напряжения.

#### *Дифференциальная токовая защита автотрансформатора*

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «ABB» RET 670, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты RET 670 осуществляет функции основных защит автотрансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

#### Назначение внутренних функций устройства

87Г - 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 10 кВ.

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

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

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню.

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

Устройство резервной защиты 7SA611 на стороне 220 и 110 кВ АТ.

Назначение внутренних функций устройства:

21, 21N. Дистанционная направленная защита, имеет 5 ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих полигональную характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия, в случаях:

неисправности, исчезновения и сигнализации одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты;

Для второй (или третьей) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя автотрансформатора на шины без напряжения.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ автотрансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50N, 51N, 67N. Токовая направленная защита нулевой последовательности, имеет 4 ступени по току срабатывания при КЗ на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ автотрансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита (аварийная), имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемых зонах. Вводится в действие автоматически в случае неисправности (исчезновении) цепей напряжения дистанционной защиты и автоматически выводится из действия при их восстановлении.

Каждая из ступеней действует с заданной выдержкой времени: на отключение выключателя, пуск АПВ и пуск УРОВ.

50BF. Устройство резервирования отказа выключателя, пускается при срабатывании защит на отключение выключателя автотрансформатора, с контролем наличия минимального тока в его цепи.

Действует с заданными независимыми выдержками времени в схему ДЗШ 110 кВ на отключение и запрет АПВ присоединений шин 110 кВ.

25. Устройство контроля наличия (отсутствия) и синхронизма напряжений системы шин 110 кВ и ввода 10 кВ автотрансформатора. Имеет заданные минимальные и /или максимальные уставки контролируемых параметров.

Действует:

на блокирование (запрещение действия) оперативного включения выключателя автотрансформатора при отсутствии синхронизма напряжений;

на блокирование (запрещение действия) АПВ выключателя автотрансформатора (при отсутствии заданных условий его срабатывания - контроль отсутствия напряжения ввода, контроль отсутствия напряжения шин, контроль наличия синхронизма напряжений).

79. Устройство автоматического повторного включения выключателя, имеет 1 или более циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит АТ на отключение выключателя (за исключением УРОВ, защиты от внутренних повреждений автотрансформатора, газовой защиты), с проверкой

его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ. Действует с заданной выдержкой времени на включение выключателя.

74ТС. Устройство контроля исправности цепей отключения выключателя. Действует на сигнал и блокирование автоматического повторного включения.

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

фазные токи, ток нулевой последовательности;

фазные напряжения, напряжение нулевой последовательности.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

Устройство резервной защиты RET 670 на стороне 10 кВ АТ:

Назначение внутренних функций устройства:

50, 51. Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемой зоне.

Действует с независимой выдержкой времени на отключение выключателя, блокирование его включения, пуск УРОВ.

50N, 51N. Максимальная токовая защита от замыканий на землю имеет 3 ступени по току срабатывания при однофазных КЗ в защищаемой зоне. В данном случае не используется. Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий. Фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

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

FR. Регистратор аварийных событий. Фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню. Переключение групп уставок защит устройства.

*Расчет дифференциальной токовой защиты автотрансформатора*

В соответствии с указаниями по расчету дифференциальной защиты, выполненной на терминале RET 670, производим расчет защиты.

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

Максимальная токовая защита от замыканий на землю имеет 3 ступени по току срабатывания при однофазных КЗ в защищаемой зоне.

Двухступенчатые токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений.



Таблица 3.1- Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	313	564,8	687,3
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_I$	1000/5	1000/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока	$K_{cx} = 1$	Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_I}$	3,125	3,767	3,438

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:

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

Ток небаланса в режиме начала торможения

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

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,

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

Ток небаланса в режиме начала торможения

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1 + 1 \cdot 0,16) \cdot 313 = 97,03 \text{ А}$$

Минимальный ток срабатывания защиты

$$87T(I - DIFF >) = 1,5 \cdot 97,03 = 145,54 \text{ А},$$

$$87T(I - DIFF >) = \frac{145,54}{313} = 0,465 \text{ о.е.}$$

Расчет коэффициента торможения (наклонная часть тормозной характеристики)

$$87(K_{\text{торм}}) = \frac{1,5 \cdot I_{\text{нб.расч.отн}} - I_{\text{сз.мин.отн}}}{\sum I_{\text{торм.расч.отн}} - I_{\text{торм.нач.отн}}}$$

где  $I_{\text{нб.расч.отн}}$  – максимальный расчетный первичный ток небаланса,  
 $I_{\text{сз.мин.отн}}$  – минимальный первичный ток срабатывания защиты,  
 $I_{\text{торм.расч.отн}}$  – 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:

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

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 833,46 = 341,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб.расч.отн}} = \frac{341,7}{313} = 1,09 \text{ о.е.}$$

Ток торможения

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

$$I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - 0,1 - 0,05 - 1 \cdot 0,16) \cdot 833,46 = 1408,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{1408,5}{313} = 4,5 \text{ о.е.}$$

Определяем коэффициент торможения в относительных единицах:

$$87(K_{\text{торм}}) = \frac{1,5 \cdot 0,78 - 0,465}{3,2 - 0,31} = 0,28 \text{ о.е.}$$

Все расчеты сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты автотрансформатора

Режим	Расчетная точка и вид КЗ	$I_{\text{кз}}, \text{А}$	$I_{\text{нб.расч.отн}}$ о.е.	$\Sigma I_{\text{торм.расч.отн}}$ о.е.	$K_{\text{торм}}$
Опробование от сети 220	На вводе 110 кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 1361 = 1184,07$	0,78	3,2	0,244
Опробование от сети 220	На вводе 10 кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 9090 = 7908,3$	4,5	18,5	0,345

#### *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 (см. ниже п. Б1.1.7).

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

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

$$87T(I - DIFF >) = 7 \cdot I_{\text{ном}} = 7 \cdot 313 = 2191 \text{ А}$$

Показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT61х/63х (рисунок 3.1)

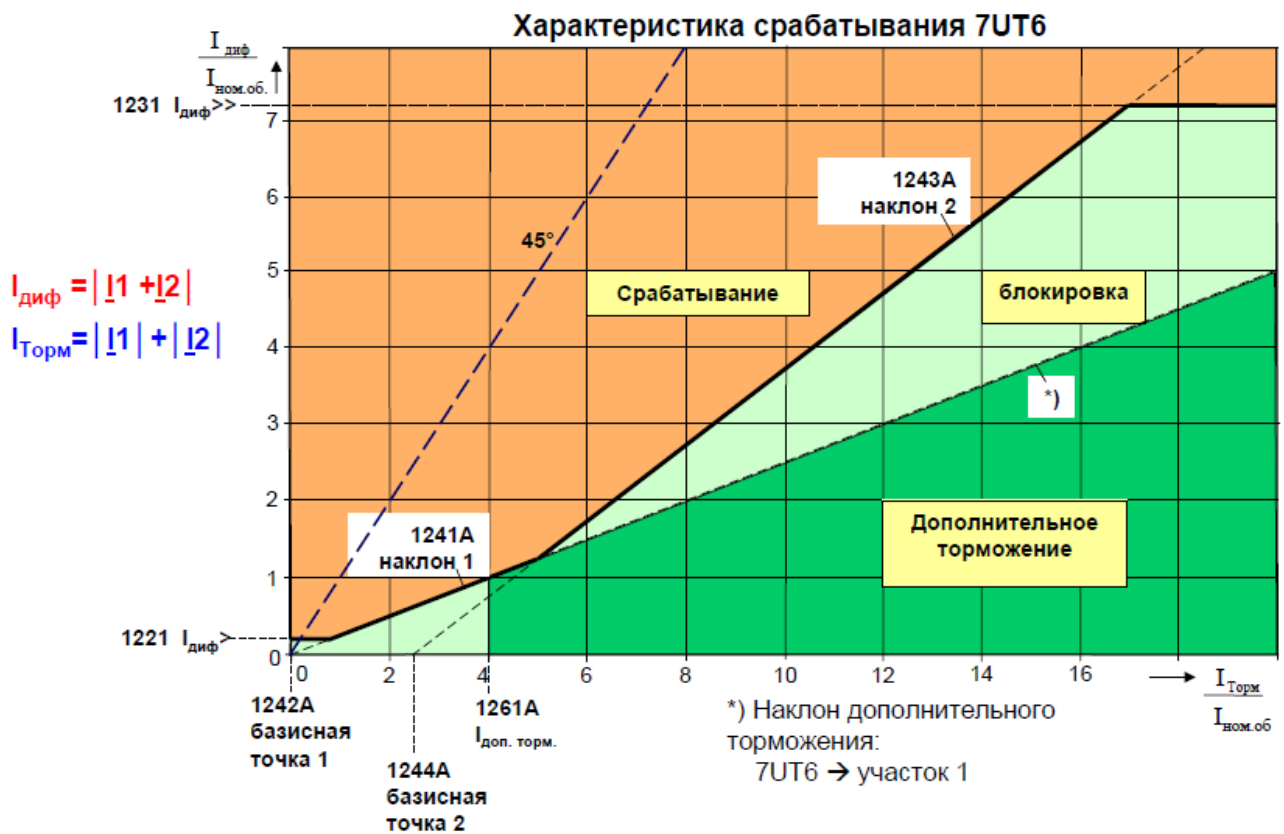


Рисунок 3.1 – Показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT61х/63х

На поясняющей диаграмме показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT61х/63х, в т.ч.:

- Участок «а» характеристики представляет собой минимальный порог чувствительности дифзащиты ( $I\text{-DIFF}>$ ) 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 «б» 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  $I\text{-DIFF}>>$ ). 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).

Значения дифференциального и тормозного токов - ИДИФФ и ИТОРМ определяют положение рабочей точки защиты относительно характеристики срабатывания/торможения дифзащиты. Если пересечение этих значений образует рабочую точку, лежащую в области срабатывания, то выдается сигнал отключения. Если указанная точка пересечения ИДИФФ и ИТОРМ находится вблизи характеристики повреждения (не менее 80 % от наклона характеристики внутреннего повреждения автотрансформатора), то отключение будет выполнено даже если характеристика отключения была сильно увеличена из-за дополнительного торможения, при пуске, или при обнаружении апериодической составляющей. Параметры Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора

Таблица 3.3 - Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора

Адрес	Наименование	Значения
	Отстройка от номинального тока АТ	313 А
1221	Значение срабатывания дифференциального тока I-DIFF>> (чувствительного органа)	145,54 А
1241А	Подъем 1 (коэффициент торможения)	0,351
1231	Значение срабатывания дифференциального тока I-DIFF>> (дифференциальная отсечка)	2191 А

#### *Проверка чувствительности дифзащиты автотрансформатора*

Коэффициент чувствительности ( $K_{\text{ч}}$ ) ДЗТ определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах) защищаемого автотрансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем ответвлении регулируемой обмотки), обуславливающим минимальный ток КЗ, по следующим выражениям:

а) Без учета торможения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ном}} \cdot I_{\text{сз.мин.отн}}} = \frac{833,46}{313 \cdot 0,465} = 5,7$$

б) С учетом торможения током плеча 110 кВ автотрансформатора:

$$\Sigma I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{833,46}{313} = 2,66 \text{ о.е.}$$

$$I_{сз.торм.отн} = K_{торм} \cdot (\sum I_{торм.расч.отн} - 1) = 0,351 \cdot (2,66 - 1) = 0,58 \text{ о. е.},$$

$$I_{сз.отн} = I_{сз.торм.отн} + I_{сз.мин.отн} = 0,58 + 0,465 = 1,04 \text{ о. е.},$$

$$K_{ч} = \frac{\sum I_{торм.расч.отн}}{I_{сз.отн}} = \frac{2,66}{1,04} = 2,5 \geq 2$$

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

### 3.4 Газовая защита автотрансформатора

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Величина уставки определяется по заводской инструкции и может корректироваться в зависимости от состояния трансформатора. Дело в том,

что бросок масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при внешних коротких замыканиях.

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

Газовая защита переключателя РПН.

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

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло постепенно разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа URF-25. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух), и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное положение нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее на . хода вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора - возврат. Кнопка опробования исправности реле может использоваться для опробования отделителя и короткозамыкателя, и были случаи, когда после опробования, реле оставляли в сработанном состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработанное положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.



### 3.5 Расчет резервных защит трансформаторов

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

Таблица 3.4 Исходные данные для расчета резервных защит

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	313	564,8	687,3

Сторона ВН:

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

$$I_{сз.} = \frac{K_{отс.}}{K_{воз.}} \cdot I_{ном.}, \quad (3.16)$$

$$I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 313 = 395,3 \text{ А.}$$

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

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_{воз.}}, \quad (3.17)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 230}{1,2 \cdot 1,2} = 127,778 \text{ кВ,}$$

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

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

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

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

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сам.зан.}}{K_{отс}}, \quad (3.18)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134,167 \text{ кВ.}$$

где  $U_{САМ.ЗАП}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принимаемый равным  $0,7 \cdot U_{НОМ}$ ,

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

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, т.е.  $U_{сз} = 127,778 \text{ кВ.}$

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

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.ПРИВ.ВН}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (3.19)$$

$$K_{ч} = \frac{0,87 \cdot 958}{395,3} = 2,1 .$$

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

Сторона СН:

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

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.}}{K_{воз.}} \cdot I_{ном.}, \quad (3.20)$$

$$I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 564,8 = 714,7 \text{ А.}$$

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

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_{воз.}}, \quad (3.21)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 115}{1,2 \cdot 1,2} = 63,889 \text{ кВ,}$$

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

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

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

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

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{сам.зап.}}}{K_{\text{отс}}}, \quad (3.22)$$

$$U_{\text{с.з.}} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,083 \text{ кВ}$$

где  $U_{\text{САМ.ЗАП}}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принимаемый равным  $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ ,

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

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, т.е.  $U_{\text{сз}} = 63,889 \text{ кВ}$ .

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.ПРИВ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (3.23)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 1361}{714,7} = 1,64$$

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

Сторона НН:

МТЗ автотрансформатора на стороне НН. Устройство 7SJ622. Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока автотрансформатора по формуле:

$$I_{\text{сз.}} = 1,3 \cdot I_{\text{ном.}} \quad (3.24)$$

$$I_{\text{сз.}} = 1,3 \cdot 687,3 = 893,5 \text{ А},$$

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

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

$$K_{\varphi} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (3.25)$$

$$K_{\varphi} = \frac{0,87 \cdot 9090}{893,5} = 8,85.$$

Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

*Защита от перегрузки*

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

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (3.26)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 313}{0,95} = 346 \text{ A}.$$

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

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

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

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

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 564,8}{0,95} = 624,25 \text{ A}.$$

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

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (3.28)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 687,3}{0,95} = 759,6 \text{ A}.$$

#### 4 Релейная защита линии 220 кВ

##### *Общие положения*

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

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.

##### *Расчет и анализ дистанционной защиты ВЛ 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  $U_{баз} = 230$  кВ.

Фазное напряжение систем

$$E_{c.ф} = \frac{E_{c1} \cdot U_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}, (5)$$

где  $U_c = 230$  кВ – заданное напряжение системы, кВ;

$U_{ср} = 230$  кВ – среднее напряжение системы, кВ.

$$E_{c1.ф} = E_{c2.ф} = E_{c3.ф} = \frac{230 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 230} = 132,79 \text{ о.е.}$$

Сопротивления систем

$$x_{c.max} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{к.с.max}}, \text{ О}$$

$$x_{c.min} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{к.с.min}}, \text{ О}$$

где  $S_{к.с.max}$  – максимальная мощность КЗ системы, МВА,  
 $S_{к.с.min}$  – минимальная мощность КЗ системы, МВА.

$$X_{c1max} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{кзс1max}}, \quad (3.25)$$

$$X_{c1min} = \frac{U_{\delta}^2}{0,87 \cdot S_{кзс1min}}, \quad (3.26)$$

$$X_{c1max} = \frac{230^2}{280} = 188,92 \text{ Ом},$$

$$X_{c1min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 280} = 217,16 \text{ Ом},$$

$$X_{c2max} = \frac{230^2}{320} = 165,31 \text{ Ом},$$

$$X_{c2min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 320} = 190 \text{ Ом},$$

$$X_{c3max} = \frac{230^2}{70} = 755,7 \text{ Ом},$$

$$X_{c3min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 70} = 868,6 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий

$$x_{л} = \frac{x_{уд} \cdot l \cdot U_{\delta}^2}{U_{ср}^2}, \text{ О}$$

где  $x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление токам прямой последовательности, Ом/км;

$l$  – длина линии, км,

$U_{ср} = 230$  кВ – среднее напряжение линии, кВ.

$$x_{л1} = \frac{0,435 \cdot 150 \cdot 230^2}{230^2} = 62,7 \text{ Ом}.$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Хл, Ом
Л1	150	230	62,7
Л2	145	230	60,61
Л3	95	230	39,71
Л4	117	230	48,906
Л5	120	230	50,16
Л6	100	230	41,8

*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.

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

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

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

$$Z_{с.з4}^I = 0,85 \cdot 48,906 = 41,57 \text{ Ом.}$$

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

$$Z_{с.з4}^{II} = \frac{(Z_{л4} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{с.з5}^I}{k_{т.л5}})}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{л5}}{k_{т.л5}}, 0$$

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.

$$k_{т.л5} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}}, 0$$

где  $I_{л4}$  и  $I_{л5}$  – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и Л5 соответственно, точка КЗ в конце линии Л5 (рисунок 4.1), при максимальном режиме энергосистемы, А.

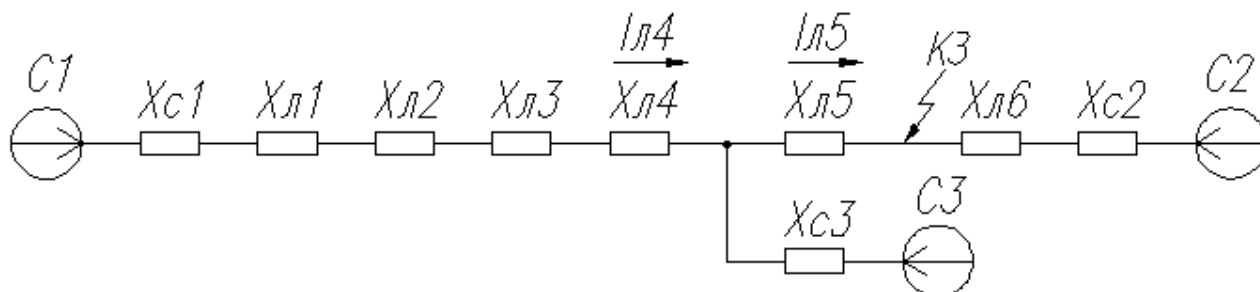


Рисунок 4.1

Для нахождения токов  $I_{л4}$  и  $I_{л5}$  составляем требуемую схему в программе-симуляторе, амперметры устанавливаем в местах расположения защит линий Л4 и Л5 (рисунок 4.2).

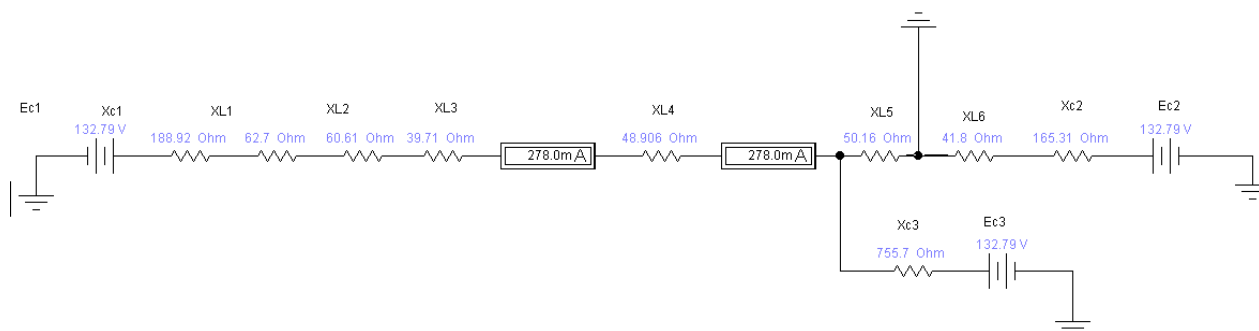


Рисунок 4.2 – Определение токов  $I_{л4}$  и  $I_{л5}$  при помощи программы NI Multisim 12.0

$$k_{т.л5} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}} = \frac{278}{278} = 1,$$

$$Z_{с.з4}^{II} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{л5}}{k_{т.л5}} = 0,85 \cdot 48,906 + 0,66 \cdot \frac{50,16}{1} = 74,67 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени ДЗ защиты линии Л4



$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.з4}}^{\text{II}}}{Z_{\text{л4}}} \geq 1,25, 0$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{74,67}{48,906} = 1,52.$$

Значение сопротивления второй ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности

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

*Расчет сопротивления срабатывания III ступени*

$$Z_{\text{с.з4}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{воз}}} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{(\sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{воз}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot \cos(\varphi_{\text{мч}} - \varphi_{\text{раб}}))}, 0$$

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).

$$Z_{\text{с.з4}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,05 \cdot 459,8 \cdot \cos(70 - 27)} = 189,43 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности III ступени ДЗ защиты линии Л4

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.з4}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л4}}} \geq 1,5. 0$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{189,43}{48,906} = 3,87.$$

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

$$t_{с.з6}^{III} = 0,8 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л5

$$t_{с.з5}^{III} = t_{с.з6}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л4

$$t_{с.з4}^{III} = t_{с.з5}^{III} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

*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

$$Z_{с.р} = Z_{с.з} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}}, \text{ О}$$

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

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

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения VEOT 245  
 $n_{ТВ} = 220000/100 = 2200$ .

$$Z_{с.р4}^I = Z_{с.з4}^I \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 41,57 \cdot \frac{200}{2200} = 3,77 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление второй ступени

$$Z_{с.р4}^{II} = Z_{с.з4}^{II} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 74,67 \cdot \frac{200}{2200} = 6,7 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление третьей ступени

$$Z_{с.р4}^{III} = Z_{с.з.4}^{III} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 189,43 \cdot \frac{200}{2200} = 17,22 \text{ Ом.}$$

#### 4.1 Токовая направленная защита нулевой последовательности линии

##### *Общие положения*

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.

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

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

Схема замещения нулевой последовательности.

Сопротивления трансформатора

$$x_{ТВ} = \frac{(U_{кВ-Н}\% + U_{кВ-С}\% - U_{кС-Н}\%) \cdot U_б^2}{200 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{28 \cdot 230^2}{200 \cdot 125} = 59,24 \text{ Ом, } \textcircled{0}$$

$$x_{ТС} = \frac{(U_{кВ-С}\% + U_{кС-Н}\% - U_{кВ-Н}\%) \cdot U_б^2}{200 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{0 \cdot 230^2}{200 \cdot 125} = 0, \textcircled{0}$$

$$x_{ТН} = \frac{(U_{кВ-Н}\% + U_{кС-Н}\% - U_{кВ-С}\%) \cdot U_б^2}{200 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{62 \cdot 230^2}{200 \cdot 125} = 131,92 \text{ Ом. } \textcircled{0}$$

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

Сопротивления линий

$$x_{л}^0 = x_{уд}^0 \cdot l \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{ср}^2}, \text{О}$$

где  $U_{ср}$  – среднее напряжение элемента системы, кВ,  
 $x_{уд}^0$  – удельное индуктивное сопротивление токам нулевой последовательности, Ом/км.

$$x_{л1}^0 = 0,418 \cdot 150 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 62,7 \text{ Ом.}$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу 4.2

Таблица 4.2

Линия	Длина, км	$U_{\delta}, U_{ср}$ , кВ	$x_{уд}^0$ , Ом/км	$x_{л}^0$ , Ом	$x_{л}$ , Ом
Л1	150	230	0,418	62,7	20,9
Л2	145	230	0,418	60,61	20,2
Л3	95	230	0,418	39,71	13,2
Л4	117	230	0,418	48,906	16,3
Л5	120	230	0,418	50,16	16,72
Л6	100	230	0,418	41,8	13,93

### Сопротивления систем

$$X_{c1\max} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{кзс1\max}}, \quad (3.25)$$

$$X_{c1\min} = \frac{U_{\delta}^2}{0,87 \cdot S_{кзс1\min}}, \quad (3.26)$$

$$X_{c1\max} = \frac{230^2}{280} = 188,92 \text{ Ом},$$

$$X_{c1\min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 280} = 217,16 \text{ Ом},$$

$$X_{c2\max} = \frac{230^2}{320} = 165,31 \text{ Ом},$$

$$X_{c2\min} = \frac{230^2}{0,87 \cdot 320} = 190 \text{ Ом},$$

$$X_{с3\max} = \frac{230^2}{70} = 755,70 \text{ Ом} .$$

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

### Расчет ТЗНП

#### Расчет I ступени ТЗНП

Ток срабатывания I ступени защиты без выдержки времени выбирается по условиям отстройки от  $3I_0$ , проходящего в месте установки защиты при КЗ на землю на шинах противоположенной подстанции в максимальном режиме энергосистемы. Схема замещения показана на рисунке 4.3

$$I_{с.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3I_0, 0$$

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

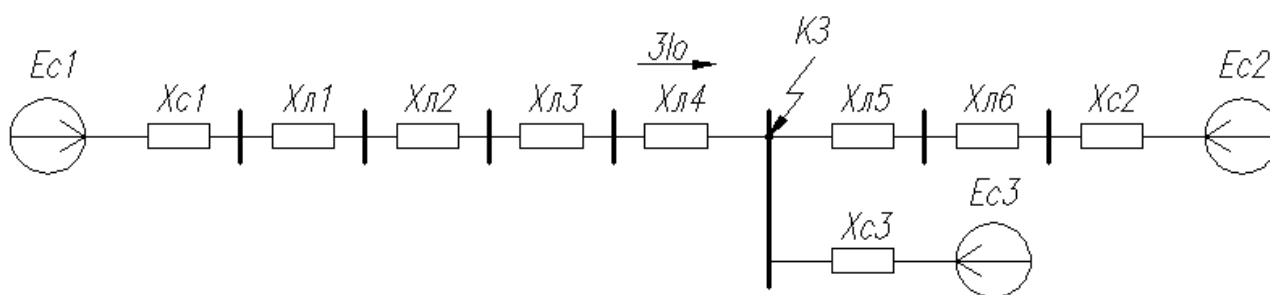


Рисунок 4.3

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

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

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

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

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 71,44 \text{ А};$$

$$I_0^{(1,1)} = 86,04 \text{ А}.$$

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

$$I_{с.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 86,04 = 355,5 \text{ А.}$$

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 –  $I_{с.з.5}^I$ , затем по условию согласования с  $I_{с.з.5}^I$  рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4. Схема замещения для второй ступени приведена на рисунке 4.4

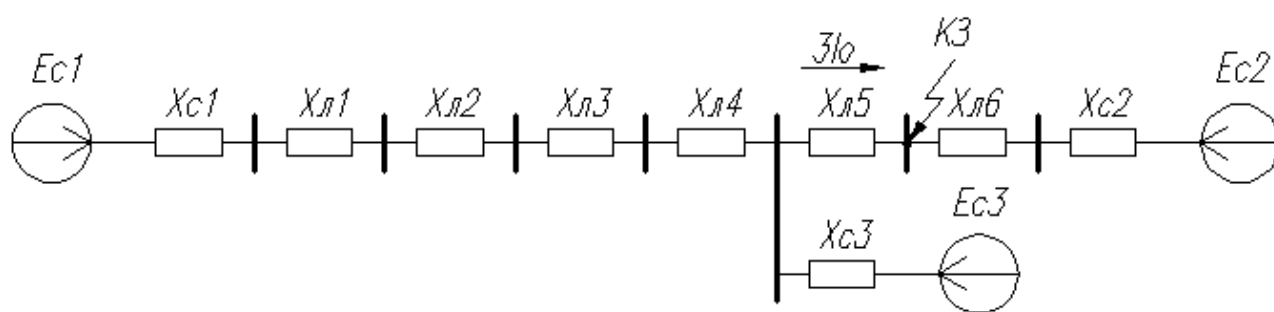


Рисунок 4.4

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 67,79 \text{ А;}$$

$$I_0^{(1,1)} = 78,75 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з.5}^I = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 78,75 = 207,125 \text{ А.}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты линии Л4

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

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.

$$K_{т.л4} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}} \geq 1,5, 0$$

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

$$K_{т.л4} = \frac{60,94}{67,79} = 0,69,$$

$$I_{с.з.4}^{II} = k_{отс} \cdot K_{т.л4} \cdot I_{с.з.5}^I = 1,1 \cdot 0,69 \cdot 207,125 = 157,2 \text{ А.}$$

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

$$K_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{II}} \geq 1,5, \quad (4.21)$$

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot 86,04}{157,2} = 1,74.$$

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. Схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени (рисунок )

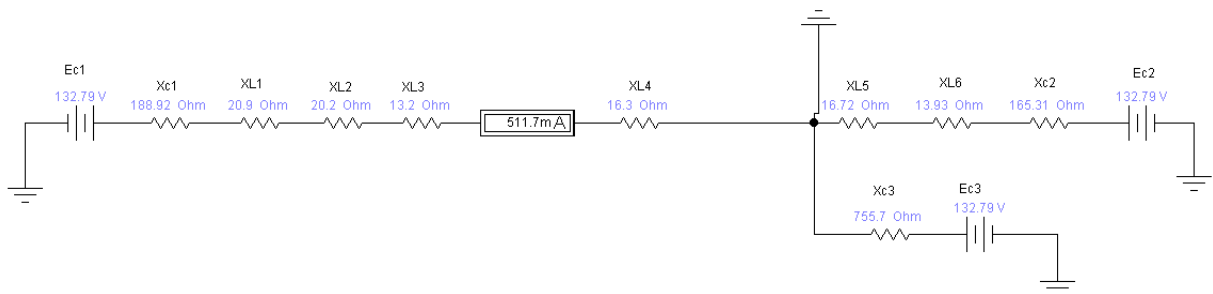


Рисунок 4.5 – Схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени

$$I_{с.з.4}^{III} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot I_{нб}, 0$$

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

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

$$I_{нб} = I_k \cdot \varepsilon \cdot k_A \cdot k_{одн}, 0$$

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

$$I_{нб} = 511,7 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 25,58 \text{ А},$$
$$I_{с.з.4}^{III} = 1,25 \cdot 1 \cdot 25,58 = 31,98 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{III}}, 0$$

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. Схема в программе-симуляторе показана на рисунке.

В результате моделирования получаем

$$I_0^{(1)} = 60,94 \text{ А},$$

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

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot 60,94}{31,98} = 5,71 > 1,2.$$

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.

$$i_{c.p}^I = \frac{I_{c.3}}{\eta_{ТА}}, \text{ О}$$

где  $\eta_{ТА}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.  
Коэффициент трансформации трансформатора тока ТВТ-220  
 $n_{ТА} = 1000/5 = 200$ .

$$i_{c.p}^I = \frac{355,5}{200} = 1,77 \text{ А},$$

$$i_{c.p}^{II} = \frac{157,2}{200} = 0,8 \text{ А};$$

$$i_{c.p}^{III} = \frac{31,98}{200} = 0,16 \text{ А}.$$

*Расчет трехступенчатой токовой защиты линии Л4*

Трехступенчатая токовая защита включает: первую ступень – токовая отсечка без выдержки времени, вторую ступень – токовая отсечка с выдержкой времени, третьей ступенью является МТЗ.

*Расчет тока срабатывания I ступени*

Ток срабатывания I ступени–токовой отсечки без выдержки времени выбирается с учетом несрабатывания ее при КЗ в конце Л4 (рисунок 4.6)

$$I_{c.34}^I = K_{отс} \cdot I_{кз1}^{(3)} \quad (4.30)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность в реле и необходимый запас,  $K_{отс} = 1,1$ ,

$I_{кз1}^{(3)}$  – ток КЗ через место установки защиты при трехфазном КЗ в конце линии Л4.

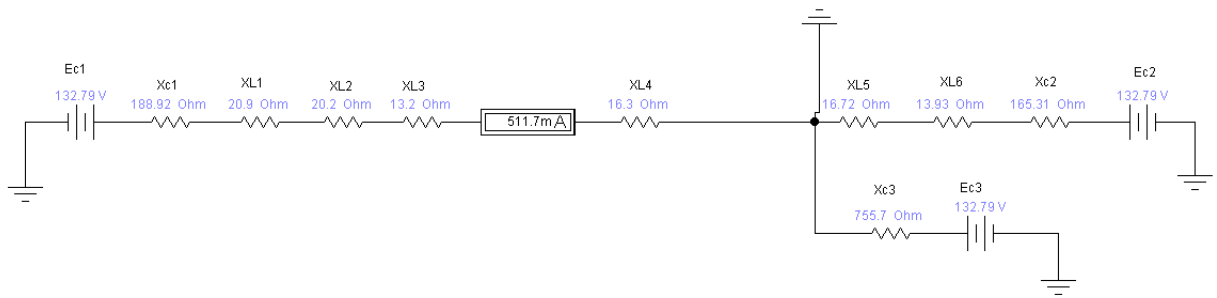


Рисунок 4.6

$$I_{с.з.4}^I = 1,1 \cdot 511,7 = 562,87 \text{ A}$$

Чувствительность I ступени – токовой отсечки без выдержки времени определяется при двухфазном КЗ в начале защищаемой Л4 (рисунок 4.7)

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{кз1}^{(2)}}{I_{с.з.4}^I} \geq 1,5, \quad (4.31)$$

где  $I_{кз1}^{(2)}$  – ток протекающий через комплект защиты при двухфазном КЗ в начале защищаемой линии.

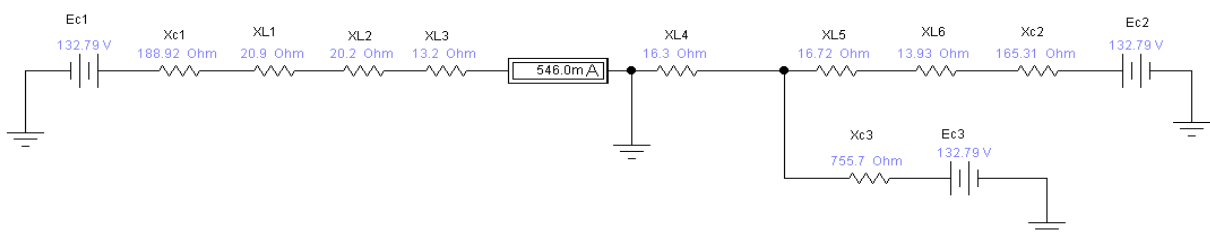


Рисунок 4.7

$$I_{кз1}^{(2)} = 0,87 \cdot 546 = 475,02 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{475,02}{562,87} = 0,95.$$

Чувствительность не удовлетворительна.

Расчет тока срабатывания II ступени

Ток срабатывания II ступени – токовой отсечки с выдержкой времени рассчитывается с учетом тока срабатывания первой ступени защиты линии Л5 рисунок (4.8)

$$I_{с.з.4}^{II} = K_{отс} \cdot I_{с.з.5}^I, \quad (4.32)$$

$$I_{с.з.5}^I = K_{отс} \cdot I_{кз2}^{(3)}, \quad (4.33)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность в реле и необходимый запас,  $K_{отс} = 1,1$ ,

$I_{с.з.5}^I$  – ток срабатывания первой ступени защиты линии Л5,

$I_{кз2}^{(3)}$  – ток КЗ через место установки защиты при трехфазном КЗ в конце линии Л5.

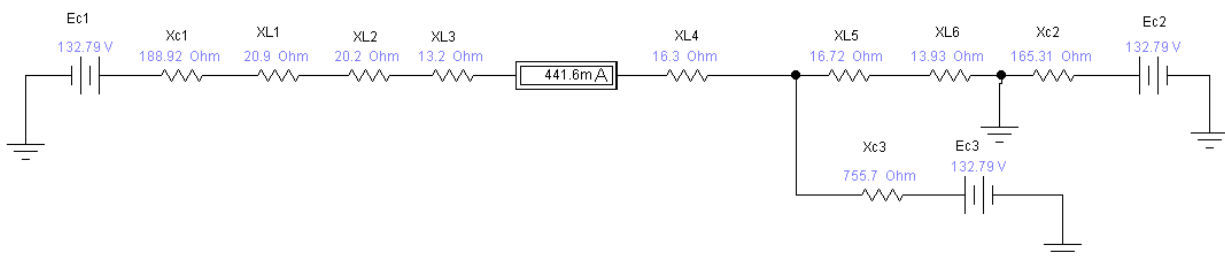


Рисунок 4.8

$$I_{с.з.5}^I = 1,1 \cdot 441,6 = 485,76 \text{ A},$$

$$I_{с.з.4}^{II} = 1,1 \cdot 157,2 = 172,92 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности второй ступени токовой отсечки с выдержкой времени определяется при двухфазном КЗ в конце защищаемой линии Л4.

$$K_{ч} = \frac{I_{кз2}^{(2)}}{I_{с.з.4}^{II}} \geq 1,5, \quad (4.34)$$

$$I_{кз2}^{(2)} = 0,87 \cdot 441,6 = 384,192 \text{ A},$$

$$K_{ч} = \frac{384,192}{172,92} = 2,2$$

Чувствительность удовлетворительна.

Выдержка времени II ступени принимается равной ступени селективности

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

*Расчет тока срабатывания III ступени*

Ток срабатывания третьей ступени защиты – МТЗ с выдержкой времени

$$I_{с.34}^{III} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (4.35)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность в реле и необходимый запас,  $K_{отс} = 1,2$ ,

$K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска,  $K_{сзп} = 1,2$ ,

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

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток линии Л4,  $I_{раб.макс} = 734,83 \text{ А}$ .

$$I_{с.34}^{III} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 734,83 = 1113,85 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ проверяется в основной зоне при двухфазном КЗ в конце линии Л5

$$K_{ч} = \frac{I_{кз3}^{(2)}}{I_{с.34}^{III}} \geq 1,5, \quad (4.36)$$

$$I_{кз3}^{(2)} = 0,87 \cdot 441,6 = 384,192 \text{ А,}$$

$$K_{ч} = \frac{384,192}{1113,85} = 0,2.$$

Чувствительность не удовлетворительна.

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

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

Выдержка времени III ступени Л4

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

*Расчет токов срабатывания реле ступеней МТЗ*

Вторичный ток срабатывания реле  $i_{c.p}$  находится с учетом коэффициента трансформации ТТ и схемы включения реле, характеризуемой коэффициентом схемы  $K_{cx}$

$$i_{c.p} = K_{cx} \frac{I_{c.з}}{n_{ТА}}, \quad (4.37)$$

где  $n_{ТА}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД-110М  
 $n_{ТА} = 600/5 = 120$ .

$$i_{c.p}^I = \frac{432,548}{120} = 3,605 \text{ А,}$$

$$i_{c.p}^{II} = \frac{397,422}{120} = 3,312 \text{ А,}$$

$$i_{c.p}^{III} = \frac{222,763}{120} = 1,856 \text{ А.}$$

## **5 Специальная часть. Быстродействующий автоматический ввод резерва**

### *Общие сведения*

Повышение эффективности работы нефтедобывающих предприятий зависит от надежной работы электроцентробежных насосов, станков-качалок, насосов повышения пластового давления кустовых месторождений. Высокую степень надежности работы электрооборудования добычи нефти обеспечивают схемы питания указанных выше агрегатов одновременно от двух и более независимых источников, поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению питания потребителей. Способом повышения надежности электроснабжения ответственных потребителей, получающих электропитание от двух независимых источников, является средств автоматического включения резерва (АВР).

Обычные устройства АВР при кратковременных нарушениях электроснабжения (КНЭ) в энергосистеме, приводят к экономическим ущербам с нарушением непрерывности технологических процессов, могут являться причинами возникновения гидравлических ударов, повреждения трубопроводов и оборудования насосных станций при переключении на резервный источник за время более 0,090 - 0,140 с. Главными недостатками существующих устройств АВР являются: работа только при трехфазных коротких замыканий (КЗ); отказы в срабатывании для сложных систем электроснабжения нефтедобычи с несколькими подстанциями (ПС) 35/6 кВ; большое общее время работы АВР.

Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто схема АВР блокируется, например, при работе дуговой защиты в комплектных распределительных устройствах.

Совершенствование устройства АВР с повышением надежности его работы и обеспечением быстродействия до уровня, необходимого для сохранения динамической устойчивости комплексной нагрузки, позволит сохранить непрерывность технологического процесса нефтедобычи, снизить вероятность возникновения техногенных аварий (разливов нефти, гидравлических ударов и т.п.), повысить экономичность работы нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплексов [38,53].

Существующие устройства АВР на подстанциях 35/6 кВ нефтедобычи, нефтепереработки с разным составом нагрузок подстанций (имеющие времена срабатывания 5-20 с) являются причиной отключения технологических агрегатов при кратковременных нарушениях электроснабжения (КНЭ) в питающих линиях 110 и 35 кВ и при потере питания. Поэтому для надежного

электроснабжения таких потребителей необходимо решать следующие задачи [54]:

- разработать алгоритм и схему пускового микропроцессорного устройства быстродействующего АВР (БАВР), надежно работающего для сложных распределительных систем нефтедобычи, получающих электропитание от ГПП 110/35/6 кВ и имеющих пять-шесть ПС 35/6(10) кВ;

- снизить времена реакции на аварийный режим с 7-22 до 6-15 мс;

- определить критическую длительность для разных видов и места КЗ с учетом возможных режимов работы электродвигателей с целью обеспечения динамической устойчивости электрооборудования каждой ПС 35/6 кВ, запитанной от ГПП-110/35/6 кВ; оценить влияния характера мощности работающей синхронной, асинхронной и прочей нагрузки на параметры настройки пускового устройства (ПУ) БАВР.

Для узлов нагрузки нефтедобывающих предприятий и нефтеперерабатывающих заводов с мощной электродвигательной нагрузкой (типа СТД-3200 и СТД-1250, СДН, ВАО мощностью 800 и 630 кВт) характерна их низкая эксплуатационная надежность и устойчивость [1,4,16-18,20-23,27,34-38,45,46,58-60,62-63,78,81,83-88,95,100,103,106,108-110,127,129,135,140-141,150].

### *5.2 Реализация быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) в комплектных распределительных устройствах 10кВ*

Одной из основных задач, решаемых при организации работы энергетической системы, является обеспечение качественного и бесперебойного электроснабжения потребителей. Провалы, прерывания и выбросы напряжения электрической сети являются наиболее распространёнными причинами сбоев в работе промышленных предприятий и повреждений бытового оборудования, нанося существенный экономический ущерб, как потребителям, так и поставщикам электроэнергии.

Как показывает статистика аварийных режимов работы нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий [2], 40-70% отключений происходит по причине нарушений в работе системы внешнего электроснабжения. При этом срабатывание обычных устройств АВР, обеспечивающих переключение на резервный источник за время более 0,090 - 0,140 с, может привести к экономическому ущербу, связанному с нарушением непрерывности технологических процессов и возникновением гидравлических ударов, вызывающих повреждения трубопроводов и оборудования насосных станций. Проведенные энергетические обследования предприятий ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» показали, что ущерб в 2005 - 2006 г.г. от нарушений в питающих сетях кустовых насосных станций превышает 44000 тонн нефти и 513 млн. руб. в год. Также отмечен тот факт, что совершенствование способов организации АВР, повышение надежности его работы и быстродействия до уровня, позволяющего сохранить динамическую устойчивость комплексной нагрузки, способно обеспечить

непрерывность технологического процесса транспортировки нефти, снизить вероятность возникновения техногенных аварий (в частности, разливов нефти), повысить экономичность работы нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплексов.

Традиционно задача обеспечения бесперебойного электроснабжения решается путем подключения оборудования, для которого прерывания напряжения являются критичными, к системам независимого питания, выполненным, как правило, на аккумуляторных батареях. Данное решение, несомненно, имеет право на жизнь, хотя и обладает рядом существенных недостатков, таких, как высокая стоимость, большие габаритные размеры, а также ограничения по сроку службы батарей и мощности подключаемой нагрузки. Между тем, при наличии двух линий 6 (10) кВ от разных источников, вероятность одновременного отсутствия напряжения на которых крайне низка, одним из экономически эффективных способов решения задачи бесперебойного электроснабжения может стать применение быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР). Идея заключается в том, что большинство потребителей безболезненно переносят кратковременные, длительностью до 50 мс, провалы напряжения. Следовательно, если переключение с одного источника питания на другой произойдет менее чем за 50 мс, вероятность отрицательных последствий от перепадов напряжения будет сведена к минимуму.

Ключевым компонентом БАВР, без которого реализация системы невозможна, является быстродействующий выключатель, обеспечивающий коммутацию нагрузки. В системе быстрого АВР на базе КРУ используется — сверхбыстродействующий вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000\_Q. Собственное время включения этого аппарата составляет не более 20 мс, а собственное время отключения - не более 8 мс. При этом он является самым малогабаритным выключателем в своем классе. Кроме того, отсутствие необходимости периодического обслуживания ВВ/TEL-10-31,5/2000\_Q, дает возможность существенно сократить текущие расходы на содержание оборудования. Кроме того, отсутствие необходимости периодического обслуживания ВВ/TEL-10-31,5/2000\_Q, дает возможность существенно сократить текущие расходы на содержание оборудования.

Следующим элементом, необходимым для реализации БАВР, является блок управления СМ\_1501\_01(4), который входит в состав нового поколения блоков управления вакуумными выключателями, обеспечивающих высокое быстродействие выполнения операций включения и отключения выключателя, а также высокий уровень устойчивости к воздействию внешних электромагнитных помех. Основное отличие этого блока от блоков FCM/TEL-01-00 [4], установленных в типовых шкафах КРУ, состоит в том, что время распознавания им команды управления составляет всего 4 мс. Более подробные технические характеристики блока управления СМ\_1501\_01 (4) указаны в таблице 5.1.



Таблица 5.1

Наименование параметра	Значение параметра
Оперативное питание	
Номинальное напряжение оперативного питания, В	=110/220; ~100/127/220
Диапазон напряжений оперативного питания (~/=), В	85-265
Время подготовки к включению, с, не более	
— после подачи оперативного питания	15
— после предыдущей операции включения	10
Максимальная потребляемая мощность, ВА, не более	
— в режиме заряда емкостей	25
— в установившемся режиме	8
Продолжительность работы после пропадания оперативного питания, с, не менее	60 <sup>1</sup>
Параметры цикла ВО	
Выполняемый цикл АПВ	О-0,1с-ВО-10с-ВО-10с-ВО... <sup>2</sup>
Мин. цикл В-О главных контактов ВВ, мс, не более	65
Максимальное количество циклов В-О в час, не более	100
Выходы сигнализации	
Номинальное напряжение переключения, В	240
Номинальный ток (~), А	16
Мощность переключения (~), ВА	4000
Окончание таблицы 2.1	
Входы управления	
Время распознавания сигнала <sup>3</sup> , мс, не	4

более	
Напряжение/ток при замыкании контактов, В/А, не менее	30/0,1
Ток при замкнутых контактах, мА, не менее	5
Масса и габаритные размеры	
Габаритные размеры, мм	190x165x45
Масса, кг, не более	1,5

Примечание:

1 При разомкнутых «сухих» контактах (СК) «CLOSE» (ВКЛ.) и «TRIP» (ОТКЛ.).

2 Допустимое количество циклов В-О с интервалом 10 с не может превышать десяти подряд. Среднее количество циклов не должно превышать 100 в час. Повторная серия десяти циклов В-О с интервалом 10 с может быть проведена только через 260 с.

3 Для управления по СК рекомендуется использовать электронные реле (например, электронные реле с IGBT-ключами), у которых отсутствует дребезг при переключении.

Пример схемы главных цепей РУ 6(10) кВ, выполненной на базе КРУ серии «Вертикаль», показан на рисунке 5.1. Основной особенностью схемы, обеспечивающей наиболее эффективную реализацию БАВР, является секционирование вводными выключателями (т.е. используется схема с «перекрёстным вводом»).

Условные обозначения:

ШИТН – шкаф измерительных трансформаторов напряжения;

ШКОЛ – шкаф коммутационный отходящей линии;

ШККВ – шкаф коммутационный кабельного ввода;

ШП – шкаф переходный;

ШТ – шкаф трансформаторный.

Контроль наличия напряжения на секциях шин осуществляется измерительными трансформаторами, установленными в ШИТН. Напряжение на кабельных вводах контролируется измерительными трансформаторами, расположенными в ШТ, который подключен к кабельному вводу через переходный шкаф. Благодаря применению схемы «перекрестного ввода», отпадает необходимость в установке измерительных трансформаторов на каждом вводе, достаточно одного комплекта ТН на каждую пару вводов.

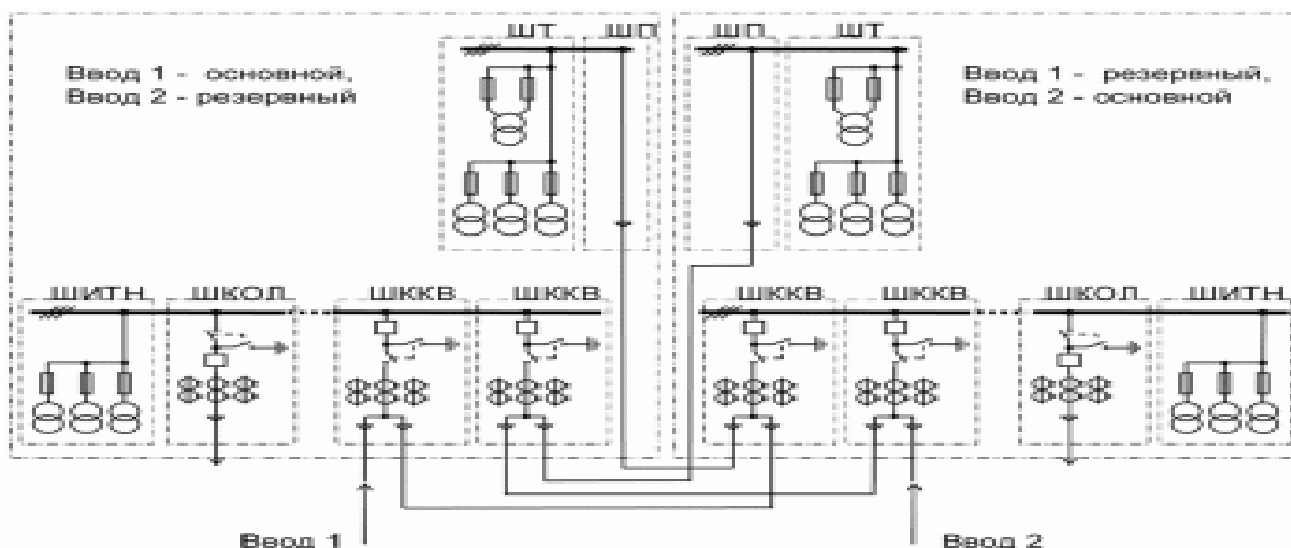


Рисунок 5.1 Электрическая схема соединения шкафов

Уникальные компоненты, перечисленные выше, позволили создать систему БАПР с полным временем переключения на резервный источник питания до 50 мс. Более подробные технические характеристики устройств, входящих в состав системы БАПР КРУ приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение распределительного устройства, кВ	10
Номинальный ток вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-31,5/2000_Q, А	2000
Номинальный ток отключения вводных вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-31,5/2000_Q, кА	31,5
Коммутационный ресурс вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-31,5/2000_Q, циклов ВО	30 000
Время включения вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000_Q, мс	20
Время отключения вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000_Q, мс	8
Время распознавания команды блоком управления СМ_1501_01(4), мс	4

### 5.3 Сверхбыстродействующие выключатели ВВ/TEL

Компания «Таврида Электрик» завершила разработку сверхбыстродействующего вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000 серии Q для систем БАВР. Собственное время включения коммутационного аппарата составляет не более 22 мс, а собственное время отключения – не более 8 мс.

Устройства БАВР сочетают в себе целый ряд пусковых органов, взаимодействующих между собой согласно специфическим алгоритмам, позволяющим правильным образом идентифицировать аварийные режимы, в которых требуется производить ввод резервного источника питания (короткие замыкания К1, К2, К5) и в которых переключение на резервный источник питания осуществлять не следует (короткие замыкания К3, К4).

Пример использования БАВР на Производстве (рисунок 5.2)

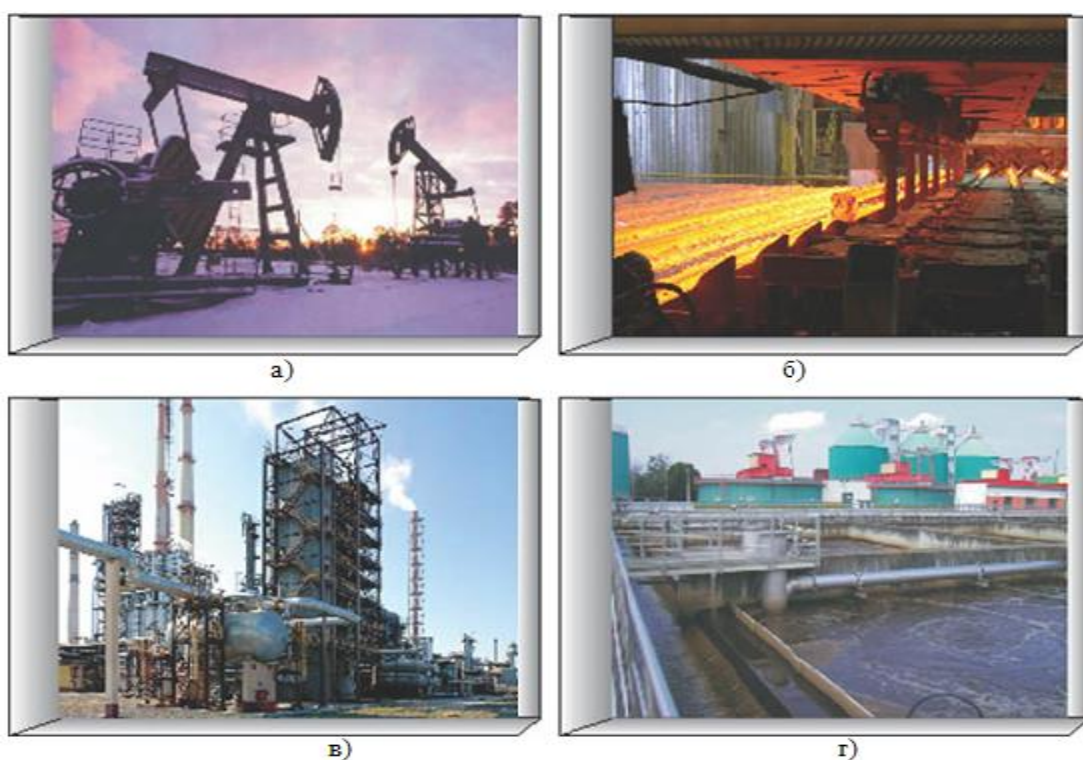


Рисунок 5.2 - Производство использования БАВР:

- а) Нефтедобыча ; б) Металлургия; в) Нефтепереработка;
- г) Водоснабжение и канализация.

Пусковые устройства БАВР позволяют решить обозначенные задачи за минимальное время, не требуя согласования по времени с устройствами релейной защиты и автоматики смежных элементов сети. Собственное время реакции устройств БАВР на аварийные режимы в первичной сети, как правило, не превышает 20 мс.

Устройства БАВР являются лишь одной составляющей системы БАВР, в которую помимо самого пускового устройства также входят

трансформаторы тока и напряжения, а также силовые выключатели, число которых определяется схемой распределительного устройства. При этом на быстродействие переключения на резервный источник питания, среди перечисленных, могут оказывать влияние только силовые выключатели. Это обуславливает необходимость применения современных сверхбыстродействующих выключателей, обеспечивающих полное время переключения на резервный источник, с учетом времени срабатывания пускового устройства БАВР, не более 40 мс, что позволяет обеспечить устойчивость функционирования всей нагрузки вне зависимости от ее состава. На рисунке 5.3 изображена схема двухсекционного распределительного устройства с двумя вводными и одним секционным выключателем.

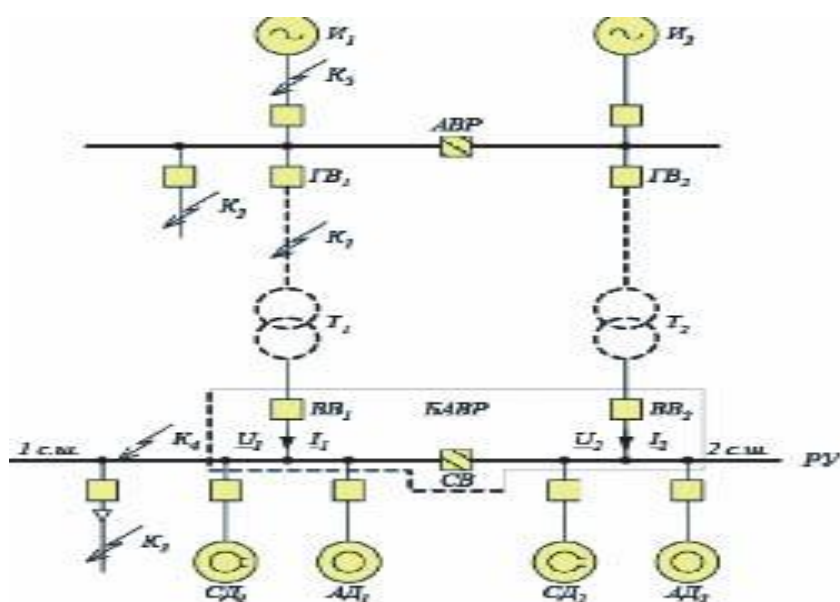


Рисунок 5.3 - Схема двухсекционного распределительного устройства с двумя вводными и одним секционным выключателем

Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000 Q создан на основе запатентованной идеологии построения классических выключателей ВВ/TEL – идеологии пофазного электромагнитного привода с магнитной защелкой.

Выключатель имеет простейшую кинематическую схему, при которой все подвижные части двигаются вдоль вертикальной оси. Это позволяет исключить наличие вращающихся элементов и создать необслуживаемый малогабаритный привод. Пофазный электромагнитный привод удерживает выключатель во включенном положении неограниченно долго при минимальном потреблении электроэнергии по цепям оперативного питания.

На сегодняшний день инженерами Российской группы компаний «Таврида Электрик» разработан комплекс решений по применению быстродействующего выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000 Q как при модернизации распределительных устройств прежних лет выпуска, так и для

применения в составе новых распределительных устройств. Быстродействующие выключатели серии Shell могут стать достойной альтернативной дорогостоящим зарубежным аналогам. Для наших партнеров – КРУ-строительных заводов – мы предлагаем программы технического сопровождения применения быстродействующего выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000 Q в составе новых изделий.

#### *Результаты испытаний БАВР на основе ВВ/TEL-10-31,5/2000 Q*

Для подтверждения характеристик сверхбыстродействующего выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000 Q и эффективности его применения в системах БАВР были проведены лабораторные испытания системы, в которой в качестве пускового устройства БАВР использовалось микропроцессорное пусковое устройство МБПУ БАВР, разработанное научно-производственной компанией «ПРОМИР».

В ходе испытаний с помощью программного комплекса PSCAD и испытательного оборудования РЕТОМ производилось моделирование режимов короткого замыкания во внешней сети электроснабжения и отключение выключателя питающего присоединения. В результате испытаний было подтверждено, что собственное время включения выключателя не превышает 22 мс, а собственное время отключения – не более 8 мс. При этом собственное время реакции микропроцессорного пускового устройства МБПУ БАВР изменялось в диапазоне от 11 до 16 мс, а полное время переключения на резервный источник питания – в диапазоне от 34 до 38 мс, в зависимости от вида имитируемого режима работы первичной сети.

#### *5.4 Контроллер автоматического ввода резервного питания*

Согласно ПУЭ, к I категории потребителей электрической энергии относятся те, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, опасность для безопасности государства, нарушение сложных технологических процессов и пр. Таким образом, кроме неудобств в повседневной жизни человека, длительный перерыв в электропитании может привести ко многим серьезным последствиям. В связи с этим возникает необходимость в отдельном электроснабжении и быстром восстановлении электропитания потребителей.

Решение этой задачи и выполняет **Автоматическое Включение Резерва (АВР)**. АВР может подключить отдельный источник электроэнергии (генератор, аккумуляторную батарею) или включить выключатель, разделяющий сеть, при этом перерыв питания может составлять всего 0,3 – 0,8 с (это время срабатывания выключателя). Схемы узлов автоматического ввода резерва на релейной логике в настоящее время становятся все менее популярными в силу многих отрицательных факторов, присущих релейным устройствам. В их числе повышенное число контактных соединений, низкая надежность механических узлов реле, низкая функциональность. При этом при необходимости дополнить АВР новой функцией схема значительно

усложняется, увеличиваются габариты и т.д. Для решения данных проблем и расширения возможностей блоков АВР компания «Legrand» предлагает универсальный контроллер АВР, управляющий моторными приводами коммутационных аппаратов питающих сетей.

*Функции контроллера следующие:*

- Управление моторными приводами коммутационных аппаратов, к которым присоединяют питающие сети.
- Пуск и останов генератора.
- Контроль наличия напряжения при 3-, 2- или 1-фазном питании контроль значения линейного (в однофазных цепях – фазного) напряжения.
- Контроль минимального и максимального напряжений, исчезновения фазы, небаланса напряжений, минимальной и максимальной частоты с независимым воздействием на аппараты защиты и необходимыми при этом выдержками времени.
- Установка пороговых значений по напряжению с программно задаваемым гистерезисом.
- Последовательный интерфейс RS 232 для установки параметров, дистанционного управления и контроля.
- Интерфейс RS 485 с оптоэлектронной развязкой (для кат. №26194).
- 2 программируемых дискретных входа.
- 3 программируемых релейных выхода (1 замыкающий и 2 переключающих контакта).

*Переключение на генератор (настройка по умолчанию).*

Если нагрузка подключена к основной сети и в ее параметрах появляется аномалия или же на контроллер АВР поступает сигнал на переключение, то подается сигнал пуска генератора, питающего резервную сеть.

После пуска генератора и достижения его напряжением заранее заданного значения контроллер АВР подает команды на переключение нагрузки на питание от генератора. При восстановлении параметров основной сети в заданных пределах происходит возврат питания. При этом после отключения нагрузки от генератора он некоторое время работает на холостом ходу для равномерного остывания.

Сигналы пуска и останова генератора подаются с релейного выхода контроллера. Через программируемые входы контроллера могут подаваться дискретные сигналы управления от внешнего оборудования.

Переключение на резервную сеть. Если нагрузка подключена к основной сети и в ее параметрах появляется аномалия или же на контроллер АВР поступает сигнал на переключение, контроллер подает команду переключения нагрузки на питание от резервной сети. При восстановлении параметров основной сети в заданных пределах также происходит возврат питания. На рисунке 2.3 представлена наглядное изображение контроллера АВР.

Контроллеры кат. №№261 93/94 могут подключаться одновременно к источникам питания переменного и постоянного тока для обеспечения бесперебойности питания (контроллера). При подключении контроллера одновременно к источникам переменного и постоянного тока последний используется в качестве резервного источника питания контроллера АВР. На передней панели контроллера АВР расположены два дисплея, на которых отображаются значения напряжений двух источников питания нагрузки, а также соответствующие им кнопки: А – основной сети и В – резервной сети. Этими же кнопками можно устанавливать режим измерений. Кнопки SET (E), AUT (F), MAN (G), RESET (H) предназначены для выбора режима работы, индицируемого соответствующим светодиодом (расположенным рядом с каждой из этих кнопок). В центре передней панели имеется мнемоническая диаграмма, условно показывающая состояние автоматического выключателя соответствующей линии питания. Кнопки С и D предназначены для управления размыканием и замыканием главных контактов автоматических выключателей (перед этим должна быть нажата кнопка MAN). На рисунке 5.4 изображена передняя панель контроллера

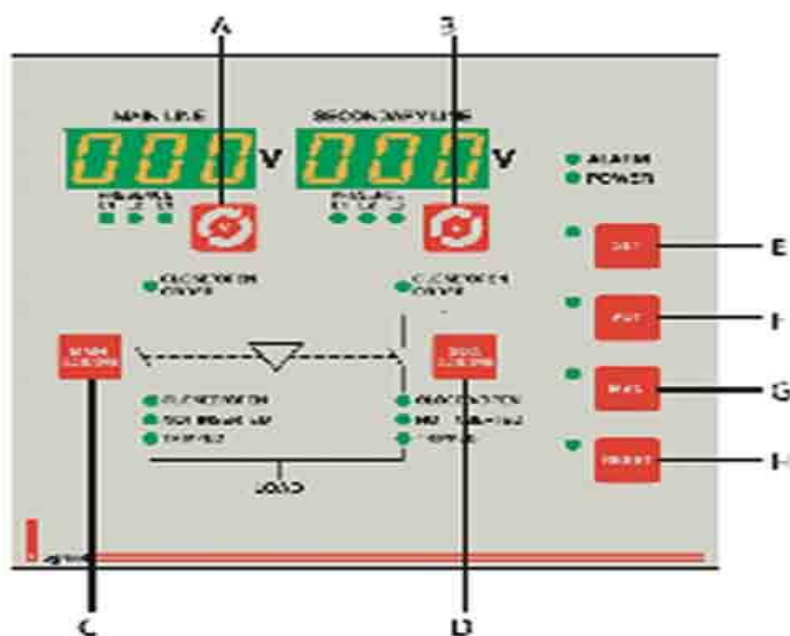


Рисунок 5.4 Передняя панель контроллера

Требуемый режим работы выбирается нажатием одной из кнопок SET, AUT, MAN, RESET, выбор режима подтверждается включением светодиодного индикатора красного свечения. Если индикатор режима мигает, это означает, что контроллер АВР обменивается данными через последовательный интерфейс или управляется дистанционно, при этом возможно изменение режима работы контроллера.



### 5.5 Шкаф *Автоматического Включения Резерва типа ШАВР*

Назначение и область применения.

Шкафы автоматического включения резервного питания (шкафы типа ШАВР) предназначены для восстановления электроснабжения потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего, автоматического восстановления доаварийной схемы электроснабжения при восстановлении рабочего источника питания. Шкафы типа ШАВР широко используются в системах электроснабжения на предприятиях промышленного и гражданского строительства, объектах связи и транспорта для обеспечения электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категории.

Шкафы типа ШАВР обеспечивают:

Постоянный контроль наличия напряжения в цепях основного и резервного источников питания.

Автоматическое восстановление электропитания потребителей электрической энергии путем присоединения резервного источника питания за время менее 1 сек (время регулируется в соответствии с требованиями заказчика), в случаях пропадания напряжения основного источника питания.

Непрерывное сравнение текущих значений напряжения основного и резервного источников питания с заранее заданными максимальным и минимальным допустимыми значениями отклонения напряжения от номинального.

Постоянный контроль правильности чередования фаз основного и резервного источников сетевого питания.

Автоматическое восстановление нормального питания потребителей электрической энергии путем присоединения резервного источника питания в случаях изменения чередования фаз питающего ввода.

После восстановления основного источника питания типа ШАВР с заданной выдержкой времени (10:300 сек) обеспечивает восстановление до аварийной схемы питания электроустановок потребителя.

Отключение использования основного и (или) резервного питания по команде оператора.

Визуальный контроль наличия напряжений основного и резервного вводов, включения контакторов, коммутирующих на нагрузку основной либо резервный источники питания, а также нарушения фазировки сетевых напряжений основного и резервного вводов.

Измерение линейных, фазных напряжений и потребляемых нагрузкой токов по основному и резервным вводам сети. Допускается изготовление ШАВР с измерением токов и напряжений на выходных шинах (по требованию заказчика).

Учет потребляемой электрической энергии как по основному, так и по резервному вводам. Допускается изготовление типа ШАВР с учетом потребляемой электрической энергии на выходных шинах или вообще без учета.

Защиту токоприемников от токов перегрузки и короткого замыкания.

Защиту токоприемников от перефазировки сетевых напряжений основного и резервного вводов.

Контроль обрыва фаз в электрических сетях переменного тока.

Секционирование выхода шкафа типа ШАВР и защита от аварийных ситуаций по каждому потребителю.

Дистанционный контроль, позволяющий в режиме реального времени получать на экране монитора компьютера информацию о состоянии контакторов и автоматических выключателей, об аварийных ситуациях, а также подключать\отключать основной или резервный источники питания по команде оператора. На рисунках 5.6 и 5.7 представлены габариты шкафа БАВР.

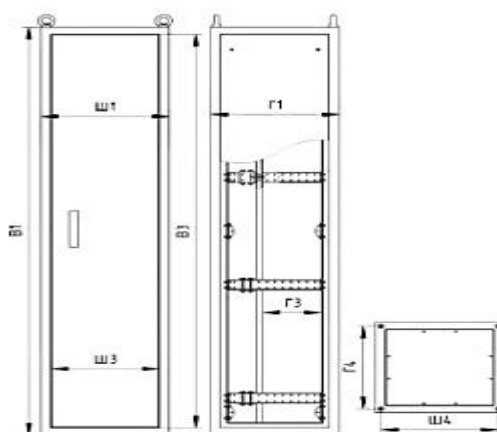


Рисунок 5.6 Шкаф габарит 2 и 3 — навесное исполнение

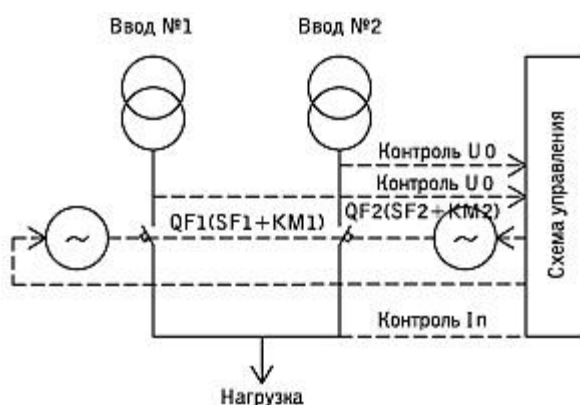


Рисунок 5.7 Схема шкафа ШАВР.

На рисунке 5.7 приведена функциональная схема шкафа типа ШАВР, где показаны два источника питания — основной и резервный (соответственно ввод №1 и ввод №2), схема управления и нагрузка. При отклонении напряжения на вводе №1 за пределы допустимых значений, или его пропадании или изменении чередования фаз на этом вводе схема

управления отключает питание от этого ввода и подключает к нагрузке питание от ввода №2. После восстановления основного источника питания схема управления обеспечивает автоматический переход с некоторой выдержкой времени на доаварийный режим питания. Возможно использование и третьего дополнительного источника питания — дизель-генераторной станции. В этом случае дизель-генераторная станция запускается при пропадании напряжения на одном из независимых вводов, а напряжение с этой станции подается на нагрузку без задержки времени при пропадании напряжения на втором вводе. После появления напряжения на любом из вводов (основном или резервном) питание потребителей переходит от дизель-генераторной станции на этот ввод.

Влияние времени переключения на резервный источник на непрерывность технологических процессов

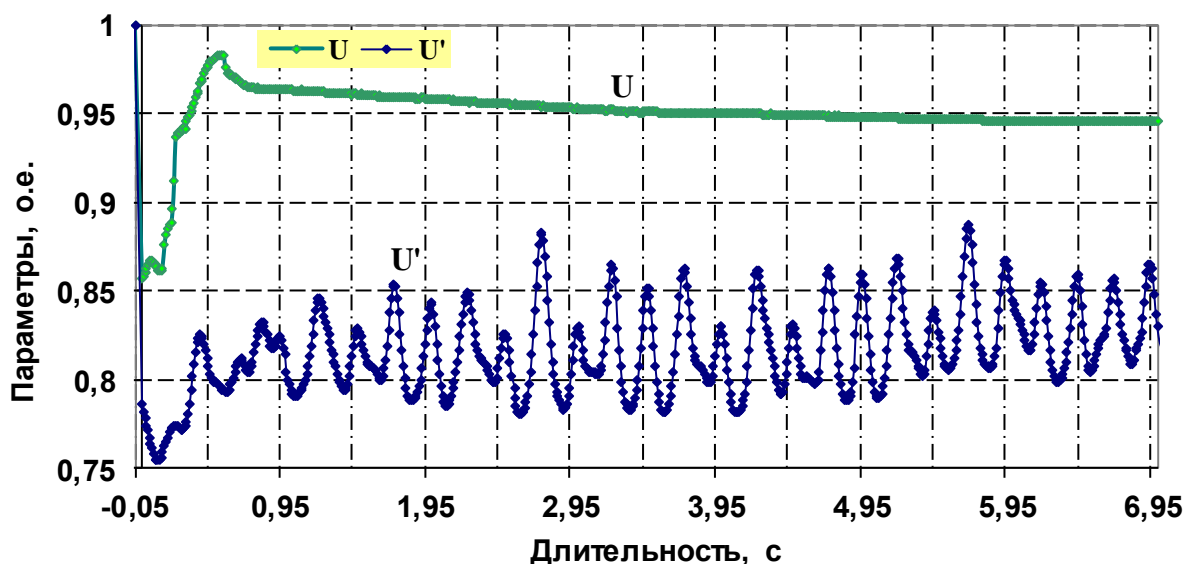


Рисунок 5.8 Вольт-секундная характеристика БАР

Изменение напряжения на выводах СД (6 кВ, 1500 кВА) при работе АBR после КНЭ с перерывом электроснабжения длительностью  $t_{пер} = 0,32$  с ( $U'$ ) и  $t_{пер} = 0,12$  с ( $U$ ).

Основные технические характеристики и внешний вид вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2 Q15 (shell):

Выключатель обладает наилучшими на сегодняшний день характеристиками срабатывания, обеспечивая собственное время включения менее 22 мс и время отключения 8 мс. Построение комплексов БАР на данном типе выключателей гарантирует минимальное время выбега на КЗ подключенной нагрузки аварийной секции и наиболее быстрое переключение на резервный источник питания. Основные технические характеристики и внешний вид вакуумных выключателей для комплексов БАР 6-10 кВ

**Таблица 5.3** - Основные технические характеристики и внешний вид вакуумных выключателей для комплексов БАВР 6-10 кВ

Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Номинальный ток, А	630-3150
Номинальная частота, Гц	50-60
Номинальный ток отключения, кА	20-40
Коммутационный ресурс, ВО	50000
Механический ресурс циклов, ВО	50000
Собственное время отключения, с, не более: -ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2 Q15 (shell) -ВВ/TEL-10-12,5(20)/1000 (пред. поколение)	0,008 0,070 0,040
Собственное время включения, с, не более: -ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2 Q15 (shell) -ВВ/TEL-10-12,5(20)/1000 (пред. поколение)	0,022 0,090 0,100

#### Требования к питающим цепям пускового устройства БАВР

Контакты выходных реле устройства не замыкаются ложно при подаче и снятии напряжения оперативного тока с перерывом любой длительности. Длительность однократных перерывов питания устройства с последующим его восстановлением составляет:

до 300 мс - без перезапуска пускового устройства;

свыше 300 мс - с перезапуском пускового устройства в течение времени не более 0,2 с.

Устройство не повреждается и не срабатывает ложно при включении и (или) отключении источника питания, после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением, при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности, а также при замыканиях на землю в сети оперативного постоянного (выпрямленного переменного) тока.

*Вывод:* главное преимущество которых – сверхбыстрое переключение на резервное питание, имеющее настолько низкое время перебоя электроснабжения, при котором не нарушается динамическая устойчивость нагрузки, и не приводящее к экономическим потерям.

## **6 Экономическая часть**

### *Цель*

Модернизация подстанции «Чилисай» 220/110/10 кВ построенной в советские годы.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям, за счет снижения потерь в линиях и другом оборудовании, вызванных физическим износом оборудования, а так же за счет сведения на минимум потерь от недоотпуска электроэнергии, вызванного моральным устареванием оборудования.

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

Модернизация подстанции «Чилисай» предполагает замену следующего оборудования:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;

### *Организационный план*

На подстанции и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

### *Юридический план*

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 15 % годовых, срок кредитования 10 лет.

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

### *6.1 Тарифы на электроэнергию*

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Актюбинской области 14 тенге/кВт.

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

### *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.

### *6.2 Определение капитальных вложений на модернизацию подстанции*

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на модернизацию подстанции определяются составом оборудования

$$K_{\text{П/СТ}} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \cdot \alpha_p, \quad (6.1)$$

где  $K_i$  – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

$n_i$  – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{\text{пост}}$  – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

$\alpha_p$  – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, 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, водопровода,

канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 Капитальные вложения в подстанцию

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, тыс. тенге.	Общая стоимость, тенге.
РУ 220 кВ	3	49874	149 622 000
РУ 110 кВ	3	49874	149 622 000
РУ 10кВ	15	16754	251 310 000
Автотрансформаторы	2	244500	489 000 000
Постоянные затраты			151 342 000
<b>Итого</b>			<b>1 190 896 000,00</b>

Суммарные капитальные вложения на оборудование подстанции составят

$$K_{\text{пс}} = 1\,190,896 \text{ млн. тенге}$$

### 6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки определим по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}; \quad (6.2)$$

где  $I_{\text{ам}}$  - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{пс}}, \quad (6.4)$$

где  $\alpha_{\text{ам}}$  - нормы отчислений на амортизацию, 3 % /год;

$I_{\text{об/рем}}$  - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K_{\text{пс}}. \quad (6.5)$$

где  $\alpha_{\text{об/рем}}$  - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, 6 % / год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.2.

Таблица 6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год	$I_{обсл},$ млн. тенге/год	$I_{экспл},$ млн. тенге/год
РУ 220 кВ	149,622	3	6	4,49	8,98	13,47
РУ 110 кВ	149,622	3	6	4,49	8,98	13,47
РУ 10 кВ	251,310	3	6	7,54	15,08	22,62
Автотрансформаторы	489,000	3	6	14,67	29,34	44,01
Итого				31,19	62,37	93,56

#### 6.4 Расчет себестоимости и тарифа на электроэнергию

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\Sigma I}{\mathcal{E}} \quad (6.6)$$

Объем выпущенной электроэнергии определится по формуле

$$\mathcal{E} = P \cdot K_3 \cdot T_{max}, \quad (6.7)$$

где  $P$  – мощность автотрансформаторов;  
 $K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;  
 $T_{max}$  – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 0,8 \cdot 125 \cdot 10^3 \cdot 0,6 \cdot 3200 = 193,536 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит

$$S = \frac{93,56}{193,536} = 0,48 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Стоимость электроэнергии.

$T = 14$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию в Актюбинской области.

$T_{РЭК} = 3,5$  тенге/кВтч – тариф РЭК за передачу электроэнергии;

$T_{эпо} = 5,1$  тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{НЭС} = 1$  тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{реал} = \mathcal{E} \cdot T, \quad (6.8)$$



$$V_{\text{реал}} = 193,536 \cdot 14 = 2709,504 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят

$$V_{\text{рэк}} = 193,536 \cdot 3,5 = 684,376 \text{ млн. тенге.}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят

$$V_{\text{нэс}} = 193,536 \cdot 1 = 193,536 \text{ млн. тенге.}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят

$$V_{\text{эпо}} = 193,536 \cdot 5,1 = 997,23 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$V_{\text{реал1}} = V_{\text{реал}} - V_{\text{рэк}} - V_{\text{нэс}} - V_{\text{эпо}},$$

$$V_{\text{реал1}} = 2709,504 - 684,376 - 193,536 - 997,23 = 834,362 \text{ млн. тг.}$$

Прибыль определяется по формуле

$$\Pi = V_{\text{реал1}} - \text{Иэкспл}$$

$$\Pi = 834,362 - 93,56 = 740,802 .$$

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

$$\text{ЧП} = 740,802 \cdot 0,8 = 592,64 \text{ млн. тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,6 \cdot 592,64 = 355,58 \text{ млн. тенге.}$$

#### 6.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей финансово-экономической эффективности в условиях рыночных отношений используются

– простые показатели:

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем

доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;
- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

– интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие:  $\Delta_d > 0$ , тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);
- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования:  $E_{Вн} > E_{ср}$ ;
- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение  $T_{ок} < T_p$ .

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. 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:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (6.13)$$

где  $I_0$  — инвестиции в данный проект, млн. тг.,  
 $CF_t$  — поток наличности, млн. тг.,  
 $r$  — ставка дисконтирования,

$t$  – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 5-го года (таблица 6.3). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = ЧП_{инв} + I_{ам}; \quad (6.11)$$

$$CF = 355,58 + 31,19 = 387,48 \text{ млн. тенге.}$$

Определяем срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{\sum K_{пс}}{CF}, \quad (6.12)$$

$$PP = \frac{1\,190\,896}{387,48} = 3 \text{ года.}$$

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравниваются с расходами. Инвестиции в проект окупятся за 3 года

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования  $r$ , при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow \text{при} \rightarrow IRR = r \quad (6.12)$$

Оценка ВВП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитаем IRR для  $r = 15\%$  банковского процента. Для расчета используется функция ВСД программы Microsoft Excel. Итог расчета приведен в таблице 6.3

Таблица 6.3 Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
	-1190,896		-1 190,90
1	387,48	0,87	-803,416
2	387,48	0,76	-415,936
3	387,48	0,66	-22,456
4	387,48	0,57	367,024
IRR			17%

IRR служит индикатором риска. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку, это хороший показатель.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 3 лет.

Таким образом, анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

## 7 Безопасность жизнедеятельности

### *Общие положения*

Подстанция является понижающей, имеет два автотрансформатора 220/110/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 220 и 110 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

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

### *Анализ условий труда.*

Подстанция 220/110/10 кВ «Чилисай» расположена в Темирском районе Актюбинской области.

Охрана труда и техника безопасности при обслуживании оборудования и устройств обеспечивается принятыми проектными решениями в соответствии с действующими нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами, включая:

- Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок;
- Правила техники безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Требования указанных правил учитывают условия безопасности труда, предупреждение травматизма, профессиональных заболеваний.

Для эксплуатационного персонала, осуществляющего ремонт, техническое и оперативное обслуживание оборудования и устройств, предусмотрены соответствующие помещения, эксплуатационные и электрозащитные средства с учетом использования существующих - при РЭС и ПЭС. Принятые проектом компоновочные и конструктивные решения обеспечивают возможность безопасного проведения ремонта и технического обслуживания с применением механизмов.

При выполнении работ вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением, необходимо использовать инвентарные ограждения.

В целях обеспечения требуемых правилами ТБ габаритов, необходима периодическая чистка (ручным способом) от снега проходов по ОРУ к приводам коммутационных аппаратов, к релейным шкафам, подход к которым необходим при нормальной эксплуатации подстанции.

Кроме того, в проекте предусмотрены: молниезащита, газовая защита трансформаторов, пожарный инвентарь, ограда по периметру подстанции, наружное освещение, включаемое по необходимости, охранная и пожарная сигнализация.

При выполнении работ вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением, необходимо использовать инвентарные ограждения.

### 7.3 Расчет заземляющего устройства

Подстанция Чилисай является понижающей. На подстанции расположено два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ, также имеется два трансформатора 10/0,4 кВ для питания собственных нужд; РУ 220 и 110 кВ открытого типа и КРУ 10 кВ - закрытого.

Максимальный ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ  $I_{кз} = 9090 \text{ А}$ , получен путем расчета в программе Electronics Workbench.

Площадь подстанции Чилисай 220/110/10 кВ  $S = 26000 \text{ м}^2$ .

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя  $\rho_{1изм} = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , нижнего -  $\rho_{2изм} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . [4]

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

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

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

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем,  $S, \text{ м}^2$ .

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi, \quad (7.3.1)$$

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

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

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

$$\rho_{2расч} = \rho, \quad (7.3.2)$$

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

Отношение  $\rho_1 / \rho_2$  с учетом коэффициента сезонности:

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

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

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (7.3.3)$$

где  $S$  – площадь территории, занимаемой заземлителем,  $\text{м}^2$ ;  
 $n$  – число вертикальных электродов.

Или определим число вертикальных электродов при известном  $a$  по формуле

$$n = \frac{P}{a} = \frac{660}{5} = 132,$$

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

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

Эквивалентное удельное сопротивление  $\rho_3$  двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (7.3.4)$$

где показатель степени

$$k = 0,43 \cdot \left( l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right); \quad (7.3.5)$$

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

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

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. Двухслойная модель земли приведена на рисунке 6.3

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_{\text{в}}}, \quad (7.3.6)$$

где

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}; \quad (7.3.7)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (7.3.8)$$

$n$  – число вертикальных проводников,  
 $L$  – общая длина проводников.

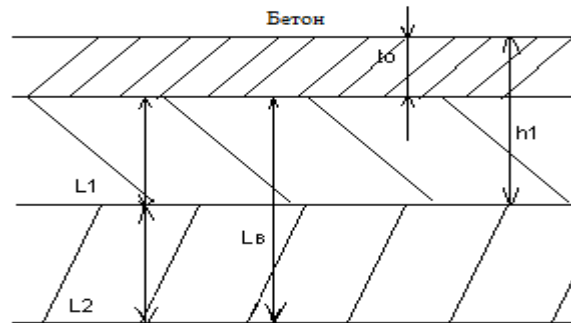


Рисунок 6.3 - Двухслойная модель земли

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

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{26000} + 132 \cdot 22,5} = 0,00191;$$

$$L = 40 \cdot 200 + 13 \cdot 65 + 40 \cdot 200 + 13 \cdot 65 = 17690 \text{ м};$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{100}{\sqrt{26000}} \cdot \left(\frac{800}{100}\right)^{0,00103} + \frac{800}{26240 + 132 \cdot 5} = 0,248 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения  $\alpha_1$  может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками.

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_e \cdot L}\right)^{0,45}, \quad (7.3.9)$$

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

$P$  – периметр сетки, м,

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



$$a_1 = 0,8 \cdot \left( \frac{5 \cdot \sqrt{26000}}{5 \cdot 17690} \right)^{0,45} = 0,084.$$

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

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_c}, \quad (7.3.10)$$

где  $R_h$  - сопротивление тела человека,  
 $\rho_1$  - удельное сопротивление верхнего слоя земли.

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

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле

$$U_{пр} = I_{кз} \cdot R_з \cdot a_1 \cdot a_2. \quad (7.3.11)$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле

$$\varphi_з = I_{кз} \cdot R_з = 9090 \cdot 0,248 = 2254,32 \text{ В.}$$

Находим максимальное напряжение прикосновения

$$U_{пр.мах} = \varphi_з \cdot a_1 = 2254,32 \cdot 0,084 = 189,36 \text{ В.}$$

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

$$U_{пр} = U_{пр.мах} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (7.3.12)$$

где  $I_h$  – ток через человека.

Имеем

$$I_h = \frac{U_{пр.мах}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{189,36}{1000 + 1,5 \cdot 800} = 0,086 \text{ А.}$$

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

$$U_{\text{пр}} = 189,36 - 0,086 \cdot 1,5 \cdot 800 \leq 450;$$

$$86,16 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

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  $\beta_2$  – 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

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 9090 \cdot 0,248 \cdot 0,15 \cdot 0,172 = 58,16 \text{ В.}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2\text{max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (7.3.13)$$

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

$$U_{1-2\text{max}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2254,32 \cdot 0,15 = 338,148 \text{ В.}$$

Ток через человека находим по формуле

$$I_h = \frac{U_{1-2\text{max}}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{338,148}{1000 + 6 \cdot 800} = 0,0583 \text{ А.}$$

Проверим условие безопасности

$$U_{\text{пр}} = 338,148 - 0,0583 \cdot 6 \cdot 800 \leq 450;$$

$$58,308 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям  $R_3$ .

$$R_3^I = \frac{U_{\text{пр, доп}}}{I_{\text{кз}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{9090 \cdot 0,084 \cdot 0,45} = 0,1,309 \text{ Ом};$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш.доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{9090 \cdot 0,15 \cdot 0,172} = 1,91 \text{ Ом.}$$

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

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 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

$$l_k = 3 \cdot (4 \cdot 0,05 + 0,07) = 0,61 \text{ км.}$$

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

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_v)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0,61 + 0)}{350} = 1,0553 \text{ А,}$$

где  $U$  – фазное напряжение сети, кВ,

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

$l_v$  – 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  $\alpha_2$ ,  $U_{пр} = U_3$ . Так как  $\alpha_1 = 1$ , ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h}, \quad (7.3.14)$$

$$\alpha_1 = 0,084;$$

$$\alpha_2 = 0,45;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,172;$$

$$R_3 = 0,248 \text{ Ом;}$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 1,055 \text{ А.}$$

$$I_h = 1,055 \cdot \frac{0,248}{1000} = 0,26 \text{ мА.}$$

Находим  $U_{\text{пр}}$

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 1,055 \cdot 0,248 \cdot 0,084 \cdot 0,45 = 0,0098 \text{ В.}$$

Находим  $U_{\text{ш}}$

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,055 \cdot 0,248 \cdot 0,15 \cdot 0,172 = 0,012 \text{ В.}$$

Ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,87 \cdot \frac{0,248}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,172 = 0,0067 \text{ мА.}$$

Расчетная модель заземлителя рисунок 7.3

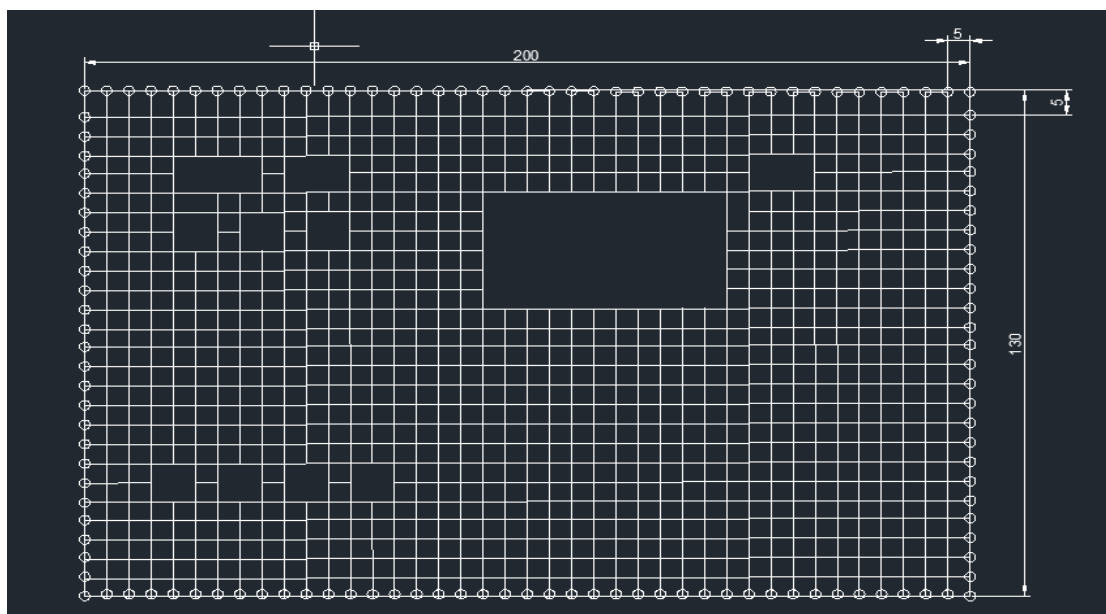


Рисунок 7.3. - Расчетная модель заземлителя

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  $U_{\text{пр}} = 9,8 \text{ мВ}$  и  $I_h = 6,7 \text{ мА}$ , 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.

#### **7.4 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную работу персонала.**

Мероприятия на подстанции

Распределительные устройства выше 1000 В должны быть оборудованы оперативной блокировкой, исключающей ошибочные действия персонала при производстве переключений (блокировка от ошибочных переключений), и блокировками, препятствующими непреднамеренному проникновению персонала к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Блокировки от ошибочных переключений должны исключать:

- отключение (включение) разъединителей при включенном выключателе;
- включение заземляющих ножей до отключения разъединителя;
- включение разъединителей (выкатывание тележки МВ в ячейках КРУН) при включенных заземляющих ножах. Блокировки, препятствующие ошибочному проникновению, должны исключать открытие дверей ячеек, шкафов преобразователей, открытие лестниц для подъема на силовые трансформаторы (кроме лестниц для осмотра газового реле и т.п.) до включения заземляющих ножей.

При неполном блокировании дверей ячеек (шкафа), т.е. при возможности их открывания и проникновения к оборудованию, находящемуся под напряжением, дверь ячейки (шкафа) должна быть заперта на замок.

На токоведущие части переносные заземления необходимо накладывать в установленных для этого местах.

При производстве работ на электрооборудовании 3,3 кВ места подключения переносных заземлений должны быть выбраны с таким расчетом, чтобы исключалось шунтирование реле земляной защиты.

В распределительных устройствах места присоединения переносных заземлений должны быть очищены от краски, окаймлены черными полосами, а места подключения к магистрали заземления или заземленной конструкции должны быть отмечены знаком "земля" и приспособлены для их закрепления. В ЗРУ такое место предусматривается снаружи каждой двери ячейки. Для подсоединения заземлений к "земле" в ОРУ и ЗРУ устанавливаются барашки, язычки, а для обеспечения удобства установки переносного заземления на шину и шлейф на них прикрепляют специальную скобу, на которую должно завешиваться заземление.

Корпуса масляных выключателей, находящиеся во время их работы под напряжением, должны быть окрашены в сигнальный красный цвет, или на них наносится красная стрела, или знак "Осторожно! Электрическое напряжение". Этот же знак наносят на конденсаторных банках установок емкостной компенсации.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет, их рукоятки и тяги - в красный, рукоятки других приводов - в цвета оборудования, а рукоятки разъединителей схем плавки гололеда - в цвет "зебра". Магистраль заземления должна быть окрашена в черный цвет, либо в цвет стен с нанесением черных поперечных полос через 1 - 2 м и в местах ответвлений.

У кнопок управления выключателями, у рукояток разъединителей, заземляющих ножей, на шкафах, панелях ячеек, на оборудовании и т.п. должны быть надписи с диспетчерскими наименованиями, при необходимости установлены крючки для вывешивания плакатов.

## 7.5 Наружное освещение

Систему освещения (светильниками или прожекторами) в наружных установках выбирают индивидуально для каждого объекта, исходя из конкретных условий эксплуатации, характера технологического процесса и установленного оборудования.

Наименьшая высота установки осветительных приборов  
Наименьшую допустимую высоту установки осветительных приборов в наружном освещении нормируют, исходя из необходимости защиты глаза от слепящего действия прожектора или светильника.

Газоразрядные источники света. Применение газоразрядных источников света дает возможность в ряде случаев сократить расход электроэнергии, так как действующие нормы освещенности для наружного освещения однозначны при любых источниках света. Приводим краткое описание некоторых светильников для наружного освещения с газоразрядными лампами.

Наружное освещение подстанции осуществляется прожекторами ПЗС – 45 с лампами мощностью 1000 Вт напряжением 220 В, питаемых от трансформаторов собственных нужд. Прожектор ПЗС-45 заливающего света со стеклянным отражателем рисунок 7.4



Рисунок 7.4 - Прожектор ПЗС-45 заливающего света со стеклянным отражателем

Угол наклона прожекторов к плоскости подстанции  $\theta = 18^\circ$ . Высота установки прожекторов  $h=11$  м.

Расчет освещения подстанции производим методом изолюкс. Построим изолюксу одного прожектора.

Освещенность точки площадки подстанции:

$$E = eh^2 \rho^3, (7.5.1)$$

Где  $e$  – норма освещенности поверхности, равная 1 лк ,  
 $\rho^3$  – вспомогательная величина .

Для расстояния  $X=11$  м от прожектора

$$E = 1 \cdot 11^2 \cdot 2 = 242 \text{ лк.}$$

По изолюксам на условной плоскости определяем координату  $\eta=0,5$  на условной плоскости с освещенностью  $E=242$  лк.

Координата  $y$  на площадке подстанции:

$$y = \eta \rho h. (7.5.2)$$

$$y = 0,5 \cdot 1,26 \cdot 11 = 13,86 \text{ м.}$$

Дальнейший расчет координат для построения изолюксы освещенности производится аналогично. Результаты расчета сведены в таблицу 7.5

Таблица 7.5 – Построение изолюксы освещенности прожектора

X, м	22	33	44	55	66	77	88
Y, м	13,86	11,22	12,58	14,26	16,54	16,63	15,79

Изолюкса прожектора представлена на рисунке 7.5

При таком расположении прожекторов территория подстанции полностью освещается.

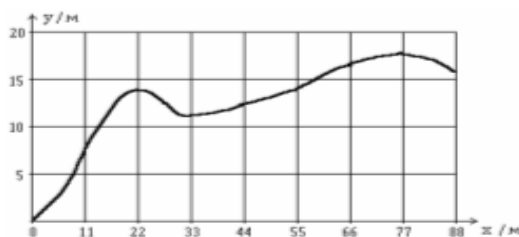


Рисунок 7.5 – Изолюкса прожектора.

## Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита подстанции «Чилисай» напряжением 220/110/10 кВ. Произведен выбор основного электрического оборудования.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: два автотрансформатора типа АДЦТН-125000/220/110, выключатели, разъединители, токоограничивающие реакторы, трансформаторы тока и напряжения. В результате сравнений выбраны распределительные устройства на стороне 220 кВ схема – одна секционированная рабочая система шин, на стороне 110 кВ – схема с двумя рабочими и обходной системами шин, на стороне 10 кВ – схема с двумя системами сборных шин.

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

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитаны основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе. В качестве основных защит рассчитаны: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием цифровых терминалов производства фирмы SIEMENS. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой с минимальным пуском по напряжению, максимальной токовой защитой с комбинированным пуском по напряжению.

Релейная защита отходящих линий 220 кВ выполнена на терминале дистанционной защиты производства фирмы SIEMENS, который состоит из резервного и основного комплекта защит.

В специальной части дипломного проекта произведен анализ токовой защиты нулевой последовательности.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ мер защит от поражения электрическим током и рассмотрена природа воздействия электромагнитных полей высокого напряжения на организм человека.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка эффективности проекта, включающая в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.



## Список использованной литературы

- 1 Неклепаев Б.И., Крючков И.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.— М.: Энергоатом издат. 1988. 608с.
- 2 Электротехнический справочник. Том 3. книга 1.
- 3 Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 2001г. 528 с.
- 4 Дьяков А.Ф., Овчаренков Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. - М.: МЭИ, 2000
- 5 Воронина А.А. Безопасность труда в электроустановках / А.А.Воронина, Н.Ф.Шибенко – М., Высшая школа, 1984. – 312с. : ил.
- 6 Камнев В.Н. Монтаж устройств вторичной коммутации – М., Высшая школа, 1997.–271 с.
- 7 Коптев А.А. Электромонтер оперативно-выездной бригады подстанций – М., Высшая школа, 1988.–266 с.: ил.
- 8 Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. Издание второе переработанное и дополненное. Москва, Высшая школа 1979 г.
- 9 Трунковский Л.Е. Обслуживание электрооборудования промышленных предприятий – М., Высшая школа, 1979.–272 с.: ил.
- 10 Чернобровов Н.А. Релейная защита – М., Высшая школа, 1981.– 232 с.: ил.
- 11 Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ – АУЭС. Алматы 2011 г.
- 12 Стандарт организаций. Укрупнённые показатели стоимости сооружения ПС и ЛЭП 6-750 кВ. – ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.
- 13 В.Н. Нагорная. Экономика энергетики. – Владивосток. 2007 г.
- 14 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35 – 750 кВ – «ФСК ЕЭС» - 2007 г.
- 15 Справочник по проектированию электроэнергетических систем, под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро И.М. - 3-е изд. перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат. 1985,352с.
- 16 Индексы цен в строительстве. Выпуск 55. – М.:КО-ИНВЕСТ, 2006 г.
- 17 Методические указания к расчету уставок дифференциальной токовой защиты выбор ПТН и уставок УРОВ. «Механотроника»: 2006 г.
- 18 Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-ТД [http://www.mtrele.ru/production/rza\\_6\\_220kV/bmrz\\_td\\_2/](http://www.mtrele.ru/production/rza_6_220kV/bmrz_td_2/)
- 19 Измерительные трансформаторы тока и напряжения [http://www.electroshield.ru/izmeritelnye\\_transformatory\\_nol](http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nol)
- 20 Высоковольтное оборудование: выключатели 220 кВ, 110 кВ , 10 кВ <http://www.uezc.ru/library.php?id=238>

21 Высоковольтное оборудование: разъединители 220 кВ, 110 кВ,  
<http://www.razrad.sp.ru/index.html>

22 Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2005.

23 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей . РД 34 РК. 20/03.501/202-04. – Астана, 2004.

## Приложение А

### Расчет токов КЗ

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}} \quad (2.1)$$

где  $S_{\delta}$ - базисная мощность, МВА,

$$X_{c1} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз1}} = \frac{1000}{280} = 3,571 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз2}} = \frac{1000}{320} = 3,125 \text{ о.е.}$$

$$X_{c3} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз3}} = \frac{1000}{70} = 14,28 \text{ о.е.}$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{АТВ} = \frac{(U_{ВН} + U_{ВС} - U_{СН})}{200} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{АТ}} = \frac{(45 + 11 - 28)}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 1,12 \text{ о.е.} \quad (2.2)$$

$$X_{АТС} = \frac{(U_{ВС} + U_{СН} - U_{ВН})}{200} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{АТ}} = \frac{(11 + 28 - 45)}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 0 \text{ о.е.} \quad (2.3)$$

$$X_{АТН} = \frac{(U_{ВН} + U_{СН} - U_{ВС})}{200} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{АТ}} = \frac{(45 + 28 - 11)}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 2,48 \text{ о.е.} \quad (2.4)$$

Сопротивление линии:

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

где  $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км,

$l$  - длина линии, км,

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

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,781 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = X_{уд} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 145 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,192 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = X_{уд} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 95 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,781 \text{ о.е.}$$

$$X_{л4} = X_{уд} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 117 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,962 \text{ о.е.}$$

$$X_{л5} = X_{уд} \cdot l_5 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 120 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,986 \text{ о.е.}$$

$$X_{л6} = X_{уд} \cdot l_6 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,822 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_n = 2,5 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}, \quad (2.6)$$

где  $S_n$ - мощность нагрузки, МВА.

$$X_{нсн} = 2,5 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{сн}} = 2,5 \cdot \frac{1000}{225} = 11,11$$

$$X_{ннн} = 2,5 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ннн}} = 2,5 \cdot \frac{1000}{25} = 100$$

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronics Workbench (рисунок А.1-А.3)

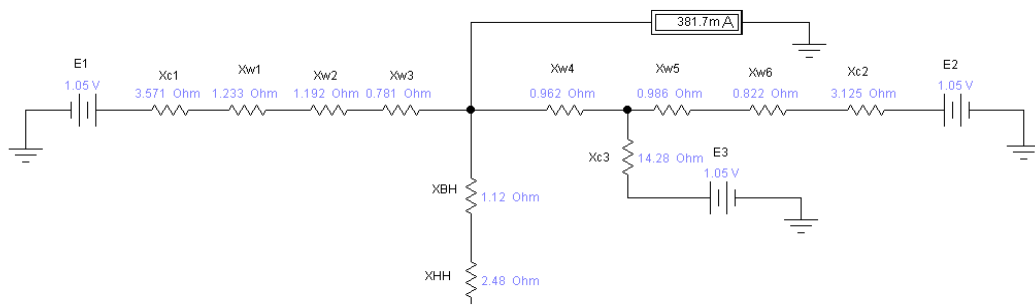


Рисунок А.1 – Ток КЗ на высокой стороне автотрансформатора

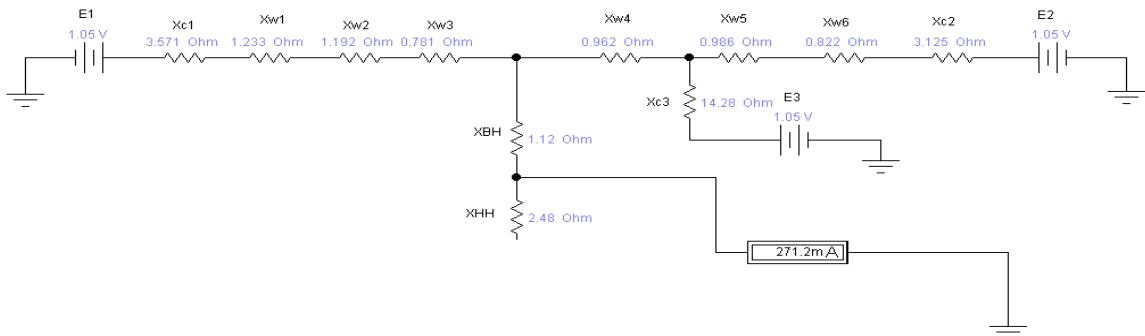


Рисунок А.2 – Ток КЗ на средней стороне автотрансформатора

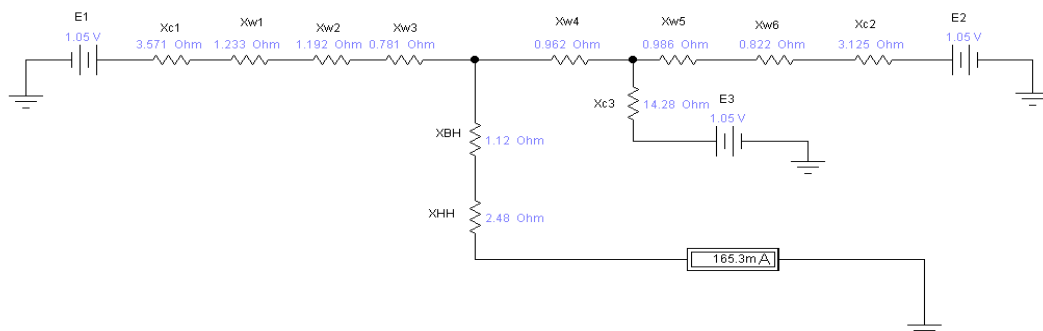


Рисунок А.3 – Ток КЗ на низкой стороне автотрансформатора

Находим базисные токи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (2.9)$$

где  $S_{\delta}$  - базисная мощность, МВА,  
 $U_{\delta}$  - базисное напряжение, кВ.

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

Рассчитываем токи КЗ:

$$I_{\text{кз}} = I_{\delta} \cdot I_{\text{оe}}, \quad (2.10)$$

где  $I_{\delta}$  - базисный ток, кА;

$I_{\text{оe}}$  - ток, измеренный амперметром в точках КЗ: К1, К2, К3.

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = I_1 \cdot I_{\delta 1} = 0,381 \cdot 2,51 = 0,958 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = I_2 \cdot I_{\delta 2} = 0,271 \cdot 5,02 = 1,361 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = I_3 \cdot I_{\delta 3} = 0,165 \cdot 55 = 9,09 \text{ кА}$$

Рассчитываем ударные токи КЗ по формуле:

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot \kappa_{\text{yд}}, \quad (2.11)$$

$$\kappa_{\text{yд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.12)$$

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

$$\kappa_{\text{yд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,825$$

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot 0,958 \cdot 1,819 = 2,46 \text{ кА}$$

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к2}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot 1,361 \cdot 1,819 = 3,5 \text{ кА}$$

$$i_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к3}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot 1,819 = 23,38 \text{ кА}$$

## Приложение Б

### Выбор трансформаторов тока

Выбор ТТ на ОРУ 220 кВ.

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

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	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			
ТБОМ-110	300/100	5	P/0.2S	20	20 1с			

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.1 – Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ



Рисунок Б.2 – Определение токовой погрешности ТТ на стороне 220 кВ

Выбор ТТ на ОРУ 110 кВ.

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
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
<b>TBT-110</b>	<b>1000</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>9.6</b>	<b>23.2</b>	<b>40</b>
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
TB-110/20	1000	5	-	20		0.4	0.6	1.2
TB-110/50	200	5	-	20		0.28	0.4	0.8
TB-110/50	300	5	-	20		0.28	0.4	1.2
TB-110/50	400	5	-	27		0.4	0.78	1.2
TB-110/50	600	5	-	40		0.445	0.6	0.6

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.3 – Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

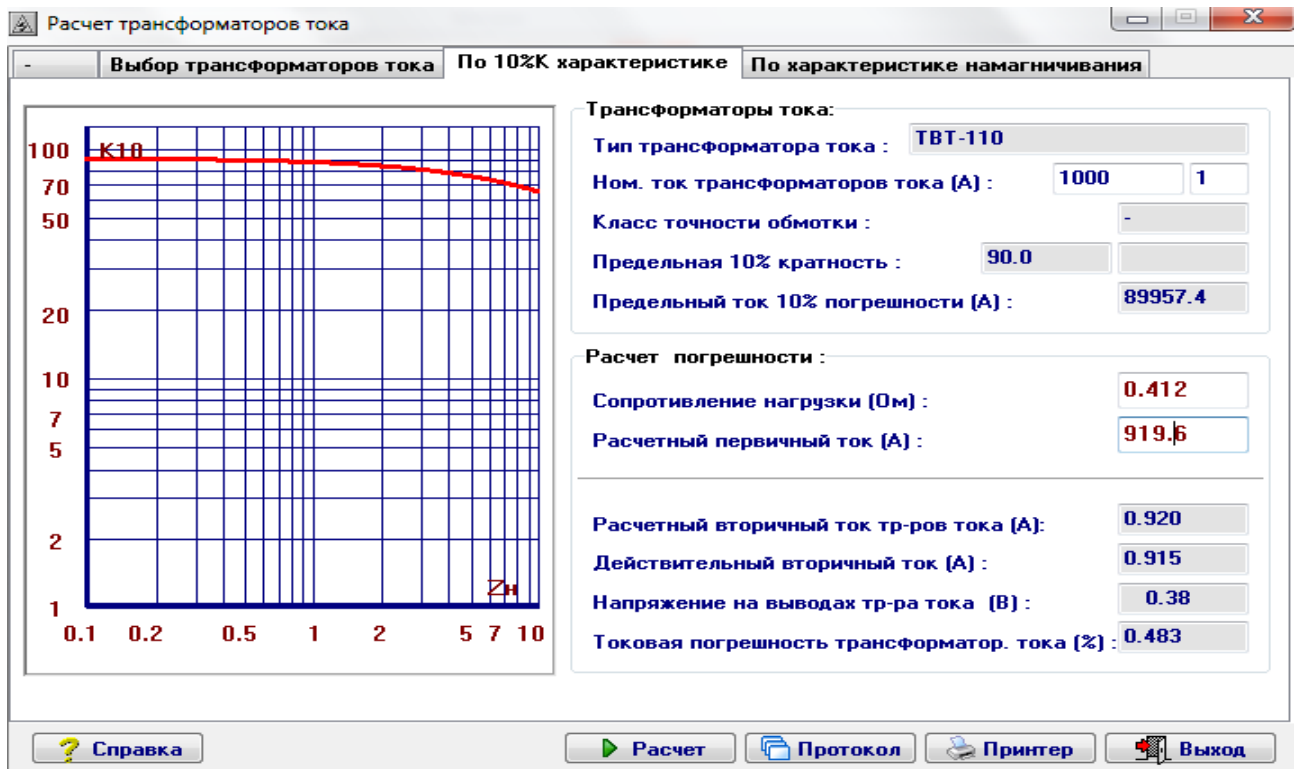


Рисунок Б.4 – Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ



Выбор ТТ для КРУ 10 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.5 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

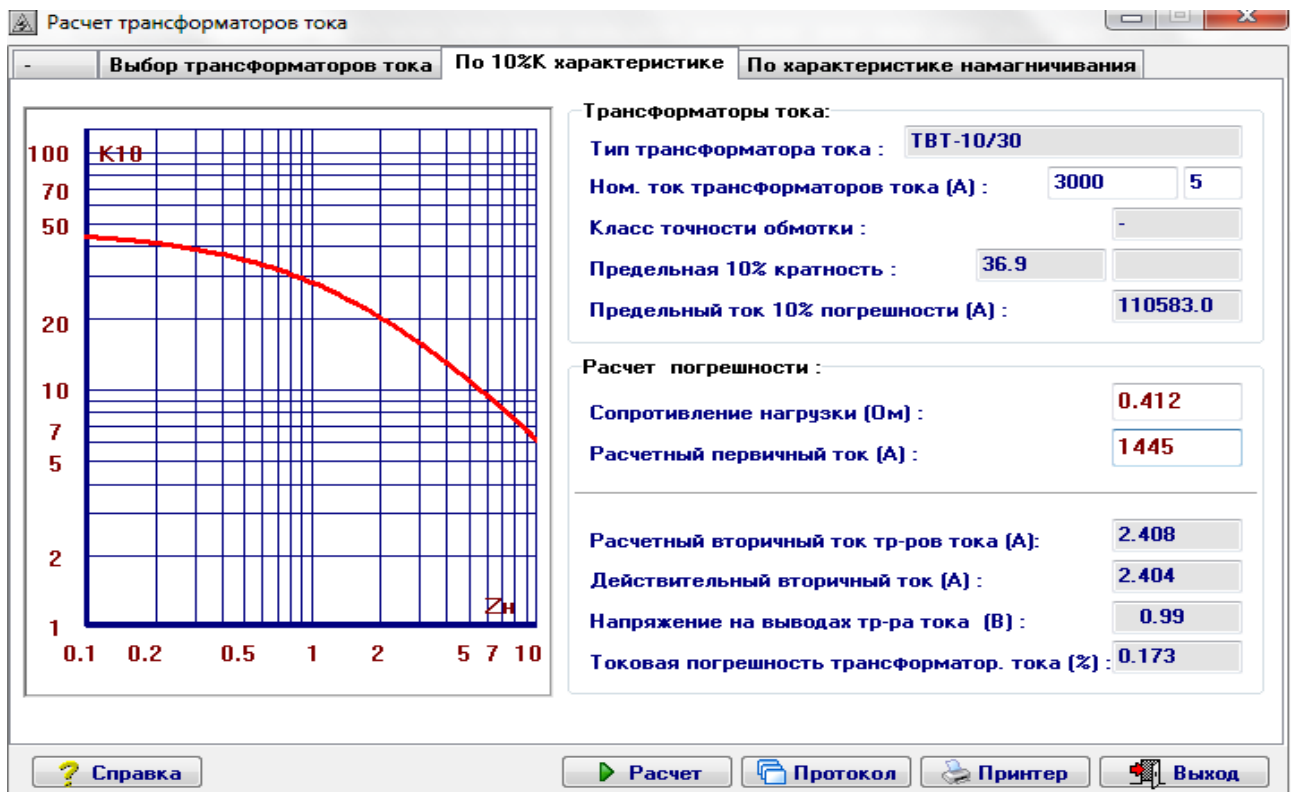


Рисунок Б.6 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

## Приложение В

### Схемы замещения расчетов токов КЗ для ТЗНП.

Однофазные и двухфазные КЗ в конце линии, комплексные схемы и карта селективности представлены на рисунке (В.1 – В.7)

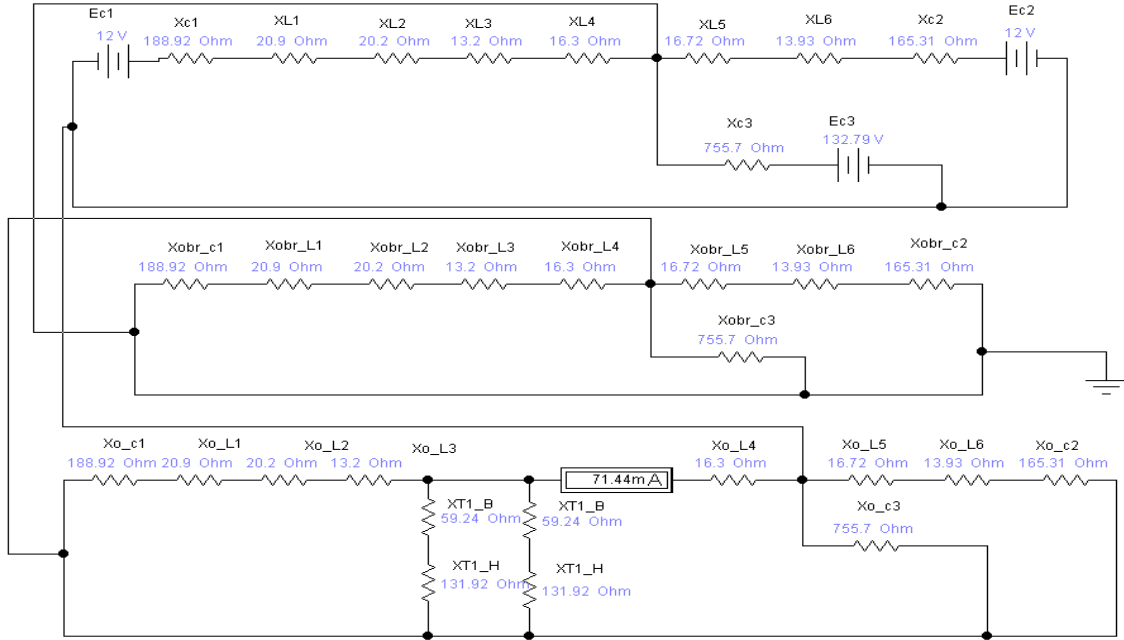


Рисунок В.1 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

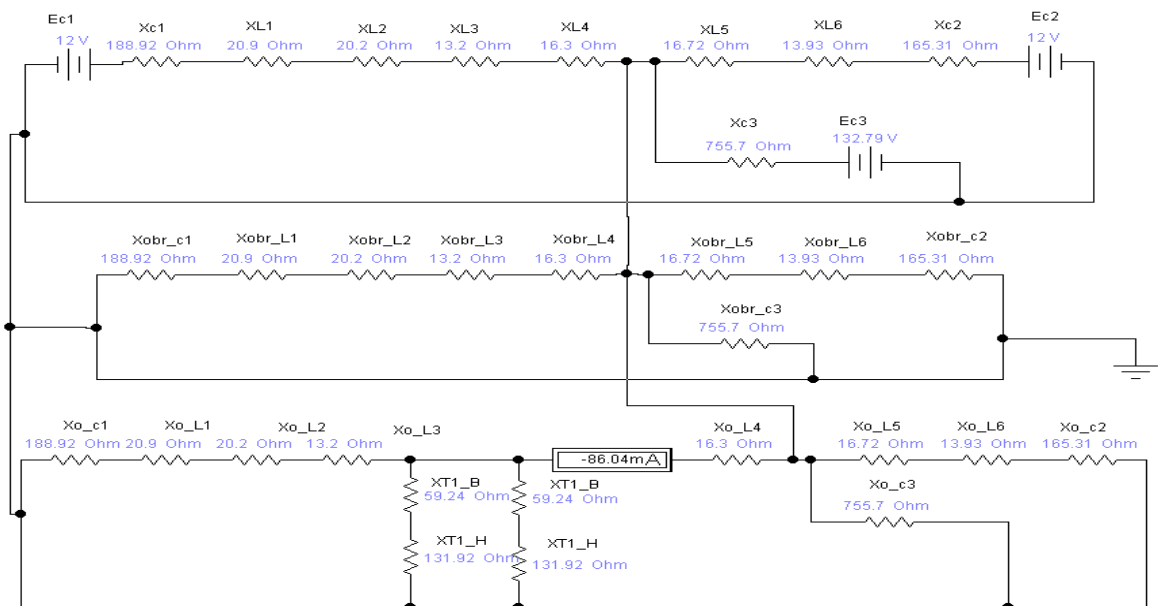


Рисунок В.2 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Расчет II ступени ТЗНП

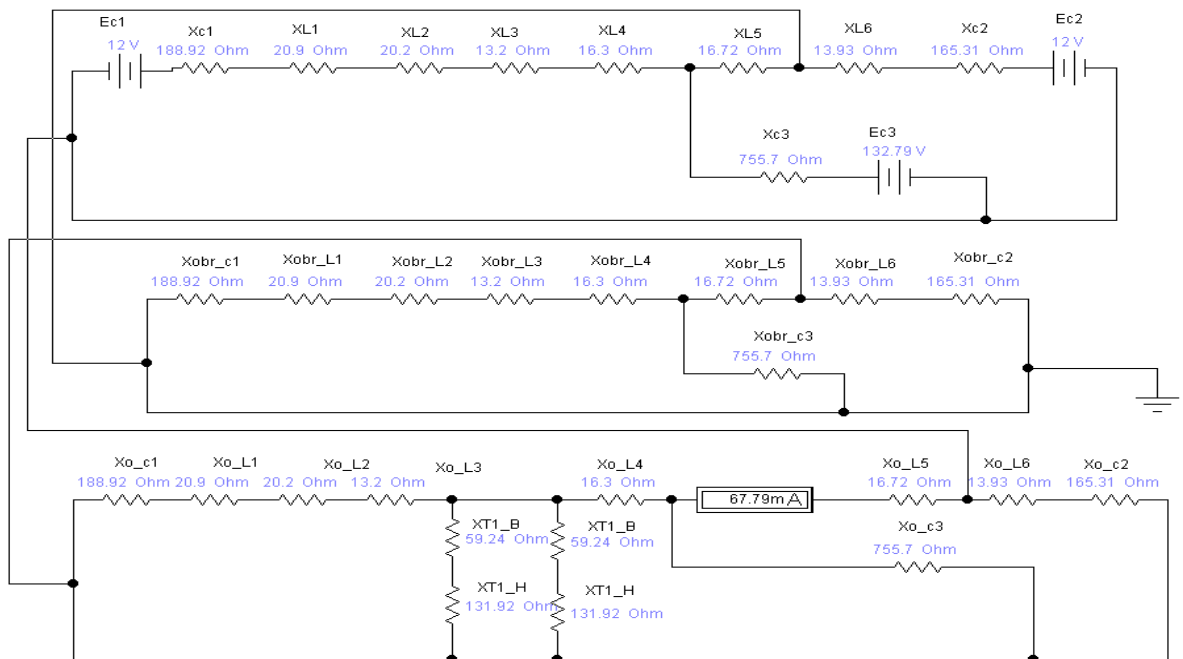


Рисунок В.3 – Однофазное КЗ

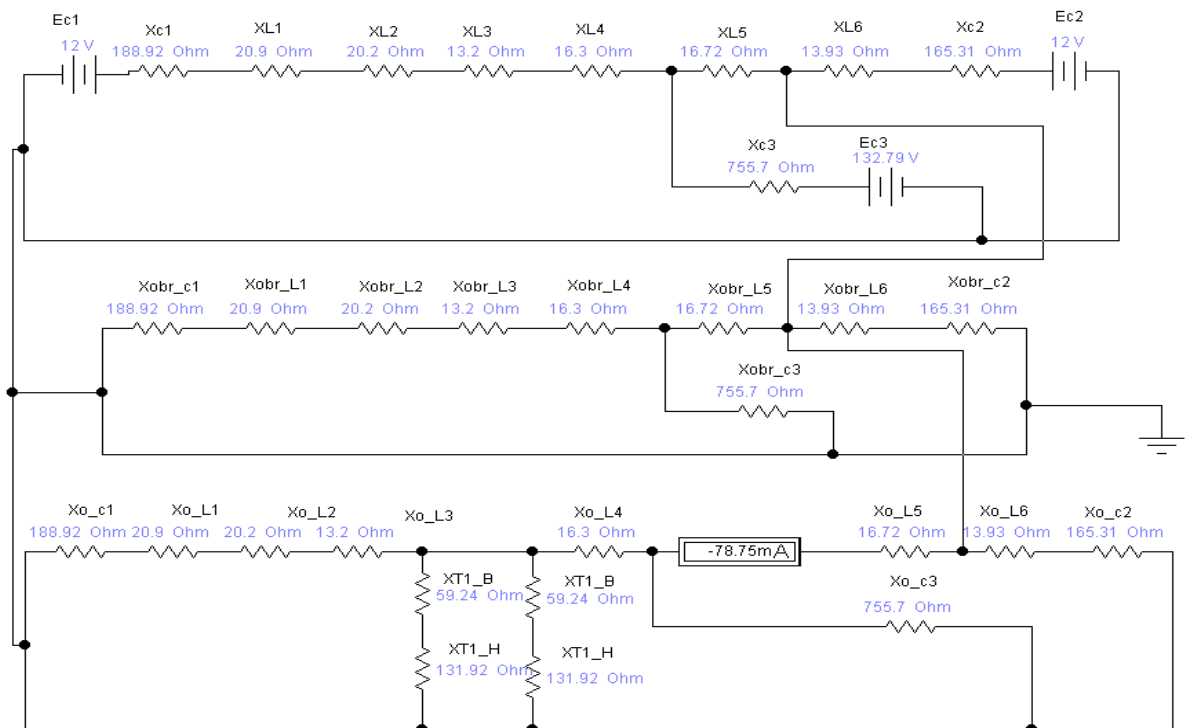


Рисунок В.4 – Двухфазное КЗ на землю

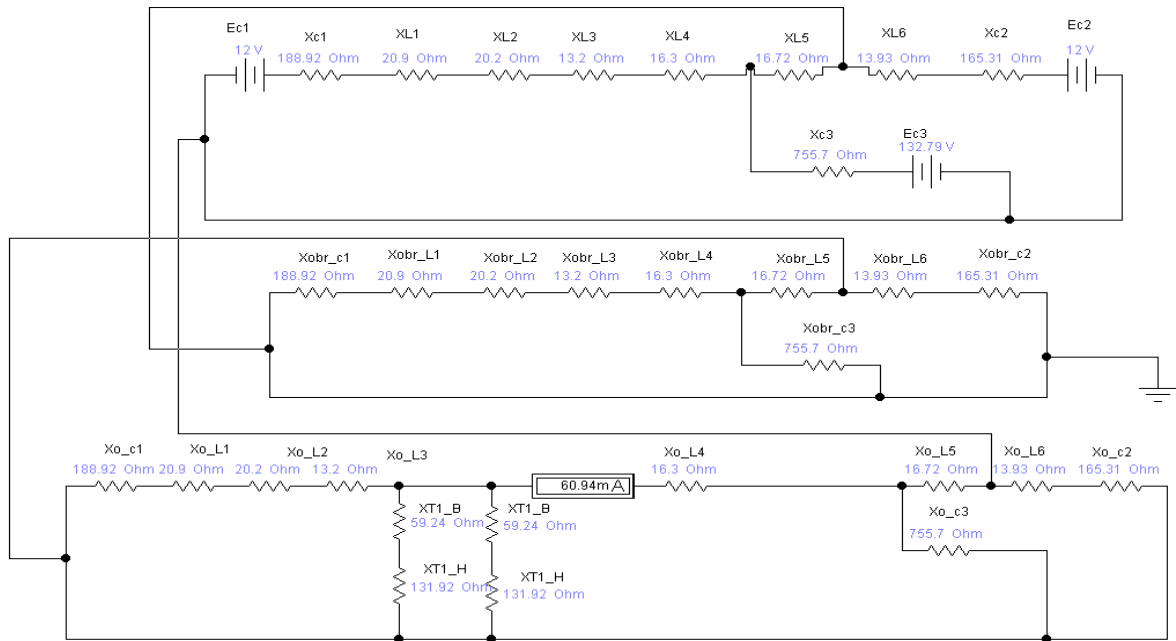


Рисунок В.5 – Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в конце линии Л5

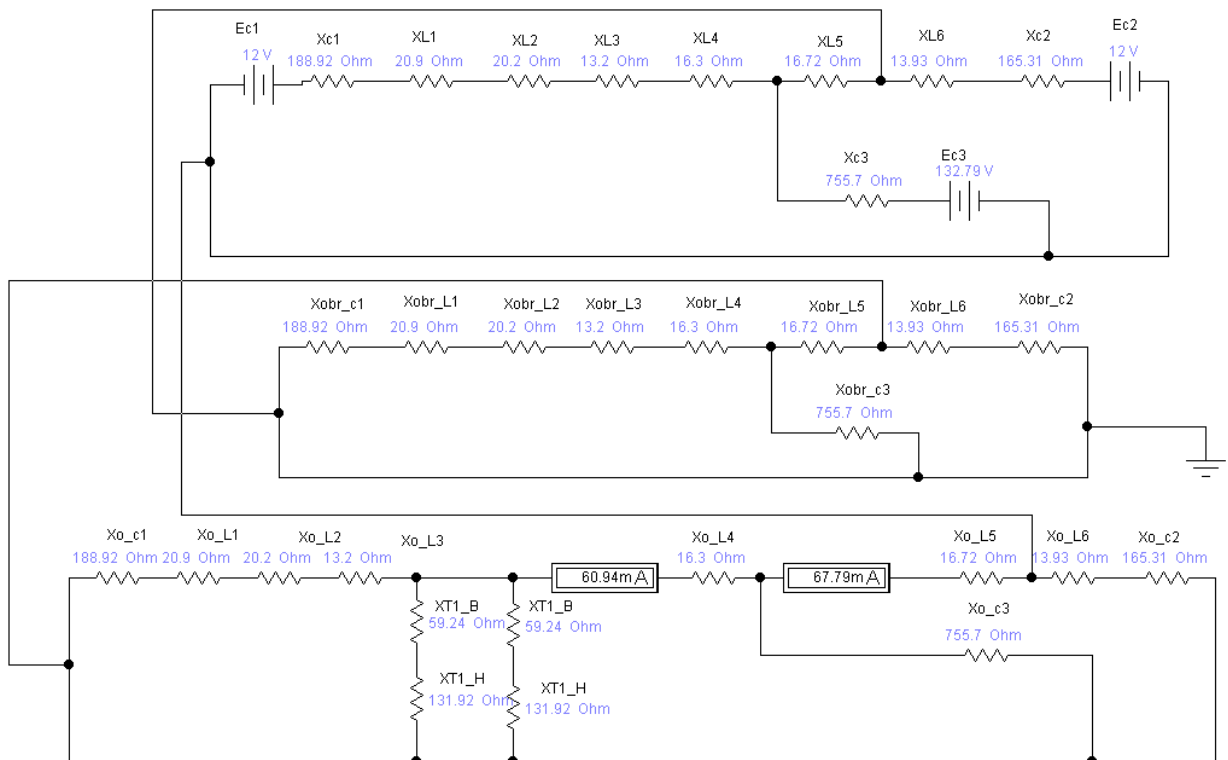


Рисунок В.6 – Определение токов  $I_{Л4}$  и  $I_{Л5}$

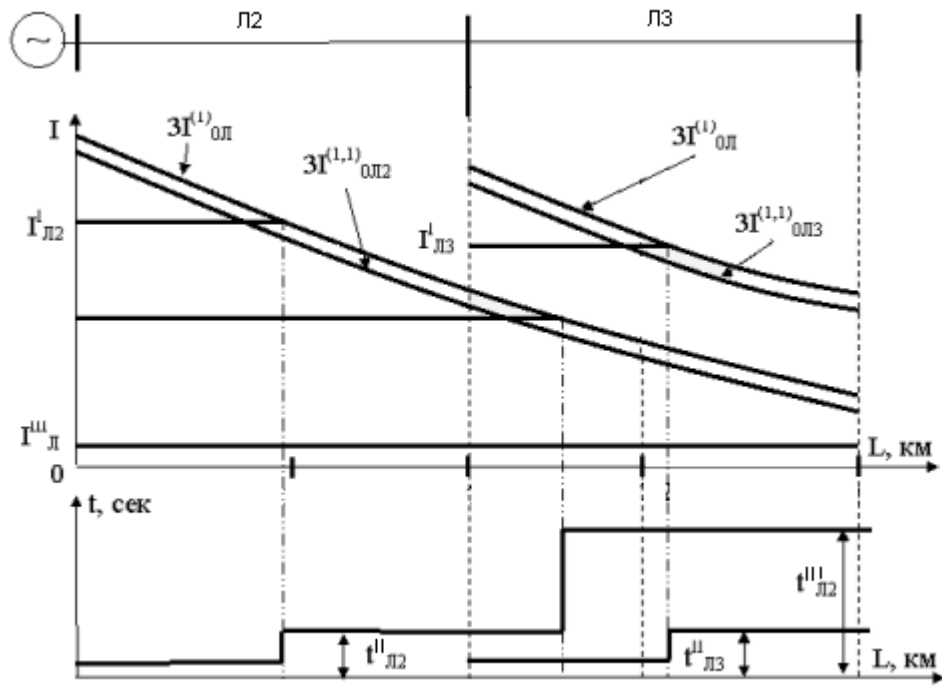


Рисунок В.7 Карта селективности ТЗНП

## Приложение Г

### Специальная часть. Быстродействующий автоматический ввод резерва

Устройства БАВР представлены на рисунке Г.1 - Г

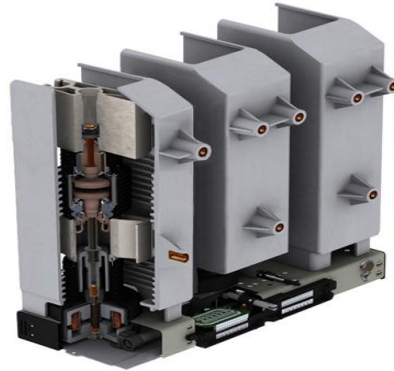


Рисунок Г.1 - Внешний вид вакуумного выключателя

Внешний вид и габаритные размеры устройства БАВР

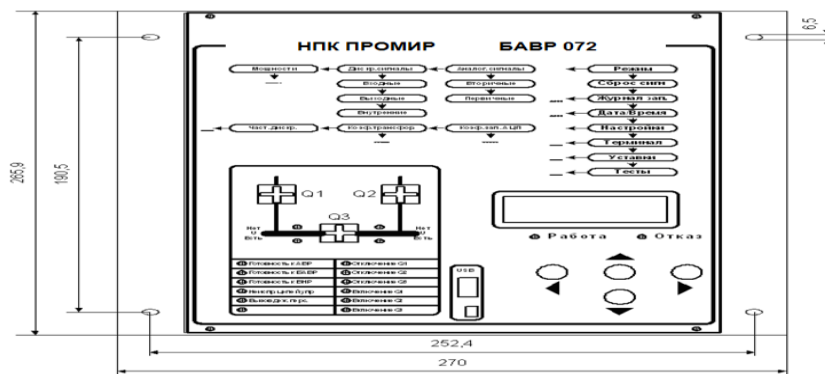


Рисунок Г.2 - передняя панель устройства БАВР



Рисунок Г.3 - Внешний вид устройства БАВР

### Промышленные испытания устройства БАВР

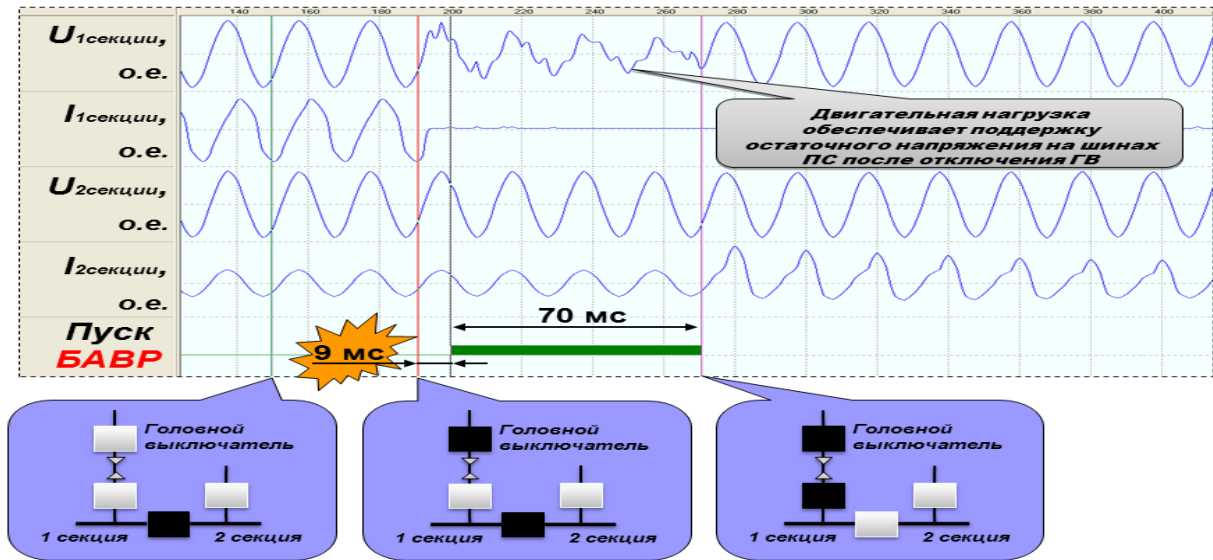


Рисунок Г.4 - График зависимости времени переключения от токов и напряжений