

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Релейная защита подстанции «Кентау» 220/110/10 кВ

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Рузаев Магамед Ибрагим-оглы, РЗА-10-03  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Баширов М.В., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

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

по безопасности жизнедеятельности:

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

по применению вычислительной техники:

Баширов М.В., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
«30» 05 2014 г.  
(подпись)

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

Рецензент: Литвина О.Ю., - инж. службы РЗА АМЭС филиал АО «KEGOK»  
(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

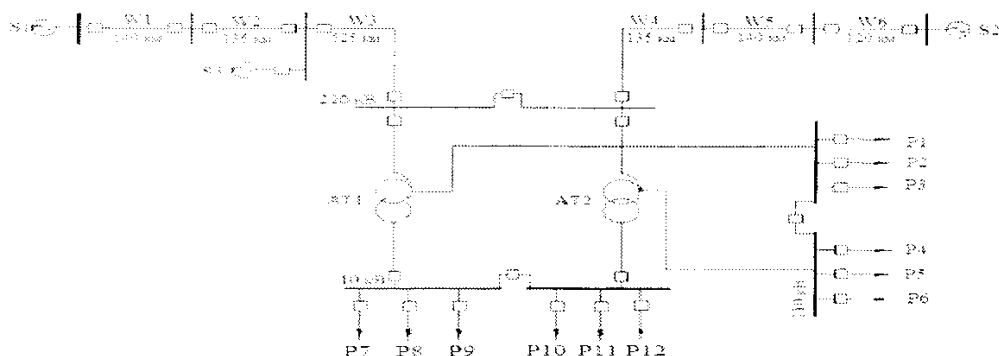
Студент Рузаев Магамед Ибрагим-оглы  
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Релейная защита подстанции «Кентау» 220/110/10 кВ

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

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

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



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

Мощности систем:  $S_{\text{кзс1}} = 2645$  МВА,

$S_{\text{кзс2}} = 2645$  МВА,

$S_{\text{кзс3}} = 530$  МВА.

Параметры линии:

Линия	Длина, км	Мощность на линии, МВА
W1	140	200
W2	135	190
W3	125	180
W4	135	200
W5	140	180
W6	120	170

Отмечены точки КЗ:

- К1 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне ВН (220 кВ);
- К2 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне СН (110 кВ);
- К3 – трёхфазное КЗ на стороне НН (10 кВ);
- К4 – однофазное КЗ на ПС Чулак-Курган (220 кВ);
- К5 – однофазное на ПС Опорная (220 кВ).

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

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.14.ЭЭ.69.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Кентау» 220/110/10 кВ
- 2) 5BO71800.14.ЭЭ.69.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит автотрансформатора
- 3) 5BO71800.14.ЭЭ.69.Э5 – Схема распределения устройств РЗА по ТА автотрансформаторов АТ1 (АТ2)
- 4) 5BO71800.14.ЭЭ.69.Э4 – Схема распределения устройств РЗА по ТА линии 220 кВ
- 5) 5BO71800.14.ЭЭ.69.Э4 – Схема оперативных цепей ТТ и ТН ВЛ 220 кВ
- 6) 5BO71800.14.ЭЭ.69.Э6 – УРОВ

Рекомендуемая основная литература:

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ЭХД	Самостова Т.С.	19.03 - 30.05.14	
Экономическая часть	Валеева Л.Ш.	19.03 - 02.07.14	
	Басманов	30.05/14	

**ГРАФИК**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка главной эл. схемы силовых трансформации	10.02.14г	выполнено
2	Расчет тока короткого замыкания	10.03.14г	выполнено
3	Выбор электрических аппаратов	14.03.14г	выполнено
4	Проектирование РЗ элементов ПС здания трансформатора, здания мот.	10.04.14г	выполнено
5	Разработка схемы защиты	15.04.14г	выполнено
6	Безопасность жизнедеятельности Анализ условий труда, Показ 54	23.05.14г	выполнено
7	Экономическая часть Бизнес план строительства ПС Расчет эксплуатационных затрат	25.05.14г	выполнено
8	Расчет безопасности на короткое замыкание Расчет мот. защиты	30.05.14г	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель \_\_\_\_\_ (подпись) (Башикиров М.В.)  
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ (подпись) (Рузаев М.И.)  
(Фамилия и инициалы)

**Андатпа**

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

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

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

### **Аннотация**

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

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

Выполнены графические схемы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

### **Annotation**

This diploma thesis is devoted to research of relay protection and automation of «Kentaу» 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	6
Введение	7
1 Исходные данные к выпускной работе	8
2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции	10
2.3 Выбор схемы распределительных устройств подстанции	11
2.4 Выбор схемы питания собственных нужд	17
2.5 Расчет токов короткого замыкания	18
2.6 Выбор электрических аппаратов	21
3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции	32
3.1 Основные положения	32
3.2 Релейная защита автотрансформаторов подстанции	33
3.3 Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора	36
3.4 Газовая защита	40
3.5 Расчет резервных защит автотрансформаторов	45
3.6 Релейная защита линии 110 кВ	54
4 УРОВ на базе терминала 7SA611	61
4.1 Общие сведения	61
4.2 Принцип функционирования УРОВ	63
4.3 Контроль блок-контактами выключателя	64
4.4 Трехфазный пуск УРОВ	65
4.5 Уставки и параметры настройки УРОВ	67
5 Безопасность жизнедеятельности	70
5.1 Общие положения	70
5.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции	70
5.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда	71
5.4 Расчет заземляющего устройства	75
6 Экономическая часть	84
6.1 Бизнес план строительства подстанции «Кентау»	84
6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП	85
6.3 Расчет эксплуатационных издержек	88
6.4 Расчет себестоимости на передачу электроэнергии	90
6.5 Расчет чистой прибыли	91
6.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	93
Заключение	95
Список литературы	96
Приложение А	98
Приложение Б	102

## 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 отката 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 «Кентау» 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: автотрансформаторы, выключатели, разъединители, токоограничивающие реакторы, трансформаторы тока и напряжения и др.

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

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

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

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

В специальной части рассмотрено УРОВ на базе терминала 7SA611.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет защиты от шума автотрансформатора и заземляющего устройства.

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 – АРМ СРЗА; 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 выпускной работе

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

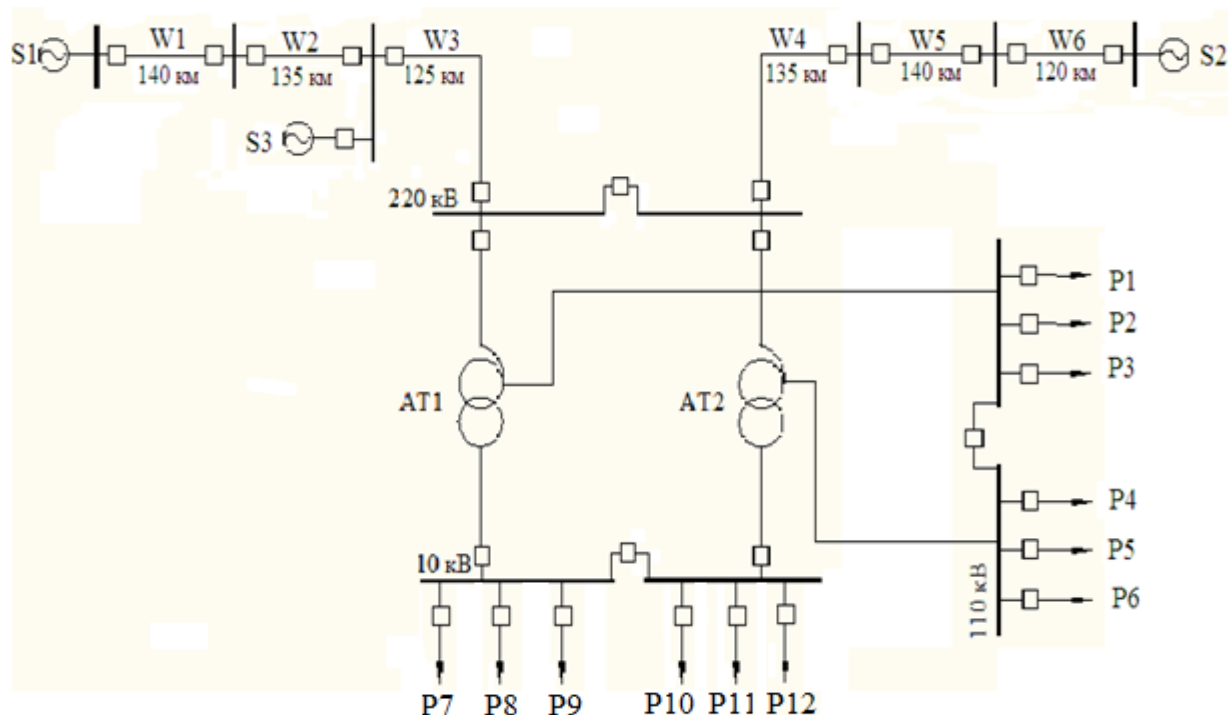


Рисунок 1.1 - Схема подстанции «Кентау» 220/110/10 кВ

Таблица 1.1 - Исходные данные ЛЭП

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{1уд.}$ , Ом/км	$R_{1уд.}$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км
Л1	140	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л2	135	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л3	120	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л4	135	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л5	140	АС-240	0,418	0,131	1,293
Л6	120	АС-240	0,418	0,131	1,293

Таблица 1.2 - Данные линий 110 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Нагрузка, МВт	50	20	10	50	20	10

Таблица 1.3 - Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Нагрузка, МВт	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1

Таблица 1.4 - Номинальные параметры автотрансформатора АДЦТН - 250000/220/110

S <sub>НОМ</sub> , МВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт			U <sub>к</sub> , %			
	ВН	СН	НН	P <sub>х</sub>	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН
250	230	121	11	120	500	410	400	11	32	20

Таблица 1.5 - Мощности систем

Мощности систем		
S <sub>кзс1</sub> , МВ·А	S <sub>кзс2</sub> , МВ·А	S <sub>кзс3</sub> , МВ·А
2645	2645	530

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

### **2.1 Общие положения**

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

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

При выборе схем электрических соединений подстанции должны учитываться факторы:

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

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

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

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

Основой выбора принципиальной схемы подстанции является выбор силового автотрансформатора.

При выборе числа и мощности автотрансформатора важным критерием является надежность электроснабжения. Для удобства эксплуатации систем энергоснабжения следует стремиться выбирать не более двух-трех стандартных мощностей основных автотрансформаторов. Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных автотрансформаторов. Обычно устанавливают автотрансформаторы одинаковой мощности.

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

потребителей.

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

Для потребителей III категории электроснабжение может выполняться от одного источника при условии, что перерывы электроснабжения необходимые для ремонта, не превышают 1сутки.

При выборе автотрансформаторов 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 250 МВА.

Итак, устанавливаем на подстанции 2 автотрансформатора АТДЦТН-250000/220/110, параметры которого указаны в исходных данных дипломного проекта.

### **2.3 Выбор схем распределительных устройств подстанции**

#### *Общие требования.*

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

В соответствии со "Схемами принципиальных электрических распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности.

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 [3].

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 220 кВ.*

Для РУ 220 кВ питающей подстанции, конкурирующими являются представленные схемы:

- а) Схема с одной секционированной системой шин (рисунок 2.1):

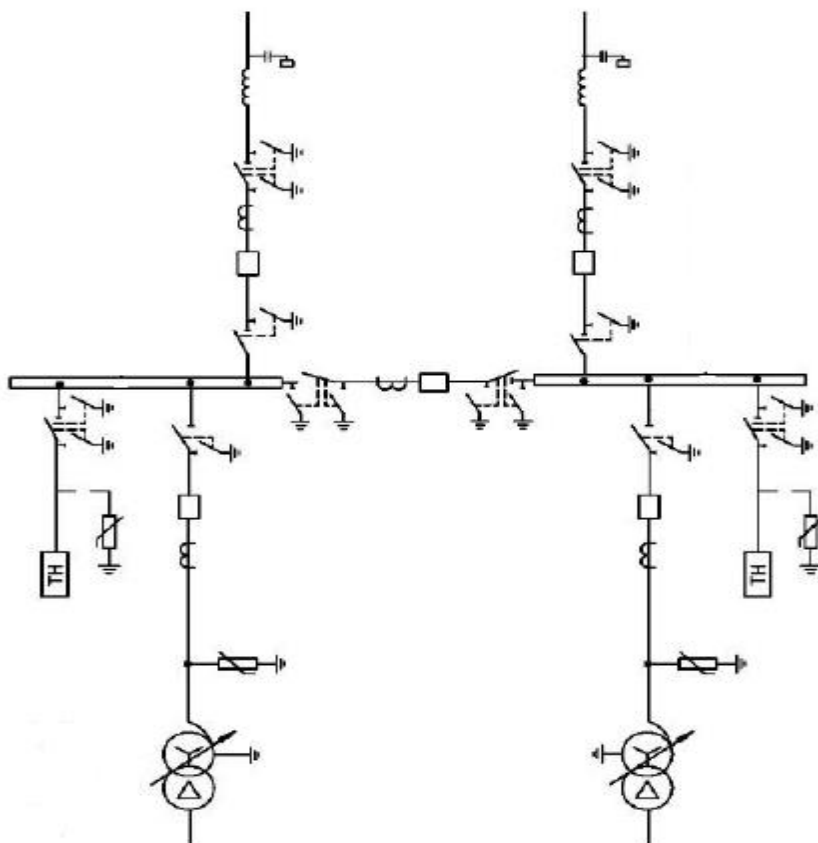


Рисунок 2.1 - Схема ОРУ 220 кВ.

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 2.2):

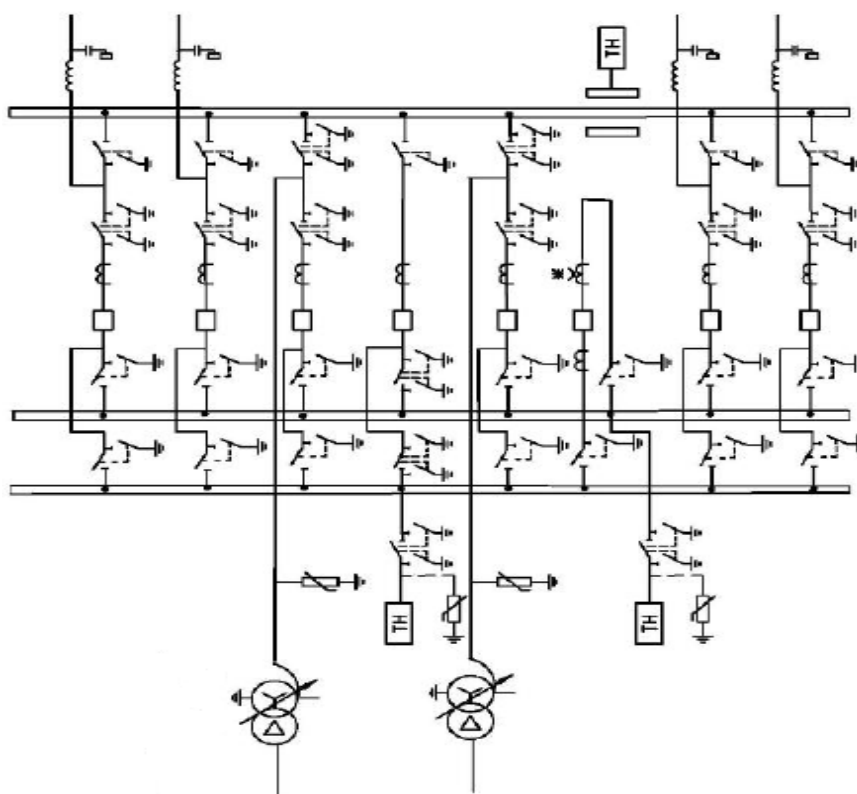


Рисунок 2.2 - Схема ОРУ 220 кВ.

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 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 [3].

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. Таким образом, выбираем 1 вариант.

*Выбор электрической схемы РУ 110 кВ.*

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

а) схема – одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин (рисунок. 2.3):

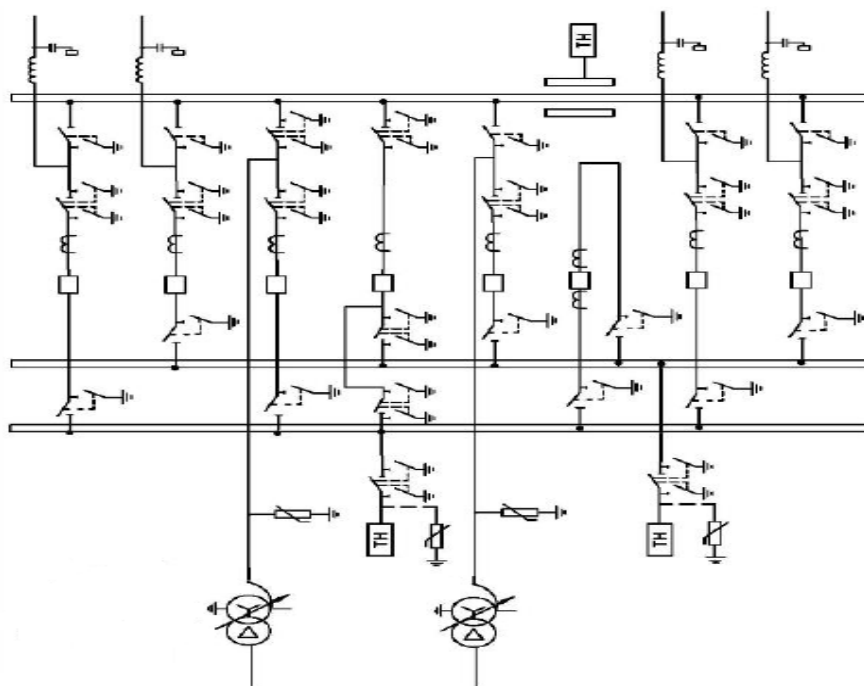


Рисунок 2.3 - Схема ОРУ 110 кВ. Вариант 1

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 [3].

Достоинством второй 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 2.4):

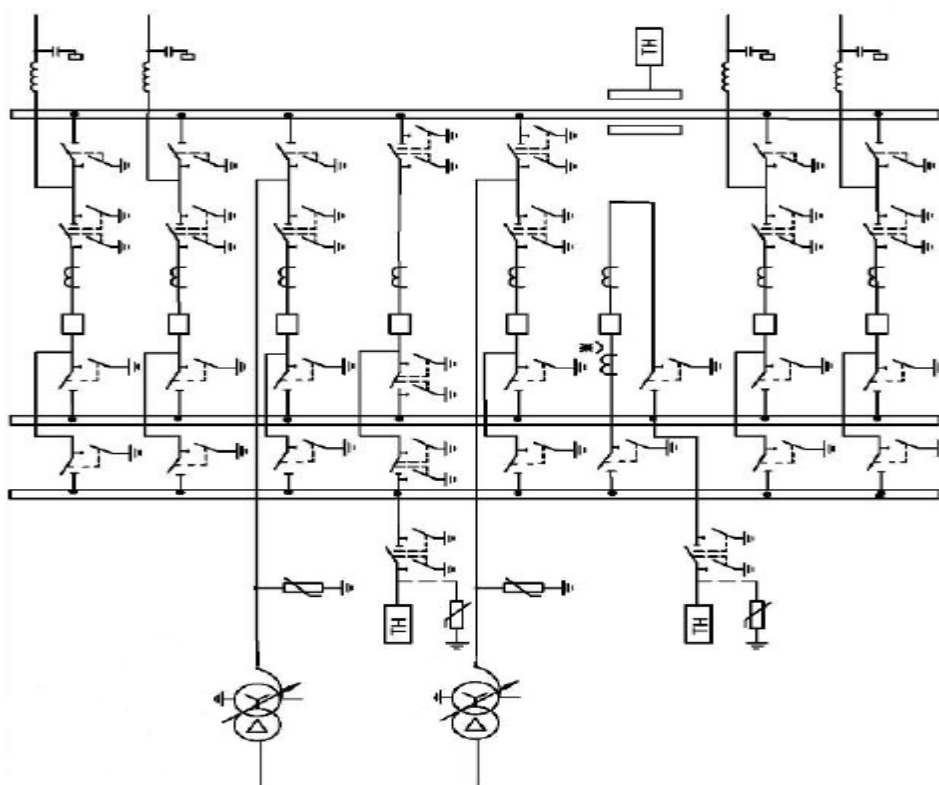


Рисунок 2.4 - Схема ОРУ 110 кВ. Вариант 2



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. 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. Вторая схема имеет более высокую надёжность. Поэтому в качестве электрической схемы РУ 110 кВ выбираем вторую схему - «с двумя рабочими и обходной системами шин».

#### *Выбор схемы РУ НН подстанции.*

Для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд (СН) на подстанциях используется РУ 10(6) кВ. Применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин.

Рассмотрим схему с одной, секционированной выключателями, системой сборных шин (рисунок 2.5):

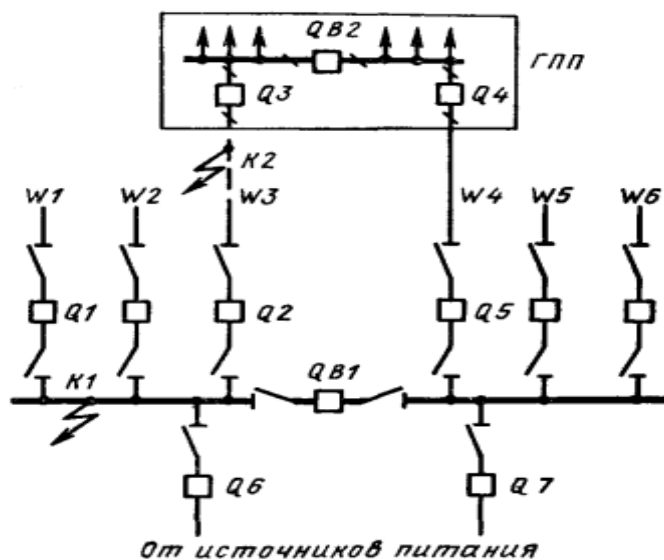


Рисунок 2.5 – Схема РУ 10 кВ. С одной системой сборных шин секционированной выключателями

Схема с одной системой сборных шин является наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ. схема с одной системой шин КРУ, что снижает стоимость монтажа позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружение электроустановки. Схема с одной системой сборных шин с секционированной выключателем имеет следующие достоинства:

- авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей;
- вторая секция и все присоединение к ней остаются в работе.
- простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

Недостатки схемы:

- при ремонте (повреждений) одной секции ответственные потребители остаются без резерва;
- в этом режиме источник питания, подключенная к ремонтируемой секции, отключается на все время ремонта.

Таким образом, питание ГПП в аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий, присоединенных к разным секциям станции [2].

## **2.4Выбор схемы питания собственных нужд**

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

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

На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора СН со скрытым резервом (рисунок 2.7). Так как на проектируемой подстанции предполагается наличие независимого источника оперативного тока (аккумуляторной батареи) трансформаторы СН подключаются к сборным шинам РУ 10 кВ через предохранители.

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

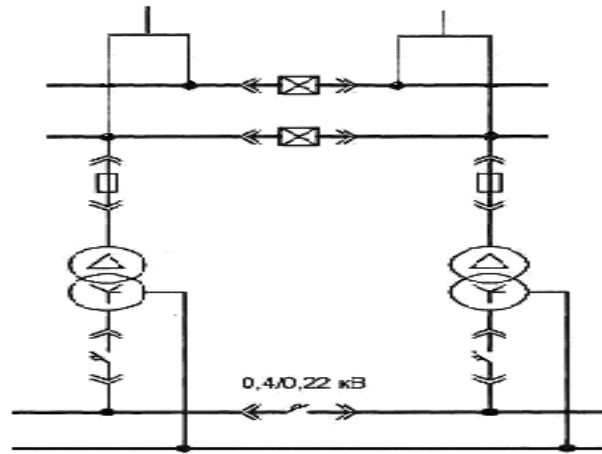


Рисунок 2.6- Схема питания собственных нужд подстанции

Максимальная нагрузка собственных нужд:

$$P_{\text{max,CH}} = 600 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85;$$

Полная максимальная мощность:

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

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираем два сухих трансформатора ТСЗ - 1000/10 номинальной мощностью 1000 кВА, т.к. они менее опасны с точки зрения возникновения пожара, чем масляные.

## 2.5 Расчёт токов короткого замыкания

*Общие положения.*

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:

- емкостные проводимости на землю ЛЭП напряжением до 220 кВ;
- сдвиг по фазе Э.Д.С. различных источников питания;
- токи намагничивания автотрансформаторов [2].

Расчетные схемы замещения токов КЗ выполнены в программе АРМ-СРЗА и указаны в приложении А.

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке [17]:

- Составляется расчетная схема. Намечаются точки КЗ;

Расчетная схема замещения показана на рисунке А1 приложение А.

Отмечены точки КЗ:

К1 – на стороне ВН (220 кВ);

К2 – на стороне СН (110 кВ);

КЗ – на стороне НН (10 кВ).

б) Определяем величины ЭДС энергосистем С1, С2 и С3 сопротивлений всех элементов схемы замещения в именованных единицах;

Сопротивление системы:

$$x_{C1} = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}, \quad (2.1)$$

где  $U_{cp}$  - среднее напряжение, кВ;

$S_{кз}$  - мощность КЗ энергосистемы, МВА.

Расчет сопротивления системы:

$$x_{C1} = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз1}} = \frac{230^2}{2645} = 20 \text{ Ом},$$

$$x_{C2} = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз2}} = \frac{230^2}{2645} = 20 \text{ Ом},$$

$$x_{C3} = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз3}} = \frac{230^2}{530} = 100 \text{ Ом}.$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{вт} = \frac{U_{вс} + U_{вн} - U_{сн}}{200} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{вт}}, \quad (2.2)$$

$$X_{сн} = \frac{U_{вс} + U_{сн} - U_{вн}}{200} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{вт}}, \quad (2.3)$$

$$X_{вт} = \frac{U_{сн} + U_{вн} - U_{вс}}{200} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{вт}}, \quad (2.4)$$

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

$$X_{вт1} = X_{вт2} = \frac{U_{вс1} + U_{вн1} - U_{сн1}}{200} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{вт1}} = \frac{32 + 11 - 20}{200} \cdot \frac{230^2}{250} = 24,3 \text{ Ом},$$

$$X_{сн1} = X_{сн2} = \frac{U_{вс1} + U_{сн1} - U_{вн1}}{200} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{вт1}} = \frac{11 + 20 - 32}{200} \cdot \frac{230^2}{250} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{лн1}} = X_{\text{лн2}} = \frac{U_{\text{сн1}} + U_{\text{вн1}} - U_{\text{вс1}}}{200} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{лн1}}} = \frac{32 + 20 - 11}{200} \cdot \frac{230^2}{250} = 20,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии:

Расчет сопротивления ЛЭП прямой последовательности:

$$Z_{\text{л1}} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 140 = 18,3 + j \cdot 56,1 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{л2}} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 135 = 17,7 + j \cdot 54,1 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{л3}} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 125 = 16,4 + j \cdot 50,1 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{л4}} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 135 = 17,7 + j \cdot 54,1 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{л5}} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 140 = 18,3 + j \cdot 56,1 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{л6}} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 120 = 15,7 + j \cdot 48,1 \text{ Ом,}$$

где  $X_0$  - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l$  - длина линии, км.

Расчет сопротивления ЛЭП обратной последовательности:

$$Z_{01} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 140 + 18,3) + j \cdot 3,58 \cdot 56,1 = 39,3 + j \cdot 201 \text{ Ом,}$$

$$Z_{02} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 135 + 17,7) + j \cdot 3,58 \cdot 54,1 = 37,35 + j \cdot 193,68 \text{ Ом,}$$

$$Z_{03} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 125 + 16,4) + j \cdot 3,58 \cdot 50,1 = 35,1 + j \cdot 179,36 \text{ Ом,}$$

$$Z_{04} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 135 + 17,7) + j \cdot 3,58 \cdot 54,1 = 37,35 + j \cdot 193,68 \text{ Ом,}$$

$$Z_{05} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 140 + 18,3) + j \cdot 3,58 \cdot 56,1 = 39,3 + j \cdot 201 \text{ Ом,}$$

$$Z_{06} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 120 + 15,7) + j \cdot 3,58 \cdot 48,1 = 33,7 + j \cdot 172,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_{\text{н}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}, \quad (2.5)$$

где  $S_{\text{н}}$  - мощность нагрузки, МВА.

$$X_{\text{сн}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{сн}}} = \frac{110^2}{50} = 242 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{сн}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{сн}}} = \frac{110^2}{20} = 605 \text{ Ом,}$$

$$X_{сн} = \frac{U_n^2}{S_{нн}} = \frac{110^2}{20} = 605 \text{ Ом.}$$

в) Рассчитываем ударные токи КЗ по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot \kappa_{y\partial}, \quad (2.6)$$

где  $I_{кз}$  - ток, измеренный амперметром в точках КЗ К1, К2, К3;  
 $\kappa_{y\partial}$  - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания цепи КЗ, определяемый по формуле:

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.7)$$

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

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

$$i_{y\partial вн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз вн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 1,92 \cdot 1,825 = 4,95 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial сн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз сн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 3,28 \cdot 1,825 = 8,46 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial нн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз нн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 23,4 \cdot 1,825 = 60,3 \text{ кА},$$

Результаты расчета токов сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Токи КЗ

Точки КЗ	$I_{кз}, \text{кА}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
К1	1,92	4,95
К2	3,28	8,46
К3	23,48	60,3

## 2.6 Выбор электрических аппаратов

### *Выбор выключателей.*

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

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие

требования [2]:

а) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

б) быстрота действия, то есть наименьше время отключения;

в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

г) возможность по фазного 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:

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

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А,}$$

$$I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ кА,}$$

$$I_{отк} \geq I_n, \text{ кА,}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Рабочий ток определяется следующим образом:

$$I_{рабmax} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.8)$$

где  $S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора.

В РУ 220 кВ максимальный рабочий ток протекает через выключатель в цепи автотрансформатора, когда второй автотрансформатор отключен [2]:

$$I_{рабmax} = \frac{1,4 \cdot S'_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.9)$$

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

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

$$I_{рабmax} = \frac{1,4 \cdot 250 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 919 \text{ А.}$$

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

$$S_{\text{наг}} = 225 \text{ МВА при } S'_n = 0,9 S_{\text{ном.Т}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 225 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 1655 \text{ А.}$$

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

$$S_{\text{наг}} = 25 \text{ МВА при } S'_n = 0,1 S_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 2890 \text{ А.}$$

Для РУ 220 кВ выбираем 2 варианта выключателей разной фирмы:

1 вариант. Выбираем силовой выключатель 3AP1 FG производства SIEMENS. Данный электрический аппарат является трехполюсным автоматическим компрессионным выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF6. Выключатель имеет один пружинный привод на все фазы, что позволяет ему выполнить операцию АПВ на трех фазах.

Параметры и расчетные значения для проверки выключателя сведем в таблицу 2.2:

Таблица 2.2 - Выбор выключателя РУ 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AP1 FG (Siemens)
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 245 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб.}} = 919 \text{ А};$	$I_{\text{ном.}} = 2000 \text{ А};$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд.}} = 4,95 \text{ кА};$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$
$I_{\text{отк}} \geq I_n$	$I_n = 1,92 \text{ кА};$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА};$
$I^2_{\text{мер}} \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 1,9^2 \cdot 1,5 = 5,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{\text{мер}} \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

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



поглощает влагу и продукты разложения.

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

Таблица 2.3 - Выбор выключателя РУ 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель LTB 245E1 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 245 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 919 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 4,95 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1920 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,9^2 \cdot 1,5 = 5,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выключатели удовлетворяют всем расчетным условиям.

Аналогично выбираем выключатели 110 кВ разной фирмы.

1 вариант. Выбираем элегазовый силовой выключатель 3AP1 FG производства SIEMENS. Силовой выключатель является трехполюсным автоматическим компрессионным в исполнении для наружной установки, где в качестве изолирующего и дугогасящего средства применяется SF6.

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

Таблица 2.4 - Выбор выключателя РУ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3APFG (SIEMENS)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 1655 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 8,46 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 3278 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 2,2^2 \cdot 1,5 = 7,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

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

поглощает влагу и продукты разложения.

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

Таблица 2.5 - Выбор выключателя РУ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель LTB 145 D1/B (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 1655 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 8,46 \text{ кА};$	$I_{дин} = 104 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 3278 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 2,2^2 \cdot 1,5 = 7,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выключатели удовлетворяют всем расчетным условиям.

Выбираем выключатели 10 кВ разной фирмы.

1 вариант. Выбираем вакуумный выключатель типа 3АН5 производства SIEMENS. Выключатель вакуумный внутренней установки типа 3АН5 предназначен для коммутации электрических цепей в нормальном и аварийном режимах работы с номинальным током отключения 31,5 кА. Выключатели могут быть установлены в ячейках КРУ и КСО, в т.ч. для замены масляных и маломасляных выключателей при реконструкции и модернизации распределительных устройств.

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

Таблица 2.6 - Выбор выключателя РУ 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3АН 5 (SIEMENS)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 2890 \text{ А};$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 60,3 \text{ кА};$	$I_{дин} = 80 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 23,48 \text{ кА};$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 23,48^2 \cdot 1,5 = 826,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

2 вариант. Выбираем силовой вакуумный выключатель VM1 производства АBB. VM1 выключатель сочетающий в себе такие достоинства, как - не требующая техобслуживания вакуумная дугогасительная камера, не требующий техобслуживания магнитный привод и не требующий техобслуживания электронный диспетчер с датчиками и без вспомогательных выключателей. Данный электрический аппарат обладает рядом преимуществ:

1) небольшое количество конструктивных элементов; 2) высокая надежность.

Параметры и расчетные значения для проверки данного выключателя сведем в таблицу 2.7:

Таблица 2.7 - Выбор выключателя РУ 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель VM1 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 2890 \text{ А};$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 60,3 \text{ кА};$	$I_{дин} = 80 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 23,48 \text{ кА};$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА};$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 23,48^2 \cdot 1,5 = 826,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выключатели удовлетворяют всем расчетным условиям.

*Выбор разъединителей.*

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования на ремонт в целях безопасного производства работ [2].

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$\begin{aligned}
 U_{ном} &\geq U_{уст.ном} \text{ кВ}, \\
 I_{ном} &\geq I_{раб} \text{ А}, \\
 I_{дин} &\geq I_{уд} \text{ кА}, \\
 I^2_{тер} \cdot t_{тер} &\geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

На РУ 220 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS ввиду его экономической целесообразностью.

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

Таблица 2.8 – Выбор разъединителя 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 245 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 919 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 4,95 \text{ кА};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 1,9^2 \cdot 1,5 = 5,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS ввиду его экономической целесообразности.

Горизонтально-поворотный разъединитель типа DBF4 состоит из главного ножа, двух опорных колон, стальной секционированной рамы с опорными подшипниками и поворотными рычагами.

Таблица 2.9 – Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 1655 \text{ А};$	$I_{ном} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 8,46 \text{ кА};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$B_{к} = 3,22^2 \cdot 1,5 = 15,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

*Выбор измерительных трансформаторов тока.*

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

Трансформаторы тока выбирают:  
по напряжению установки:

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

по току:

$$I_{ном} \geq I_{раб} \text{ А},$$

по конструкции и классу точности;  
по электродинамической стойкости:

$$I_{сквоз} \geq I_{уд} \text{ кА},$$

по вторичной нагрузке:

$$r_{2номТА} \geq r_{2расч} \text{ Ом}.$$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_{к} \text{ Ом}, \quad (2.10)$$

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

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

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

Потребляемая мощность терминалов SIEMENS:

$$S_{терминал} = 0,3 B \cdot A .$$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{терминал}}{I_{2ТА}^2} \text{ Ом}, \quad (2.11)$$

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

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

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{пров} = \rho \cdot \frac{l}{S} \text{ Ом}, \quad (2.12)$$

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

Расчетное сопротивление вторичной нагрузки определим по формуле:  
(2.11):

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

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

На высокой стороне (220 кВ) в качестве выносных трансформаторов тока выберем СА-245 производства SIEMENS:

Таблица 2.10 Измерительный трансформатор тока СА - 245

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 919 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 4,95 \text{ кА}$	$I_{сквоз} = 31,5 \text{ кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2номТА} = 0,69 \text{ Ом}$

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

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

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 919 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 4,95 \text{ А}$	$I_{сквоз} = 25 \text{ кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2номТА} = 0,61 \text{ Ом}$

На РУ 110 выберем трансформатор тока типа ТВТ-110-2500/5:

Таблица 2.11– Измерительный трансформатор тока ТВТ-110-2500/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 1655 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 8,46 \text{ кА}$	$I_{сквоз} = 62 \text{ кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2номТА} = 0,9 \text{ Ом}$

На РУ 10 в качестве трансформаторов тока выберем ТОЛ-10-3000/5:

Таблица 2.12– Измерительный трансформатора тока ТОЛ-10-3000/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 2890 \text{ А};$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 60,3 \text{ кА}$	$I_{сквоз} = 80 \text{ кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2номТА} = 1,04 \text{ Ом}$

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

Результаты расчетов представим на скриншотах программы в приложении Б.

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-110-2500/5;

На низкой стороне АТ: ТОЛ-10-3000/5.

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

*Выбор измерительных трансформаторов напряжения.*

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100\sqrt{3}$  и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [2].

Трансформаторы напряжения выбирают:

по напряжению установки:

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

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2номTV} \geq S_{2расч} \text{ Ом.}$$

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. все оборудование, установленное на данной подстанции, является продукцией данной компании:

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.*

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов выбираем следующие

ОПН по каталогу продукции производства SIEMENS. Metalлооксидный ограничитель перенапряжений ЗЕР1 (ОПН) защищает изоляцию оборудования в электрических системах:

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:

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

Выбираем предохранитель ПКТ 102-10У3.

Расчетные и паспортные параметры приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Выбор предохранителей

Паспортные данные	Расчетные значения
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{раб} = 47,96 \text{ А}$
$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 23,48 \text{ кА}$



### 3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

#### 3.1 Основные положения

В соответствии с общими требованиями ПУЭ РК, электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

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

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

- 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.

Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициента чувствительности [1].

### **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.

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 [1].

*Дифференциальная токовая защита автотрансформатора.*

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

Устройство дифференциальной защиты 7UT613 АТ1 осуществляет функции основных защит автотрансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки [12].

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.

*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 (исчезновения) 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.

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;

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 7SJ622 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;

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.

### 3.3 Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора

В соответствии с указаниями по расчету дифференциальной защиты, выполненной на терминале 7UT613, производим расчет защиты.

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

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	919	1655	2890
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_I$	1000/5	2000/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока	$K_{cx} = 1$	Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_I}$	4,59	4,13	4,82

Расчет чувствительного органа.

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

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач.п.} = 1,5 \cdot (I_{нб.торм.нач.п.}^I + I_{нб.торм.нач.п.}^II), \quad (3.1)$$

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

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

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

$$I_{нб.торм.нач.п.}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,03 \cdot 919 = 27,57 \text{ А},$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^II = 0,126 \cdot 919 = 115,79 \text{ А},$$

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач.п.} = 1,5 \cdot (27,57 + 115,79) = 215,04 \text{ А},$$

$$I_{сз.мин.отн.ед} = \frac{215,04}{919} = 0,234 \text{ о.е.}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{сз.мин} = 0,2 \cdot 919 = 183,8 \text{ А.}$$

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

$$I_{сз.мин} = 215,04 \text{ А,}$$

$$I_{сз.мин.отн.ед} = 0,234 \text{ о.е..}$$

*Расчет коэффициента торможения (наклонная часть тормозной характеристики).*

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

$$K_{ТОРМ} = \frac{\Delta I_{дифф}}{\Delta I_{ТОРМ}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расчл.} - I_{сз.мин}}{\sum I_{ТОРМ.расчл.} - I_{ТОРМ.нач.}} = \text{tg } \alpha, \quad (3.6)$$

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

Составляющие тока небаланса рассчитываем для плеча 110 кВ:

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

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

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

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

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot I_{нб.расчл.отн.} - I_{сз.мин}}{\sum I_{ТОРМ.расчл.отн.} - I_{ТОРМ.нач.отн.}}. \quad (3.10)$$

Таблица 3.2 - Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты автотрансформатора

Режим	Расчетная точка и вид КЗ	$I_{кз}$ , А	$I_{нб.расчл.отн.}$ , о.е.	$\sum I_{ТОРМ.расчл.}$	$K_{ТОРМ}$
Опробование от сети 220	На вводе 220 кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 1428 = 1242,3$	$\frac{0,32 \cdot 1242}{919} = 0,43$	$\frac{2 \cdot 1242}{919} = 2,7$	$\frac{1,5 \cdot 0,43 - 0,234}{2,7 - 1} = 0,24$

Коэффициент торможения примем  $K_{ТОРМ} = 0,24$ .

Оценка чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 110 кВ, А:

$$I_{КЗ}^{(2)} = 1242 \text{ А}.$$

а) Без учета торможения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{НОМ} \cdot I_{\text{сз.мин.отн.ед}}}, \quad (3.11)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1242}{919 \cdot 0,234} = 5,77.$$

б) С учетом торможения током плеча 110 кВ автотрансформатора:

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{НОМ}}, \quad (3.12)$$

$$I_{\text{сз.торм.отн.}} = K_{\text{торм.}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (3.13)$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = I_{\text{сз.торм.отн.}} + I_{\text{сз.мин.отн.ед}}, \quad (3.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{\text{сз.отн.}}}, \quad (3.15)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{1242}{919} = 1,35 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.торм.отн.}} = 0,24 \cdot (1,35 - 1) = 0,084 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = 0,24 + 0,084 = 0,324 \text{ о.е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,35}{0,324} = 4,17 > 2.$$

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

В таблице 3.3 приведены все уставки дифференциальной защиты автотрансформатора:



Таблица 3.3 - Расчет дифференциальной защиты АТ

Адрес	Наименование	Значения
	Отстройка от номинального тока АТ	$I_{НОМ} = 919 \text{ А}$
1241 А	Подъем 1 (коэффициент торможения)	0,24
1221	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{diff>}$ (чувствительного органа)	215,04 А
1231	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{diff>>}$ (дифференциальная отсечка)	$7,5 \cdot I_{НОМ} = 6892,5 \text{ А}$

На рисунке 3.1 приведена тормозная характеристика дифференциальной защиты.

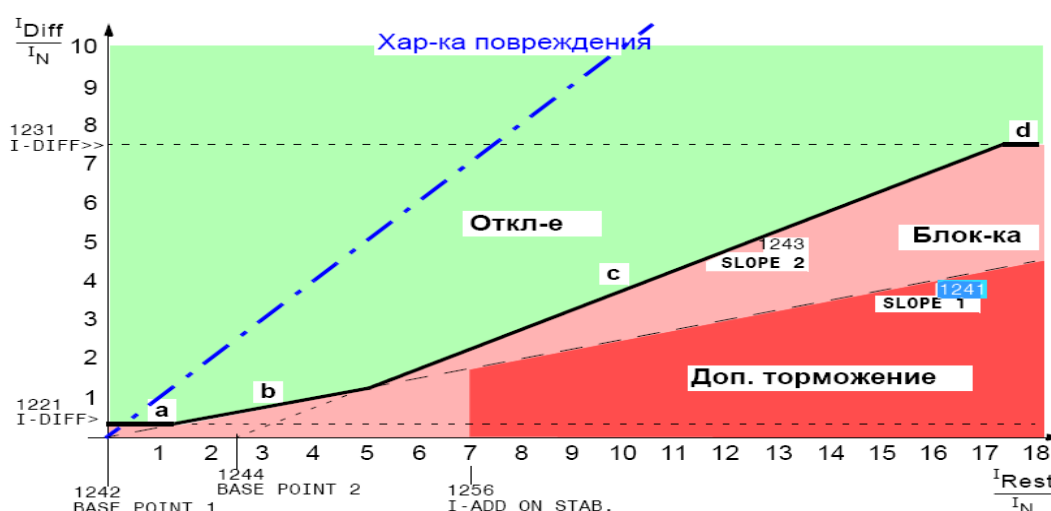


Рисунок 3.1 Характеристика отключения дифференциальной защиты АТ на терминале 7UT613 (SIEMENS)

### 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 автотрансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус автотрансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса автотрансформатора к расширителю (рисунок 3.2). Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита автотрансформатора выполняется

двухступенчатой:

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

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

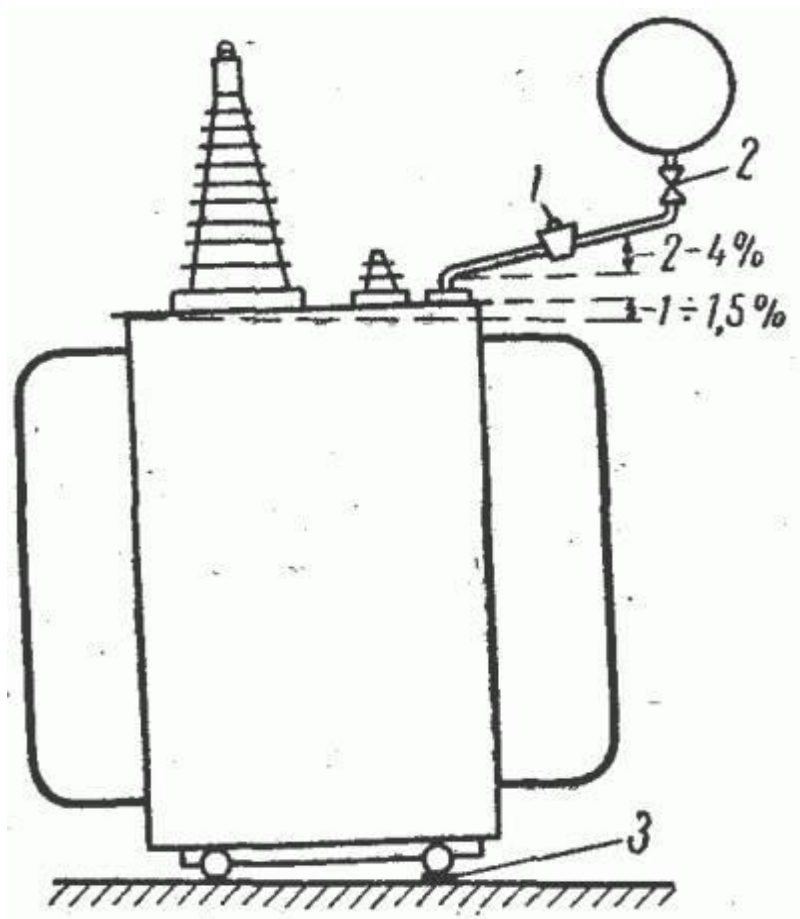


Рисунок 3.2 - Установка газового реле на автотрансформаторе

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака автотрансформатора 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 (рисунок 3.3), который при появлении газа опускается и замыкает контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле).

При срабатывании сигнализации, необходимо отключить

автотрансформатор, 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 автотрансформатора.

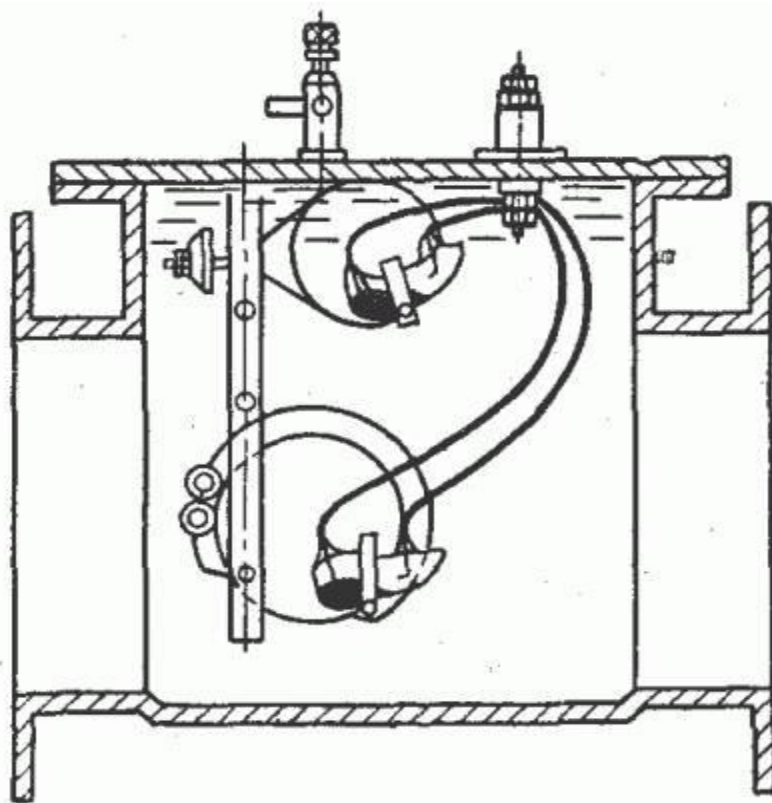


Рисунок 3.3 – Устройство поплавкового газового реле типа

Окрашивание газа происходит при горении твердой изоляции внутри автотрансформатора. 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 автотрансформаторе, 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 соединяются 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 автотрансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Автотрансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением автотрансформатора.

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

При включении нового автотрансформатора 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 автотрансформатора. 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 автотрансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатию препятствуют клинья которые раскрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой-то степени срабатывания газовой защиты можно избежать путем закругления уставки по скорости масла, если срабатывание газовой защиты происходит при толчке масла. Но лучше выполнить капитальный ремонт автотрансформатора с укреплением обмоток [15].

*Газовая защита переключателя РПН.*

Газовая защита РПН автотрансформатора выполнена на струйном реле и

действует на отключение автотрансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака автотрансформатора 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 (рисунок 3.4). 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.

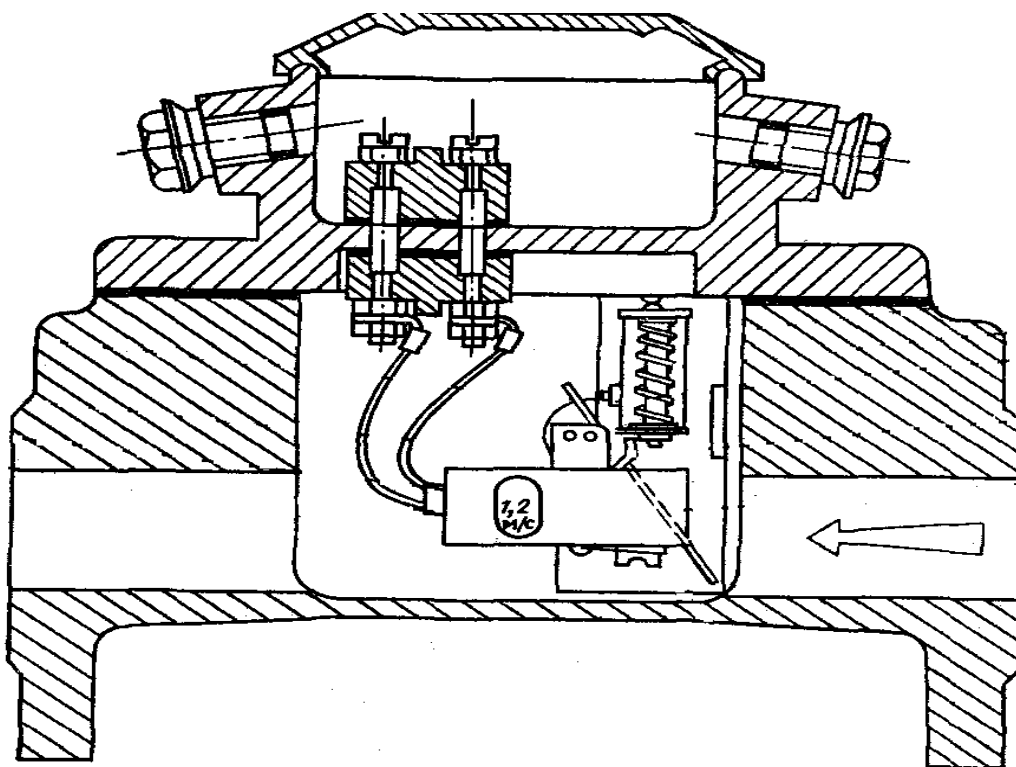


Рисунок 3.4 - Струйное реле URF-25

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 автотрансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее

на - ход 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 автотрансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе автотрансформатора в работу, необходимо проверить не сработанное положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле [24].

### 3.5 Расчет резервных защит автотрансформаторов

В качестве резервной защиты автотрансформатора устанавливается защита от перегрузки, максимальная токовая защита автотрансформатора (МТЗ), дистанционная защита [1]. В таблице 3.4 приведены исходные данные:

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	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	919	1655	2890

*Расчет МТЗ АТ стороны ВН.*

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сэл} \cdot I_{н.ом.}}{K_{воз.}}, \quad (3.16)$$

где,  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;  
 $K_{в}$  – коэффициент возврата реле, принимаемый – 1,2;  
 $K_{сэл}$  – коэффициент самозапуска принимается равным 1,5-2 при малом удаленном значении электродвигателей.

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сэл} \cdot I_{н.ом.}}{K_{воз.}} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 919}{0,95} = 1741,26 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВН}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{1670,4}{1741,26} = 0,96 < 1,2. \quad (3.17)$$

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

Сторона СН:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сзн.} \cdot I_{н.ом.}}{K_{воз.}} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 1655}{0,95} = 3135,7 \text{ A},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз.}} = \frac{2853,6}{3135,7} = 0,91 < 1,2.$$

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

*Расчет МТЗ с пуском по напряжению.*

Сторона ВН:

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

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

$$I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 919 = 1160,8 \text{ A}.$$

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

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин.}}{K_{отс} \cdot K_{воз.}}, \quad (3.19)$$

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

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:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сам.зан.}}{K_{отс}}, \quad (3.20)$$

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

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:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (3.21)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1670,4}{1160,8} = 1,45.$$

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

Сторона СН:

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

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

$$I_{\text{сз.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1655 = 2090,5 \text{ А}.$$

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

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

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

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:

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

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

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:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (3.25)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2853,6}{2090,5} = 1,36.$$

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:

$$I_{\text{сз.}} = 1,3 \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (3.26)$$

$$I_{\text{сз.}} = 1,3 \cdot 2890 = 3757 \text{ А},$$

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

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

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (3.27)$$

$$K_q = \frac{20427,6}{3757} = 5,44.$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5 [1].

Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

*Дистанционная защита АТ.*

На автотрансформаторах 220 кВ следует предусматривать дистанционную защиту от внешних многофазных КЗ в случаях, когда это требуется для обеспечения дальнего резервирования или согласования защит смежных напряжений [1].

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

$$Z_{сз}^1 = K_{отс} \cdot Z_w, \quad (3.28)$$

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

$$Z_{сз}^1 = 0,85 \cdot (13,94 + j42,58) = 11,85 + j36,19 = 52,7 \cdot e^{j72}.$$

Защита срабатывает с выдержкой времени  $t = 0,9$  с.

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

$$Z_{ЛЗ}^{11} = \frac{U_{ср.мин.м.ф.}}{\sqrt{3} K_{зан} \cdot I_{раб.макс.} \cdot K_{отс} \cdot K_{воз} \cdot \cos(\varphi_l - \varphi_n)}, \quad (3.29)$$

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

$K_{зан} = 1,5$  - коэффициент самозапуска;

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

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

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

$\varphi_l$  - угол между напряжением и током линии;

$\varphi_n$  - угол между напряжением и током нагрузки.

$$U_{\text{ср.мин.м.ф.}} = 0,8 \cdot U_{\text{раб.мин.}} = 0,8 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 101,74 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{раб.нагр.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 92,3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 339,5 \text{ А}, \quad (3.30)$$

$$z_{\text{сз}}^{\text{II}} = \frac{101,74 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 339,5 \cdot 1,25 \cdot 1,05 \cdot \cos(75 - 37)} = 111,37 \text{ Ом}.$$

Защита срабатывает с выдержкой времени:

$$t = 3,5 \text{ с}.$$

*Защита от перегрузки.*

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

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н.}} \cdot I_{\text{ном.}}}{K_{\text{воз.}}}, \quad (3.31)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05 \cdot 919}{0,95} = 1015,7 \text{ А},$$

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

$K_{\text{воз.}} = 0,95$  – коэффициент возврата реле [1].

Ток вторичной цепи автотрансформатора тока равен:

$$I_{\text{сзВТ}} = \frac{K_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{сз.}}}{K_{\text{I}}}, \quad (3.32)$$

$$I_{\text{сзВ}} = \frac{1015,7 \cdot 5}{1000} = 5,07 \text{ А},$$

где  $K_{\text{I}}$  - коэффициент трансформации автотрансформаторов тока на ВН.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на выводах общей обмотки с действием на сигнал:

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

$$I_{сз} = \frac{K_{н.} \cdot (I_{сн.н.} - I_{вн.н.})}{K_{603.}}, \quad (3.33)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot (1655 - 919)}{0,95} = 813,47 \text{ A.}$$

Ток вторичной цепи автотрансформатора тока равен:

$$I_{сзВТ} = \frac{K_{сх.} \cdot I_{сз.}}{K_{I.}}, \quad (3.34)$$

$$I_{сзВ} = \frac{813,47 \cdot 5}{2000} = 2,03 \text{ A.}$$

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

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

$$I_{сз} = \frac{K_{н.} \cdot I_{н.н.}}{K_{603.}}, \quad (3.35)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 2890}{0,95} = 3194,2 \text{ A.}$$

Ток вторичной цепи автотрансформатора тока равен:

$$I_{сзВТ} = \frac{K_{сх.} \cdot I_{сз.}}{K_{I.}}, \quad (3.36)$$

$$I_{сзВ} = \frac{3194,2 \cdot 5}{3000} = 5,32 \text{ A.}$$

*Защита от охлаждения.*

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

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

$$I_{сз} = K_{н.} \cdot I_{н.н.}, \quad (3.37)$$

$$I_{сз} = 0,8 \cdot 919 = 735,2 \text{ A,}$$

где  $K_n = 0,8$  – коэффициент отстройки.

Ток вторичной цепи автотрансформатора тока равен:

$$I_{c3BT} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c3}}{K_I}, \quad (3.38)$$
$$I_{c33B} = \frac{735,2 \cdot 5}{1000} = 3,676 A,$$

где  $K_I$  -коэффициент трансформации автотрансформаторов тока на ВН.

Защита от охлаждения, устанавливаемая на общей обмотки с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты от охлаждения обмоток СН выбирается по условию отстройки от номинального тока автотрансформатора по формуле:

$$I_{c3} = K_n \cdot (I_{ном.сн} - I_{ном.вн}), \quad (3.39)$$
$$I_{c3} = 0,8 \cdot (1655 - 919) = 588,8 A.$$

Ток вторичной цепи автотрансформатора тока равен:

$$I_{c3BT} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c3}}{K_I}, \quad (3.40)$$
$$I_{c33B} = \frac{588,8 \cdot 5}{2000} = 1,47 A.$$

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

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

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{ном.вн}, \quad (3.41)$$
$$I_{c3} = 0,8 \cdot 2890 = 2312 A.$$

Ток вторичной цепи трансформатора тока равен:

$$I_{c3BT} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c3}}{K_I}, \quad (3.42)$$
$$I_{c33B} = \frac{2312 \cdot 5}{3000} = 3,85 A.$$

*Токовая защита нулевой последовательности АТ на сторонах ВН и СН*  
Страна ВН:

Первая ступень отстраивается от  $3I_0$  при коротком замыкании на стороне СН [18]:

$$I_{сз}^{(I)} = 1,3 \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 139 = 180,7 \text{ A},$$

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

Коэффициент чувствительности проверено по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{BH}}{I_{сз}} = \frac{972}{180,7} = 5,38,$$

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

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

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{ном.} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 919 = 57,44 \text{ A},$$

где  $I_{ном.}$  - номинальный ток стороны ВН.

На стороне СН:

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

$$I_{сз}^{(I)} = \frac{3I_0}{1,5} = \frac{2203}{1,5} = 1468,67 \text{ A},$$

где  $3I_0$  - ток на средней стороне при однофазном КЗ на стороне СН, значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0}{I_{сз}} = \frac{2203}{1468,67} = 1,5.$$

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

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{ном.} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 1655 = 103,44 \text{ A},$$

где  $I_{ном.}$  - номинальный ток стороны СН.

### 3.6 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 [1].

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

7SA522 обеспечивает дистанционную защиту всей системы, объединяя все функции, которые обычно требуются для реализации защиты силовых линий. Реле предусматривает быстрое и селективное устранение повреждений в воздушных и кабельных линиях как с емкостной компенсацией, так и без нее. Сеть может быть с глухо заземленной, заземленной, изолированной или компенсированной нейтралью. 7SA522 может быть использован для однофазного или трехфазного отключения в схемах с телезащитой и без нее. Данное реле обладает рядом свойств, необходимых для реализации защиты линий электропередач:

- малое время срабатывания;
- подходит для кабельных и воздушных линий как с использованием, так и без использования последовательных конденсаторов;
- соединение «реле-реле», осуществленное с помощью цифровых выводов в случае использования двух и трех конечных станций;
- адаптивное автоматическое повторное включение (АПВ).

*Расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящей линии 220 кВ. Расчет уставок I ступени дистанционной защиты.*

Сопротивление первой ступени выбирается из условия отстройки от 3хфазного КЗ на шинах противоположной подстанции, в данном случае ток КЗ не рассчитывается, а используется сопротивление линии ЛЗ.

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

$$Z_{ЛЗ}^1 = \frac{Z_{ЛЗ}}{1 + \beta + \delta}, \quad (3.43)$$

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

$$Z_{ЛЗ}^1 = 0,85 \cdot (16,4 + j50,1) = 13,94 + j42,58, \text{ Ом} .$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

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

*Расчет уставок II ступени дистанционной защиты.*

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

$$Z_{ЛЗ}^{11} = 0,85 \cdot Z_{ЛЗ} + \frac{K_z}{K_{ток}} \cdot Z_{л.см}^{1(1)}, \quad (3.44)$$

где  $K_z = 0,66$  – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

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

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

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

$Z_{л.см}^{1(1)}$  – уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии.

Определим токи короткого замыкания при помощи программы АРМ с РЗА (рисунки 3.5-3.6).

	U=230.0/0	Z1=6.931+j46.229	Z2=6.931+j46.229	Z0=5.904+j53.511	
3-		2841 99	901 98	901 98	2704 98
0	Общая нейтраль	1328 90	421 89	421 89	1456 91
2		983 105	312 105	312 105	592 110
4		557 107	177 106	177 106	679 101



Рисунок 3.5 -Ток К.З. в свой линии

	U=230.0/-0	Z1=10.466+j47.316	Z2=10.466+j47.316	Z0=29.606+j37.314	
2-		2740 102	940 111	940 111	2819 111
1		1697 104	582 112	582 112	2392 117
3		1044 101	358 109	358 109	506 81

Рисунок 3.6 -Ток К.З. в смежной линии

$$K_{ток} = \frac{557}{1044} = 0,53,$$

$$Z_{Л3}^{11} = 0,85 \cdot (16,4 + j50,1) + \frac{0,66}{0,53} \cdot (17,7 + j54,1) = 35,89 + j109,66 = 115,38e^{j72} \text{ Ом},$$

$$K_q = \frac{Z_{Л3}^{11}}{Z_{Л3}}, \quad (3.45)$$

$$K_q = \frac{115,38e^{j72}}{52,7e^{j72}} = 2,19,$$

$$K_q = \frac{Z_{Л3}^{11}}{Z_{Л3}} \geq 1,25.$$

Вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t=0,3$  с) больше выдержек времени второй ступени линии Л2:

$$t_{с.з.}^I = t_{с.з.}^{III} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с}. \quad (3.46)$$

*Расчет уставок III ступени дистанционной защиты.*

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

$$Z_{Л3}^{111} = \frac{U_{мин.эксп.}}{\sqrt{3}K_N K_v I_{нагр.макс.} \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр})} \quad (3.47)$$

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

$K_N=1,2$  – коэффициент надежности;

$K_B=1,1$  – коэффициент возврата для реле сопротивления;  
 $\varphi_{м.ч.} = 80^0$  – угол максимальной чувствительности;  
 $\varphi_{нагр.} = 18^0$  – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;  
 $I_{нагр.макс}$  – максимальный ток нагрузки.

$$I_{нагр.макс} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos(\varphi)}, \quad (3.48)$$

$$I_{нагр.макс} = \frac{180}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0.9} = 500 A,$$

$$Z_{ЛЗ}^{111} = \frac{0,9 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 1,25 \cdot 500 \cdot \cos(80 - 16)} = 190 \text{ Ом},$$

$$K_{\varphi} = \frac{Z_{ЛЗ}^{111}}{Z_{ЛЗ}} \geq 1,25, \quad (3.49)$$

$$K_{\varphi} = \frac{190}{52,7} = 3,6.$$

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

$$t_{с.з.}^{\text{III}} = t_{с.з.}^{\text{II}} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}. \quad (3.50)$$

#### *Токовая защита нулевой последовательности линии.*

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняют многоступенчатыми с органом направления мощности или без него (в данном случае при его наличии). В качестве токового органа защиты используется реле тока, которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Для обеспечения абсолютной селективности защиты вторая ступень выполняется ускоренной, по каналу связи.

Расчет токов КЗ проведем с использованием программы АРМ СРЗА.

#### *ТЗНП линии w3. Расчет первой ступени ТЗНП.*

Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по следующему условию: выполняется отстройка от максимального тока  $3I_0$ , протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (рисунок 3.7):

	U=230.0/0	Z1=6.931+j46.229	Z2=6.931+j46.229	Z0=5.904+j53.511	
3-		2841 99	901 98	901 98	2704 98
0	Общая нейтраль	1328 90	421 89	421 89	1456 91
2		983 105	312 105	312 105	592 110
4		557 107	177 106	177 106	679 101

Рисунок 3.7 - Однофазный ток КЗ защищаемой линии в ветви 3-4

$$I_{сз3}^I = K_n \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 679 = 882,7 \text{ A}, \quad (3.51)$$

где  $K_n=1,3$  – коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

$3I_0$  - однофазный ток КЗ в узле 3 схемы моделирования (в конце линии w3), значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА.

#### Расчет второй ступени ТЗНП.

Вторая ступень должна отстраиваться от быстродействующих защит смежных присоединений, то есть необходимо отстроиться от первой ступени ТЗНП линии Л2.

Ток срабатывания защиты II ступени:

$$I_{л3}^{II} = K_n \cdot K_{ток} \cdot I_{сз.см}^{II}, \quad (3.52)$$

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

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения, определяемый по току  $3I_0$  при однофазном замыкании в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$3I_{03.выб}$  – ток  $3I_0$ , протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$3I_{03.см}$  – ток  $3I_0$ , протекающий через ТТ защиты, с которой производится согласование;

$I_{сз.см}^{II}$  – ток срабатывания защиты первой или второй ступени защиты смежной линии (Л2).

$$I_{сз.см}^{II} = K_n \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 506 = 657,8 \text{ A},$$

$$K_{ток} = \frac{3I_{03.выб}}{3I_{03.см}} = \frac{162}{506} = 0,32,$$

где  $3I_0$  - однофазный ток КЗ узла 2 (в конце линии w2) , значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА.

$$I_{сз.л4}^{II} = 1,3 \cdot 0,32 \cdot 657,8 = 273,64 \text{ A} .$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{w4}}{I_{сз.л4}^{II}} = \frac{679}{273,64} = 2,48 > 1,2 .$$

Т.к. коэффициент чувствительности второй ступени соответствует норме, третья ступень ТЗНП линии W3 не рассчитывается.

*Расчет четвертой ступени ТЗНП.*

Четвертая ступень отстройка от тока небаланса:

$$I_{сз}^{IV} = 0,05 \cdot I_{нб} = 0,05 \cdot 10 = 0,5 \text{ A} ,$$

$$I_{нб} = 0,05 \cdot I_{НН}^{(3)} = 0,05 \cdot 200 = 10 \text{ A} ,$$

где  $I_{НН}^{(3)}$  - в линии w4 при трехфазном КЗ на стороне НН за автотрансформатором.

*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:

$$i_{ср}^I = \frac{I_{л4}^I}{n_{ТА}} , \tag{3.53}$$

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

$$i_{ср}^I = \frac{882,7}{200} = 4,41 \text{ A} ,$$

$$i_{ср}^{II} = \frac{273,64}{200} = 1,37 \text{ A} ,$$

$$i_{ср}^{III} = \frac{10}{200} = 0,2 \text{ A} .$$

*Токовая отсечка линии W3.*

Ток срабатывания защиты рассчитывается:

$$I_{сз} = 1,3 \cdot I_{кз} = 1,3 \cdot 2841 = 3693,3 \text{ A},$$

где  $I_{кз}$  - ток кз в конце защищаемой линии W3, который определяется с помощью программы АРМ с РЗА (рисунок 3.8).

Коэффициент чувствительности рассчитывается:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{кз}^4}{I_{сз.}^4} = \frac{0,87 \cdot 1920}{3693,3} = 0,45 > 1,2,$$

где  $I_{кз}^4$  - ток кз в начале защищаемой линии W3, который определяется с помощью программы АРМ с РЗА (рисунок 3.9).

	U=230.0/0	Z1=6.931+j46.229	Z2=6.931+j46.229	Z0=5.904+j53.511	
13-			2841 99	901 98	901 98  2704 98
0	Общая нейтраль		1328 90	421 89	421 89  1456 91
2			983 105	312 105	312 105  592 110
4			557 107	177 106	177 106  679 101

Рисунок 3.8 - Трехфазный ток КЗ в узле 3

	U=230.0/-0	Z1=16.260+j67.227	Z2=16.260+j67.227	Z0=0.775+j28.496	
14-			1920 104	798 102	798 102  2395 102
3			1206 102	501 100	501 100  268 109
7			715 106	297 104	297 104  114 111
8			0 0	0 0	0 0  1009 100
11			0 0	0 0	0 0  1009 100

Рисунок 3.9 - Трехфазный ток КЗ в узле 4

Правила устройства электроустановок рекомендует применять отсечку, если ее зона действия охватывает не менее 20% защищаемой ЛЭП. Вследствие простоты отсечки она применяется в качестве резервной РЗ. Токовая отсечка проходит по чувствительности [11].

## 4 УРОВ на базе терминала 7SA611

### 4.1 Общие сведения

Устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ) устанавливаются в соответствии с ПУЭ практически на всех подстанциях 110-220 кВ с двумя и более выключателями рассматриваемого напряжения. Несмотря на использование в схемах УРОВ простой релейной аппаратуры, они сложны, процент правильных действий УРОВ относительно низок. Ложная и излишняя работа УРОВ или его отказ приводят к тяжелым последствиям [1].

В настоящее время в эксплуатации находятся схемы УРОВ разных лет выпуска, резко различающиеся по принципу построения.

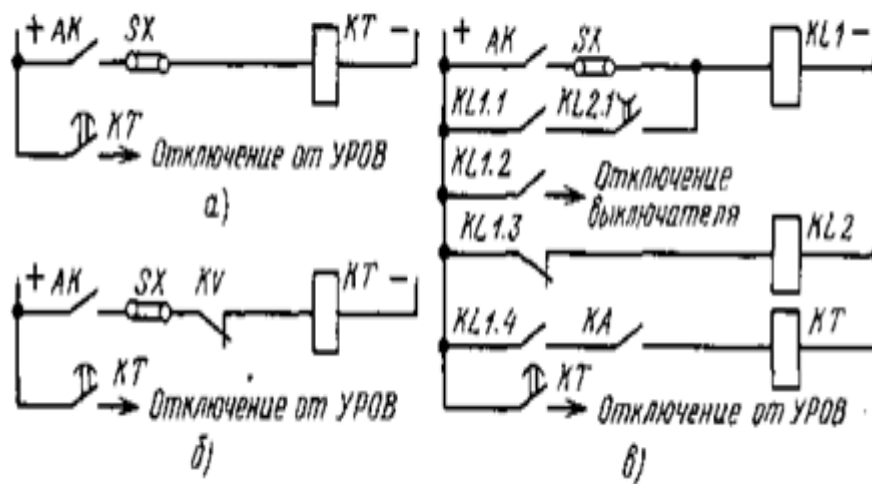


Рисунок 4.1 - Схемы, поясняющие принципы действия УРОВ

Принцип действия УРОВ поясняется с помощью упрощенных схем на рисунке 4. Наиболее простая логическая схема УРОВ представлена на рисунке 4, а. При срабатывании выходного реле защиты присоединения одновременно с подачей команды на отключение выключателя подается сигнал (контактом АК) на пуск схемы УРОВ. Если выдержку времени реле КТ принять больше суммы времени отключения выключателя и возврата схемы защиты и УРОВ, то контакт реле времени замкнется только в случае отказа выключателя и произведет необходимые отключения. Такая схема при внешней простоте и надежности обладает серьезными недостатками:

- При выводе из-за неисправности или по режиму оперативным персоналом защиты, в случае если накладка SX в цепи пуска УРОВ оказалась неотключенной, защита может излишне сработать, пустить схему УРОВ, в результате чего после срабатывания реле КТ отключается ряд выключателей;

- Ошибки релейного персонала при проверках защиты могут привести к ложной или излишней работе УРОВ;

- Невыполнение жесткого требования по отстройке времени

срабатывания реле КТ схемы УРОВ от полного времени отключения выключателя, времени возврата схемы защиты и возврата реле схемы УРОВ может привести к ложной работе УРОВ. Необходимость соблюдения указанного требования в ряде случаев приводит к необходимости увеличения времени работы УРОВ. Первые две причины наиболее часто приводят к ложному или излишнему срабатыванию не только этой, но и других схем УРОВ. Изложенные недостатки не позволяют широко применять такую схему. Известны случаи использования схемы с действием на ШСВ временно, до получения, наладки и ввода проектной схемы УРОВ.

Схема УРОВ с дополнительным контролем по напряжению приведена на рисунке 4, б. Контакт KV замыкается при появлении напряжения нулевой или обратной последовательности или при снижении одного из линейных напряжений. Схемы подобного типа эксплуатируются и в настоящее время, однако обладают рядом серьезных недостатков, основной из которых состоит в недостаточной чувствительности органов напряжения при повреждениях за трансформаторами станций или подстанций. Данная схема также не обладает достаточной надежностью на несрабатывание.

На рисунке 4.1, в показана схема УРОВ с контролем по току, с предварительным отключением выключателя, с запоминанием факта срабатывания защиты на заданное время. Схема допускает возможность кратковременного срабатывания выходного реле защиты с гарантированной возможностью работы УРОВ при отказе выключателя. Кратковременная работа выходного реле возможна при работе дистанционной защиты по памяти, при срабатывании газовой защиты, при работе ДФЗ и трехфазном КЗ в конце линии за зоной чувствительности токового реле и т.д.

В зависимости от первичной схемы и от того, на каком присоединении произошло повреждение и какой выключатель отказал, УРОВ по разному реагирует и воздействует на отключение различного набора выключателей. Рассмотрим направление действия УРОВ для схемы мостика с тремя выключателями.

Схема мостика с тремя выключателями представлена на рисунке 4.2. При КЗ на линии W1 с отказом выключателя Q1 УРОВ действуют на отключение секционного выключателя Q3 и выключателей автотрансформатора АТ1. Отключение автотрансформатора с противоположных сторон необходимо при наличии многостороннего питания, а в ряде случаев и при отсутствии питания со стороны среднего и низкого напряжений.

При КЗ в автотрансформаторе АТ1 и отказе секционного выключателя УРОВ действует на отключение выключателя Q2 и выключателей автотрансформатора АТ2. Короткое замыкание в автотрансформаторе АТ1 и одновременно отказ выключателя Q1 вызывают действие УРОВ на останов ВЧ передатчика ДФЗ линии W1 для обеспечения ее отключения с противоположной стороны.

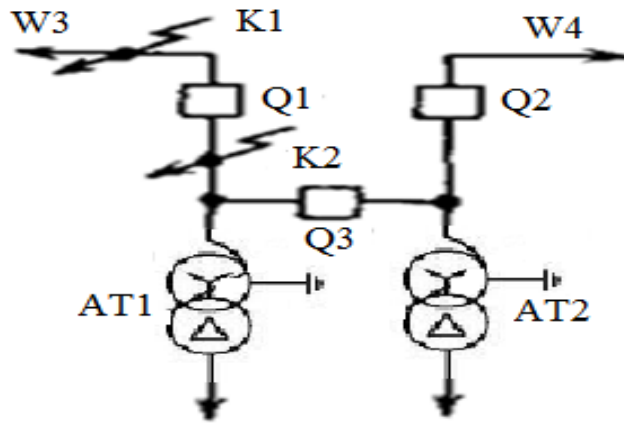


Рисунок 4.2 - Первичные схемы подстанций

Однако при повреждении за автотрансформатором чувствительность пусковых органов ДФЗ с противоположной стороны линии может оказаться недостаточной, а работа УРОВ при этом неэффективной. Чем меньше мощность автотрансформатора и больше его сопротивление, тем вероятнее отказ ДФЗ по чувствительности. При повреждении второй линии или второго автотрансформатора работа УРОВ аналогична [16].

#### 4.2 Принцип функционирования УРОВ

Пуск УРОВ привязан к терминалу дистанционной защиты 7SA611.

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

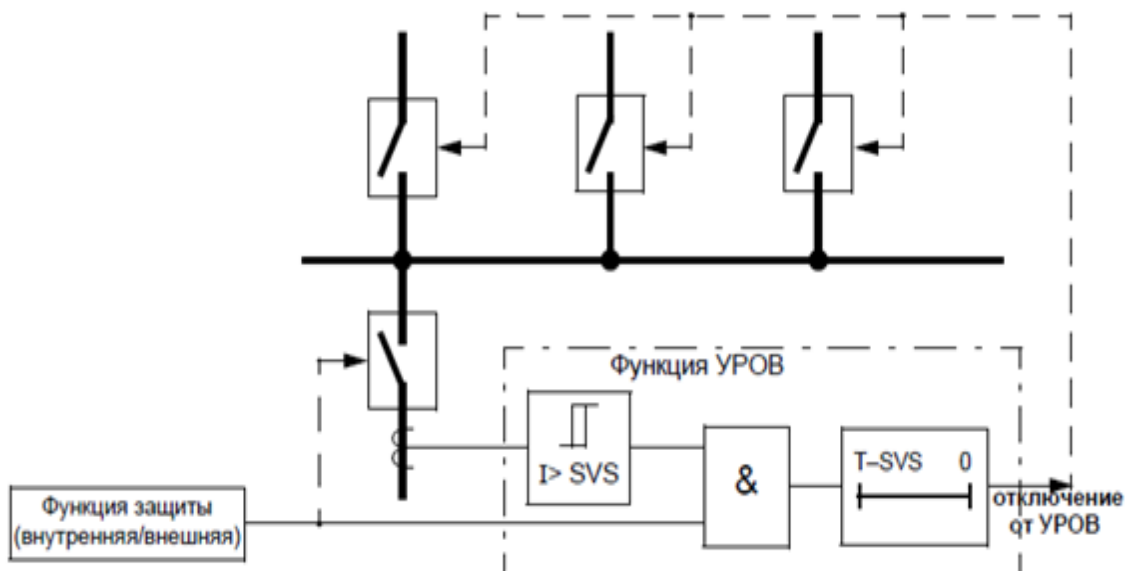


Рисунок 4.3 - Упрощенная функциональная схема УРОВ с контролем тока



Например, если от защиты присоединения на выключатель подается команда отключения, то одновременно она подается в УРОВ (рисунок 4.3). В последнем запускается элемент выдержки времени T-SVS. Выдержка времени набирается до тех пор, пока присутствует команда отключения от защиты и через выключатель протекает ток.

При отсутствии неисправности выключатель отключает ток КЗ и вследствие этого прекращается протекание тока. Орган контроля тока быстро возвращается (типовое время возврата – 10 мс) и прерывает дальнейший набор выдержки времени T-SVS. Если команда отключения от защиты не выполняется (при отказе выключателя), то продолжает протекать ток и набираться выдержка времени, по истечении которой УРОВ выдает команду отключения. При этом время возврата защит присоединения не имеет значения, т. к. орган контроль протекания тока УРОВ самостоятельно определяет прекращение тока. При использовании защит, действие которых не связано с измерением тока КЗ (например, газовая защита) контроль протекания тока не является надежным критерием определения отказа выключателя. В таких случаях, положение выключателя можно определить по его блок-контактам. Таким образом, здесь вместо тока контролируется состояние блок-контактов выключателя (рисунок 4.4). Для этого они должны быть подключены к дискретным входам устройства.

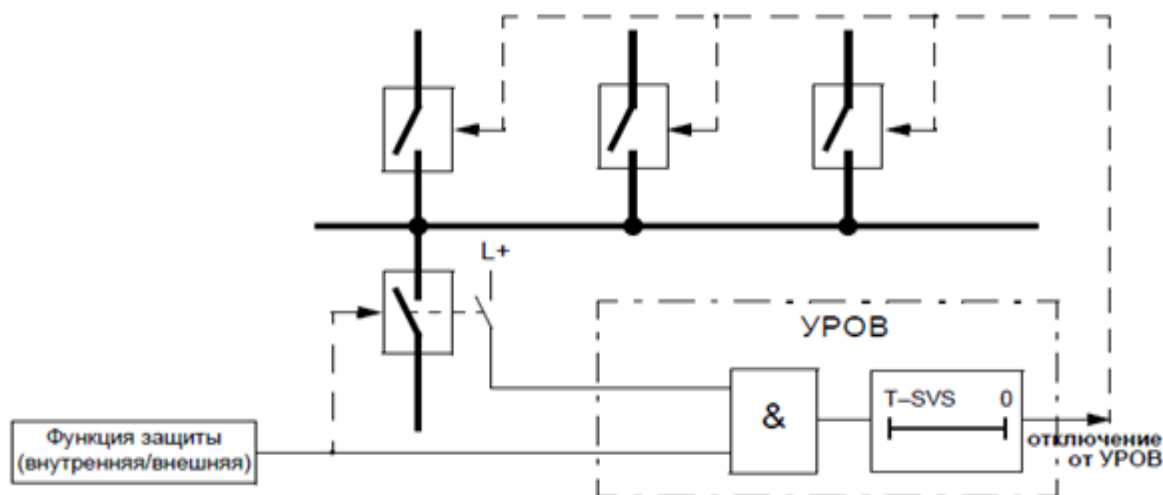


Рисунок 4.4 Упрощенная функциональная схема УРОВ с контролем положения

### 4.3 Контроль блок-контактами выключателя

Информация о положении выключателя поступает в УРОВ от функции определения положения. Контроль блок-контактами выполняется в УРОВ только тогда, когда значение тока не превышает уставки, заданной для органа контроля протекания тока. Если при срабатывании защиты имеет место

протекание тока, то отключением выключателя считается исключительно прекращение протекания тока (рисунок 4.6), что обеспечивает предпочтение использования более достоверного способа контроля протекания тока и исключает излишнее срабатывание вследствие неисправности, например, механизмов блок-контактов. Эта схема действует как при пофазном, так и при трехфазном пуске. Можно также полностью отказаться от способа контроля блок-контактами. Если параметр KRITER.NIKO (рисунок 4.6 сверху) установить в положение *Nein*, то пуск УРОВ возможен только при протекании тока. При этом состояние блок-контактов не опрашивается, даже если они подключены к дискретным входам устройства.

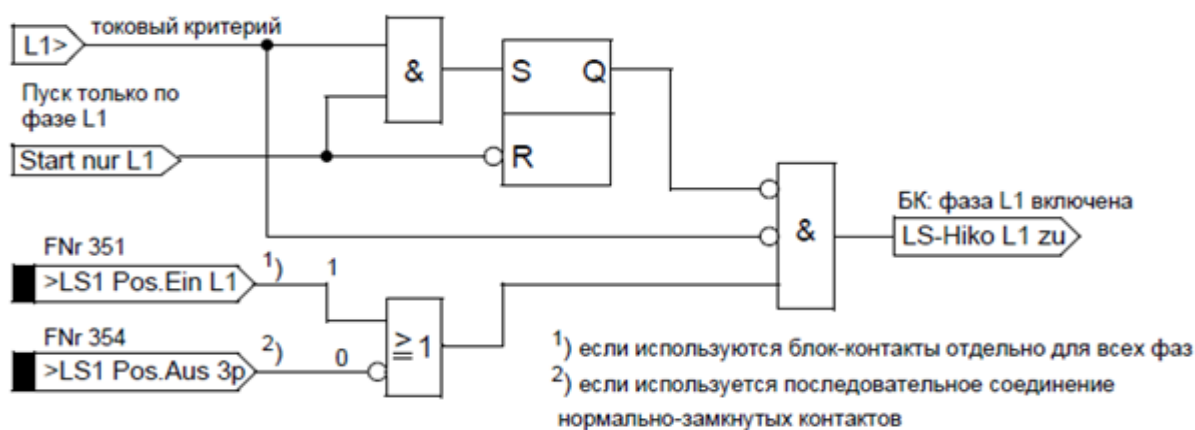


Рисунок 4.5 - Блокировка способа контроля блок-контактами – пример для фазы L1

С другой стороны, поведение выключателя при повреждениях с малыми токами, которые не вызывают срабатывания органа контроля протекания тока (например, при действии газовой защиты), можно контролировать исключительно с помощью информации о положении его блок-контактов. Для этого служит дискретный вход “>SVS START-ohne I” (пуск УРОВ без I) (рисунок 4.6 слева), через который запускается функция УРОВ, если не выполняется токовый критерий.

#### 4.4 Трехфазный пуск УРОВ

Трехфазный пуск УРОВ применяется в сетях с трехфазным отключением, на присоединении трансформатора или при отключении от защиты шин. Если устройство 7SA522 используется только в варианте для трехфазного отключения, то этот вид пуска является единственным.

Если УРОВ запускается от внешних устройств защиты, то по соображениям надежности пуск должен выполняться только в том случае, если в качестве пусковых используются по меньшей мере два дискретных входа. Поэтому рекомендуется кроме подключения сигнала отключения от

внешней защиты на дискретный вход “>SVS START 3pol” (трехфазный пуск УРОВ), также подключить и сигнал общего пуска на дискретный вход “>SVS Freigabe” (разрешение УРОВ). Газовую защиту также рекомендуется подключать к обоим входам разными парами проводов. В случае, когда отсутствует отдельный разрешающий сигнал, внешний пуск может выполняться также и по одному каналу, при этом сигнал “>SVS Freigable” (разрешение УРОВ) не должен ранжироваться.

На рисунке 4.6 изображена схема УРОВ с трехфазным пуском. Если внутренняя или внешняя функция защиты вырабатывает команду отключения и выполняется критерий протекания тока, то производится запуск соответствующей выдержки (выдержек) времени.

Если критерий протекания тока не выполняется ни для одной фазы, то опрашиваются блок-контакты выключателя. При наличии пофазного управления следует нормально замкнутые блок-контакты положения "ОТКЛ" включить последовательно (все три контакта замкнуты, если все три фазы разомкнуты). После подачи трехфазной команды отключения принимается, что выключатель правильно работал только в том случае, если ни через одну из его фаз не протекает ток или все три нормально замкнутых блок-контакта замкнуты. Срабатывание какой-нибудь внутренней функции защиты или внешнего устройства защиты, действие которых не связано с измерением тока, сообщается функции УРОВ через сообщение “start intern ohne I” (внутренний пуск без тока) или от внешней защиты через дискретный вход “>SVS START-ohne I” (внешний пуск УРОВ без тока). В этом случае положение выключателя "отключен" определяется только с помощью блок-контактов. Кроме того, предусмотрена возможность внутренней блокировки.

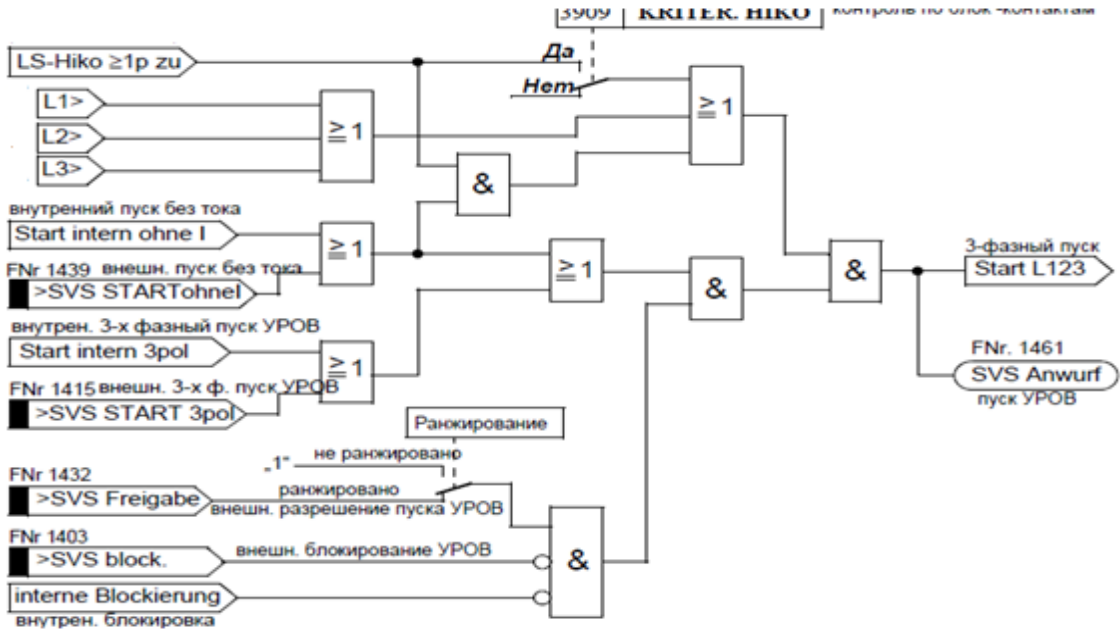


Рисунок 4.6 - Логическая схема УРОВ с трехфазным пуском

## 4.5 Уставки и параметры настройки УРОВ

Для УРОВ должны задаваться следующие параметры: 3901 - Включение действия функции УРОВ. Устанавливается «Вкл.». 3902 - Токовый контроль УРОВ; устанавливается в относительных единицах (по отношению к номинальному току устройства). Диапазон уставок  $(0,05 \div 4,00) I_{ном.}$  с дискретностью  $0,01 I_{ном.}$  Выбор уставок токового контроля УРОВ приведен в п.6.4.2. 3903 - Действие на пофазное отключение выключателя. Рекомендуется устанавливать «Да» при наличии на ВЛ ОАПВ. 3904 «Т1 1ф.» Выдержка времени при пофазном действии от УРОВ на местный выключатель. Рекомендуется устанавливать 0 с. 3905 «Т1 3ф.» Выдержка времени при трехфазном действии от УРОВ на местный выключатель. Рекомендуется устанавливать 0 с. 3906 «Т2» Выдержка времени УРОВ на отключение смежного присоединения при токовом контроле отказа выключателя. Определяется из наибольшего времени отключения выключателя, времени возврата токового контроля (20 мс), а также запаса по надежности (70 мс). Для выключателей типа ВНВ указанное время составит:  $T_{УРОВ} \geq 40 \text{ мс} + 20 \text{ мс} + 70 \text{ мс} = 130 \text{ мс}$  Для выключателей типа ВВБ:  $T_{УРОВ} \geq 60 \text{ мс} + 20 \text{ мс} + 70 \text{ мс} = 150 \text{ мс}$  3907 «Т3 Повр. ВВ» Выдержка времени для отключения смежного присоединения при неисправности выключателя. Рекомендуется устанавливать  $\infty$ , во избежание неселективных отключений смежных присоединений.

3908 «Тоткл.СШ» Выбор варианта отключения при неисправности выключателя. Так как осуществляется отключение местного выключателя по цепи автоповтора команды отключения с  $T1 = 0$  с, то необходимо устанавливать  $T1 + T2$ . 3909 «Контроль Б/К» Автоматическая обработка положения блок-контактов выключателя. Устанавливается «Да» или «Нет». Контроль отказа выключателя по непереключению его блок- контактов и наличию сработавшего состояния защит может использоваться в дополнение к токовому контролю УРОВ, для выключателей примыкающих к АТ, блокам, а также на ВЛ с глухоподключенными шунтирующими реакторами, т.е. в тех случаях, когда токовый контроль может не выявить отказ выключателя, например при работе газовых защит. При использовании контроля отказа выключателя по блок-контактам (3909 устанавливается «Да») уставка  $T2$  (3906) определяется из наибольшего времени отключения выключателя, запаздывания в перебрасывании блок- контактов, а также запаса по надежности (20-40 мс). Для выключателей типа ВНВ указанное время составит:  $T_{УРОВ} \geq 40 \text{ мс} + 70 \text{ мс} + 30 \text{ мс} = 140 \text{ мс}$  Для выключателей типа ВВБ:  $T_{УРОВ} \geq 60 \text{ мс} + 70 \text{ мс} + 30 \text{ мс} = 160 \text{ мс}$  Учитывая низкую надежность работы блок-контактов отечественных выключателей и серьезность последствий излишней работы УРОВ, рекомендуется контроль отказа выключателя по блок-контактам использовать в случае крайней необходимости. 3921 «Защищаемой зоны» Защита от КЗ в мертвой зоне. Под КЗ в мертвой зоне понимаются повреждения между выключателем и

трансформатором присоединения. Действует по факту срабатывания ненаправленного пускового органа защиты, срабатывания токового контроля УРОВ при отключенном выключателе. 3922 «Т м. зоны» Выдержка времени при повреждениях в «мертвой зоне» (между выключателем и ТТ). Рекомендуется устанавливать аналогично адресу 3909 или ∞ в случае ее неиспользования из-за низкой надежности работы блок- контактов отечественных выключателей, во избежание неселективных отключений. Уставка по токовому контролю УРОВ должна приниматься, по возможности, из условия обеспечения чувствительности к к.з. в конце зоны дальнего резервирования. Для этого ее значение должно быть на 10% меньше, чем минимальный расчетный ток к.з.

Уставка по току срабатывания:

$$I_{УРОВ} = 0,9 \cdot I_{КЗ.вз}^{(2)} = 0,9 \cdot 716,01 = 645,21 \text{ А.}$$

Уставка по времени срабатывания:

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

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

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

$t_{\text{зап}}$  – время запаса.

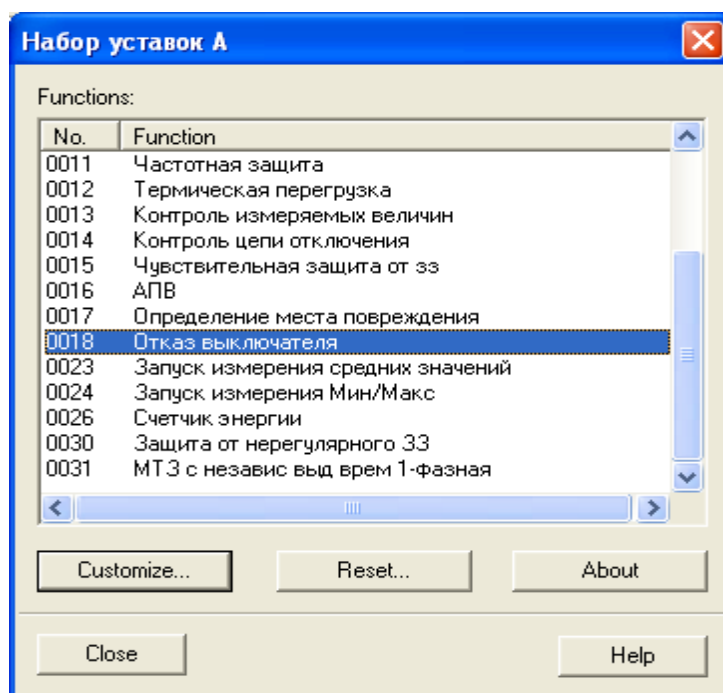


Рисунок 4.7 - Набор уставок группы А



## **5 Безопасность жизнедеятельности**

### **5.1 Общие положения**

Подстанция Кентау является транзитной, имеет два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250МВА; 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 [28].

### **5.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции**

В современном автоматизированном производстве, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

На подстанции человек-оператор в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Неправильные действия операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др. И одна из главных задач анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих [28].

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

- Планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;
- Рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей.

В тесной связи с технологией производства находится трудовой

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

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

- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током и статическое электричество;
- пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;
- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки.

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

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

### **5.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда**

Для предотвращения распространения шумов, генерируемых реакторами и автотрансформаторами, при проектировании подстанций предусматриваются шумозащитные ограждения, которые в обязательном порядке устанавливаются на ПС, расположенных в жилых зонах и уровень



шума от которых превышает допустимые нормы на границе ПС.

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

Колонны приняты в двух вариантах:

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

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

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

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

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

Начальная расчетная высота экрана принимается наименьшей (но не менее, чем на 1 м выше крышки трансформатора), кратной высоте строительной панели (1200 мм) [32].

Шум трансформатора вызывается воздействием вибрации сердечника на стенки бака. Вибрация сердечника, в свою очередь, вызывается магнитострикцией, в результате чего в шуме трансформатора преобладает основная частота, равная удвоенной частоте напряжения в сети 100 Гц, а также гармоники 200, 300, 400, 800 Гц.

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

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

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

Исходные данные: подстанция 220/110/10 кВ с двумя автотрансформаторами /1АТ,2АТ/ мощностью 250 МВА, типа АТДЦТН-250000/220 с навесными охладителями. Габаритные размеры АТ показаны на рисунке 5.1. Расположение АТ на площадке подстанции относительно ОПУ (общеподстанционный пункт управления) показано на рисунке 5.2. ОПУ - одноэтажное здание с высотой расчетной точки РТ над поверхностью земли - 3м. АТ и жилые дома расположены на одинаковых отметках 60 м.

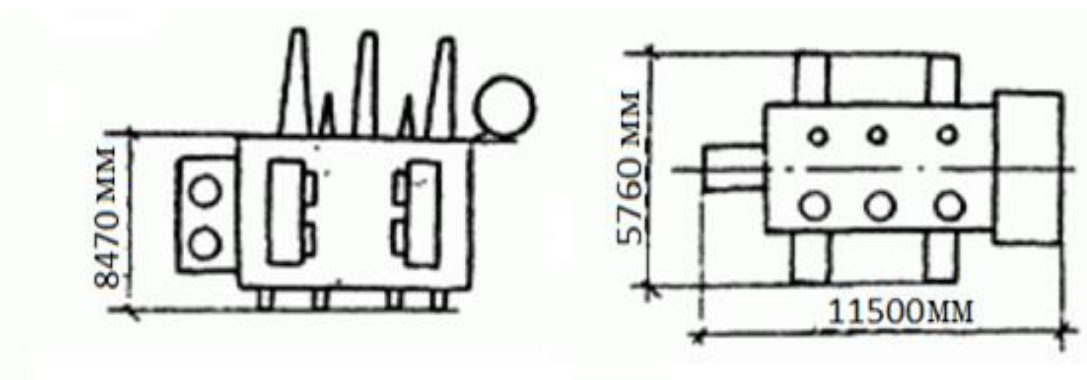


Рисунок 5.1 - Габаритные размеры автотрансформатора АТДЦТН-250000/220

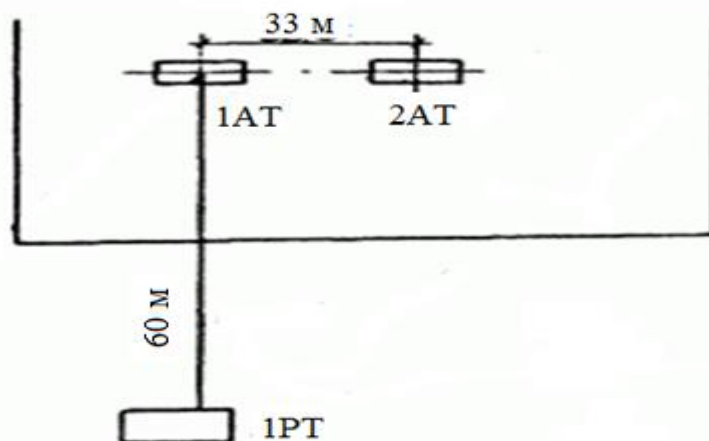


Рисунок 5.2 - План расположения площадки ПС и АТ относительно застройки

По нормативам нормируемый уровень шума в РТ (расчетной точке) составляет 45 дБА. Считая, что оба АТ создадут в расчетной точке примерно одинаковый уровень шума, в соответствии с СНиП  $L_{АТР/ТЕР} = 45 - 3 = 42$  дБА для каждого АТ. Где  $L_{АТР/ТЕР}$  - уровень звука в дБА в расчетной точке защищаемого от шума объекта, создаваемый трансформатором.

Типовая мощность АТ:

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

где  $S_H$  - номинальная мощность АТ,  $K_{\text{выг}}$  - коэффициент выгодности, равный:

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

$$S_T = 250 \cdot 0,5 = 125 \text{ МВА.}$$

где  $L_{\text{АЭКВ}}$  - шумовая характеристика АТ или уровень звука АТ, определяется по заводским данным или в зависимости от типовой мощности. Для этой типовой мощности  $L_{\text{АЭКВ}} = 108 + 3 = 111 \text{ дБА}$ . +3 на шум охладителей;

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

Снижение уровня звука с расстояние должно составить:

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

$$L_{\text{Атр.тер}} = 111 - 42 = 69 \text{ дБА.}$$

Такое снижение уровня шума обеспечивается в соответствии с рисунком 5.3 на расстоянии более 1000 м от АТ.

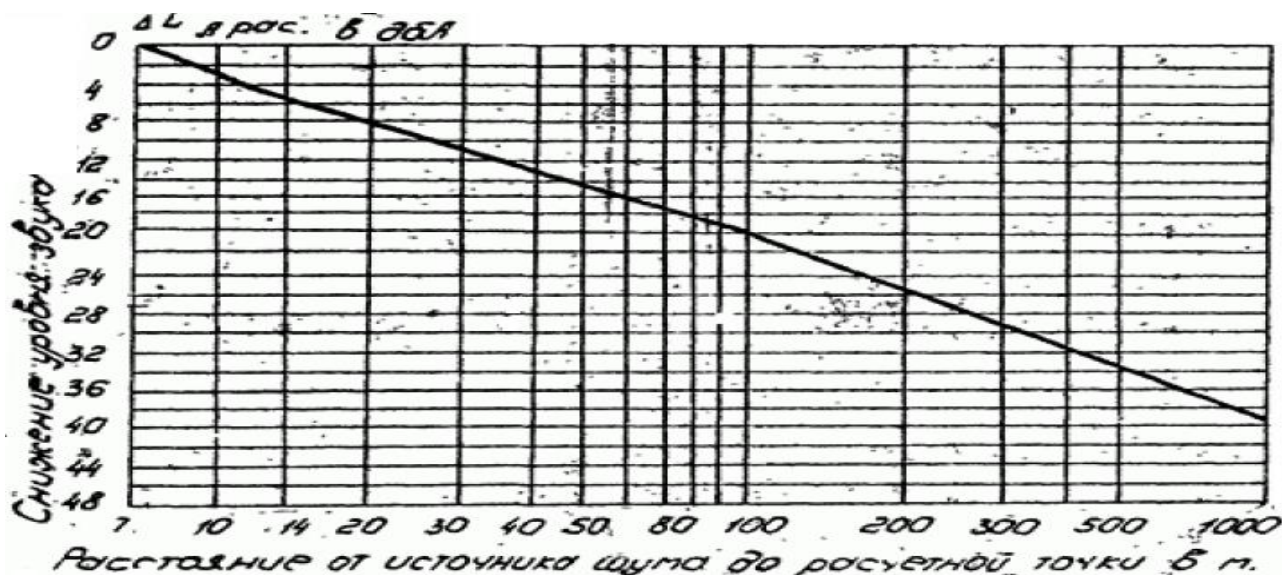


Рисунок 5.3 - График для определения снижения уровня звука в дБА в зависимости от расстоянии между источником шума и расчетной точкой

По условиям размещения площадки подстанции удаление составляет 60 м до ОПУ, в связи, с чем требуется создание шумозащиты.

Расчет требуемого снижение уровня шума проводится следующим

образом:

Для ближайшего к 1-му АТ ОПУ, снижение уровня звука, в расчетной точке, по рисунку 3 равен:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 18 \text{ дБ.}$$

Тогда уровень звука в расчетной точке (РТ) составит:

$$L_{\text{Атр.тер1}} = 111 - 18 = 93 \text{ дБА.}$$

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

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 18 \text{ дБ.}$$

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

$$L_{\text{Атр.тер2}} = 111 - 18 = 93 \text{ дБА.}$$

Сложение уровней звука  $L_{\text{Атр.тер1}}$  и  $L_{\text{Атр.тер2}}$  дает нам результирующий:

$$L_{\text{Атр.тер1}} = 93 + 2,75 = 95,75 \text{ дБА.}$$

Требуемое снижение уровня шума определяется по формуле:

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

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 95,75 - 45 = 50,75 \text{ дБА..}$$

На эту величину  $\Delta L_{\text{Арас}} = 50,75$  дБА требуется снизить уровень звука от каждого АТ. Так как  $\Delta L_{\text{Арас}} = 50,75 > 20$  дБА, то эффективная шумозащита с помощью экранов обычно не сможет быть обеспечена и требуется сооружение полностью закрытых камер для трансформаторов или перемещение подстанции на более удаленную от территорию с нормируемым уровнем шума площадку [32].

#### **5.4 Расчет заземляющего устройства**

Исходные данные: подстанция является понижающей, расположенная в III климатической зоне, имеет два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ мощностью 250МВА, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 220 и 110 кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ  $I_{кз} = 23480$  А, получен путем расчета в программе АРМ СРЗА.

Площадь подстанций Кентау 220/110/10 кВ  $S = 52188$  м<sup>2</sup>.

Грунт двухслойный. Первый слой супесок, второй - суглинок.

Удельное сопротивление верхнего слоя  $\rho_{1изм} = 300$  Ом · м, нижнего -  $\rho_{2изм} = 80$  Ом · м [29].

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

Толщина верхнего слоя земли  $h_1 = 3$  м.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода  $t_0 = 0,5$  м.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем,  $S$ , м<sup>2</sup>.

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

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

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

$$\rho_{1расч} = 300 \cdot 1,8 = 540 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

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

$$\rho_{2расч} = \rho, \quad (5.4)$$

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

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

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \psi}{\rho_{2изм}} = \frac{300 \cdot 1,8}{80} = 6,75. \quad (5.5)$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя  $a = 10$  м. Определим число вертикальных электродов при известном  $a$ :

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (5.6)$$

где  $S$  – площадь территории, занимаемой заземлителем, м<sup>2</sup>;  
 $n$  – число вертикальных электродов.

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

$$n = \frac{P}{a} = \frac{996}{10} = 99,6 \approx 100, \quad (5.7)$$

где  $P$  – периметр контура заземлителя.

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

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_B} = \frac{3 - 0,5}{5} = 0,5. \quad (5.8)$$

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

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (5.9)$$

где  $k$  - показатель степени:

$$k = 0,43 \cdot \left( l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right), \quad (5.10)$$

$$k = 0,43 \cdot \left( 0,5 + 0,272 \cdot \ln \frac{10 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,336, \quad (5.11)$$

$$\rho_3 = 80 \cdot \left( \frac{540}{80} \right)^{0,336} = 151,96 \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (5.12)$$

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

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда

вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_e}, \quad (5.13)$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}, \quad (5.14)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (5.15)$$

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

На рисунке 5.4 представлена двухслойная модель земли.

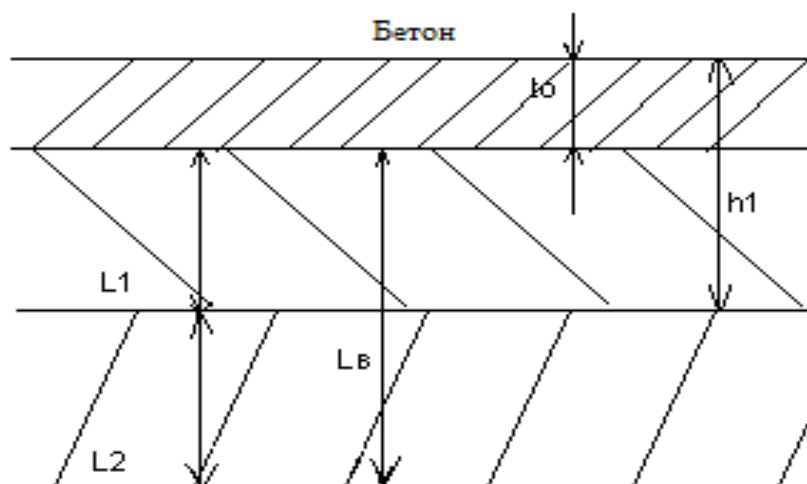


Рисунок 5.4 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,5 + 2,5 \cdot \frac{540}{80} = 19,375 \text{ м},$$

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{52188} + 100 \cdot 19,375} = 0,0027,$$

$$L = 15 \cdot 147 + 4 \cdot 39 + 18 \cdot 185 + 11 \cdot 111 + 7 \cdot 72 + 28 \cdot 279 = 15228 \text{ м},$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{52188}} \cdot \left(\frac{540}{80}\right)^{0,0027} + \frac{540}{15228 + 100 \cdot 5} = 0,19 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения  $\alpha_1$  может быть определен из

следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками:

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

$$a_1 = 0,78 \cdot \left( \frac{10 \cdot \sqrt{52188}}{5 \cdot 15228} \right)^{0,45} = 0,16$$

где  $a = \frac{P}{n}$  – расстояние между вертикальными проводниками, м;  
 $P$  – периметр сетки, м;  
 $M = 0,78$  – функция отношения  $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ .

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

$$a_1 = M \cdot \left( \frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L} \right)^{0,45}, \quad (5.16)$$

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 540} = 0,55,$$

где  $R_h$  – сопротивление тела человека;  
 $\rho_1$  – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{пр} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2. \quad (5.17)$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_{кз} \cdot R_3 = 23480 \cdot 0,19 = 4461,2 \text{ В}. \quad (5.18)$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{пр.max} = \varphi_3 \cdot a_1 = 4461,2 \cdot 0,16 = 713,8 \text{ В}.$$



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

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{пр.max}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (5.19)$$

где  $I_h$  – ток через человека.

Имеем:

$$I_h = \frac{U_{\text{пр.max}}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{713,8}{1000 + 1,5 \cdot 540} = 0,39 \text{ А}. \quad (5.20)$$

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

$$U_{\text{пр}} = 713,8 - 0,39 \cdot 1,5 \cdot 540 \leq 450,$$

$$397,9 \text{ В} \leq 450 \text{ В}.$$

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:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 540} = 0,235. \quad (5.21)$$

По следующей формуле определяем напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 23480 \cdot 0,19 \cdot 0,15 \cdot 0,235 = 157,25 \text{ В}. \quad (5.22)$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2\text{max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (5.23)$$

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

$$U_{1-2\text{max}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 4461,2 \cdot 0,15 = 669,18 \text{ В}. \quad (5.24)$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{669,18}{1000 + 6 \cdot 540} = 0,158 \text{ А}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{пр} = 669,18 - 0,158 \cdot 6 \cdot 540 \leq 450,$$

$$157,26 \text{ В} \leq 450 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям  $R_3$ :

$$R_3^I = \frac{U_{пр.доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{23480 \cdot 0,16 \cdot 0,55} = 0,217 \text{ Ом}, \quad (5.25)$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш.доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{23480 \cdot 0,15 \cdot 0,235} = 0,54 \text{ Ом}. \quad (5.26)$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления  $R_3 = 0,19 \text{ Ом}$ , 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:

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

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

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_B)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 1,08 + 0)}{350} = 1,87 \text{ А}, \quad (5.27)$$

где  $U$  – фазное напряжение сети, кВ;

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

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

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициент  $\alpha_2$ ,  $U_{\text{пр}} = U_3$  [31]. Так как  $\alpha_1 = 1$ , ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h}. \quad (5.28)$$

Примем, что

$$a_1 = 0,16;$$

$$a_2 = 0,55;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,235;$$

$$R_3 = 0,19 \text{ Ом};$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 1,87 \text{ А}.$$

$$I_h = 1,87 \cdot \frac{0,19}{1000} = 0,00035 \text{ А}$$

Находим  $U_{\text{пр}}$ :

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 1,87 \cdot 0,19 \cdot 0,16 \cdot 0,55 = 0,031 \text{ В}.$$

Находим  $U_{\text{ш}}$ :

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,87 \cdot 0,19 \cdot 0,15 \cdot 0,235 = 0,012 \text{ В}.$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,87 \cdot \frac{0,19}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,235 = 0,021 \text{ мА}.$$

Допустимые значения напряжения прикосновения  $U_{\text{пр}}$  и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при  $t = 1 \text{ с}$  и более  $U_{\text{пр}} = 36 \text{ В}$  и  $I_h = 6 \text{ мА}$ , то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 220 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

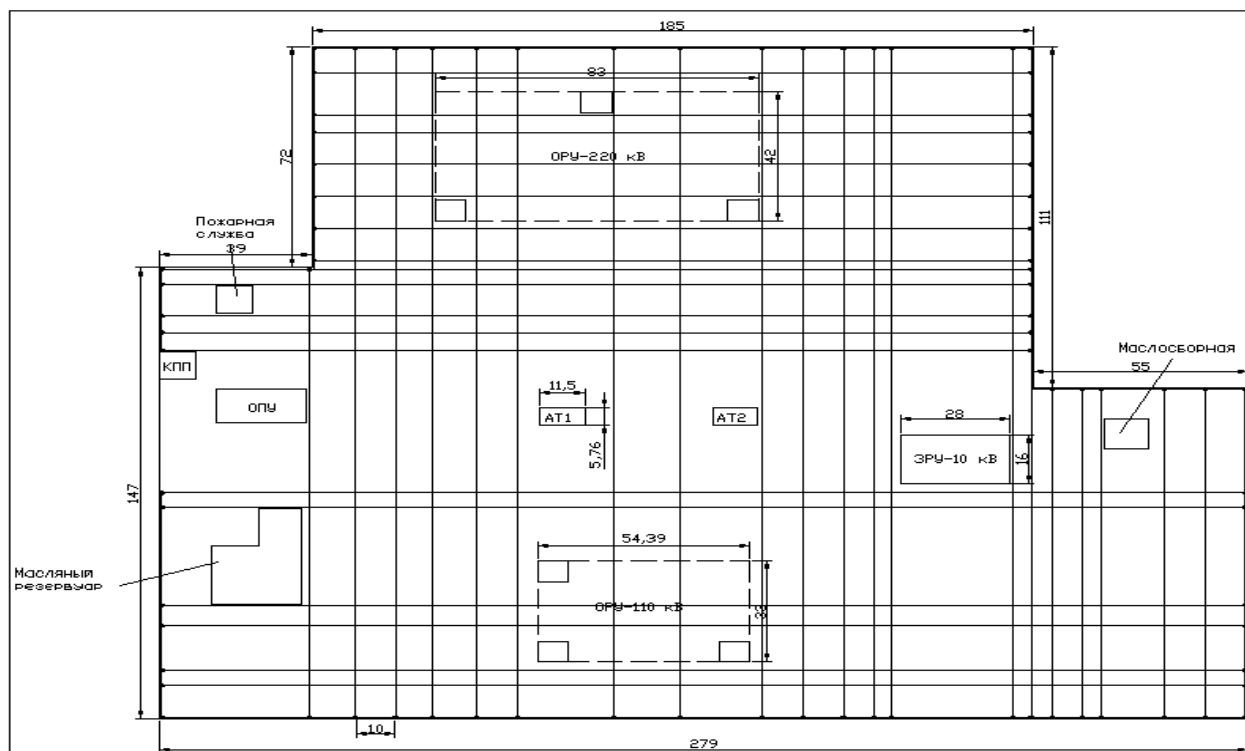


Рисунок 5.5 - Расчетная модель заземлителя

## **6 Экономическая часть**

### **6.1 Бизнес план строительства подстанции «Кентау»**

#### *Резюме.*

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

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии в Южно-Казахстанской области со стороны 110 и 10 кВ.

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

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

Капиталовложения в подстанцию: 1.млрд.418млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 3 года.

#### *Анализ рынка сбыта.*

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

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

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

#### *Тарифы на электроэнергию.*

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Южно-Казахстанской области 12,11 тенге/кВт. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство

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

*План производства.*

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

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции «Кентау» составляет около 992,25 млн. кВт·ч. Объём передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 500 МВА, коэффициента мощности  $\cos \varphi = 0,9$ , коэффициента загрузки  $K_3 = 0,7$  и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

*Организационный план.*

Организационная структура управления ТОО будет такой же, как и в других сетях компаниях.

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.*

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

100% акций подстанции принадлежат ТОО «Южные МЭС».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 15 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берется в Евразийском банке.

*Экологическая информация.*

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

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

## **6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП**

*Определение капитальных вложений в строительство 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 сооружение подстанции определяются составом оборудования:

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

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

$n_i$  – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$  – 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, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов [26].

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблицы 6.1-6.3.

Таблица 6.1 - Капитальные вложения в силовые автотрансформаторы

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

Таблица 6.2 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Выключатель 220 кВ	5	4,55	22,75
Выключатель 110 кВ	10	3,64	36,4
Разъединитель 220 кВ	10	1,82	18,2
Разъединитель 110 кВ	31	1,456	45,136
Трансформаторы тока 220 кВ	12	0,182	2,184
Трансформаторы тока 110 кВ	45	0,16	7,2
Трансформатор напряжения 220 кВ	2	0,15	0,3
Трансформатор напряжения 110 кВ	2	0,12	0,36
Ограничители перенапряжений 220 кВ	4	0,91	3,64
Ограничители перенапряжений 110 кВ	4	0,728	2,912
КРУ 10 кВ	1	10	10
Итого			149,082

Таблица 6.3 - Капитальные вложения в подстанцию (РЗ и А)

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

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

Суммарные капитальные вложения на оборудование подстанции составят [13]:

$$K_{\text{пс}} = 149,082 + 38,7 + 320 + 120 = 627,782 \text{ млн. тг.}$$

*Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей.*

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом



строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями.

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

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

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

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

Таблица 6.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн. тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ 220 кВ	20	5,65	113
ВЛ 110 кВ	120	5,65	678
Итого			791

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют [25]:

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

$$K_{\text{ЭС}} = 627,782 + 791 = 1 \text{ млрд. } 418 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}, \quad (6.4)$$

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

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (6.5)$$

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

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{пс}, \quad (6.6)$$

где  $\alpha_{об/рем}$  – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблице 6.5).

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

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.5-6.6.

Таблица 6.5 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам},\%$	$\alpha_{об/рем},\%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
РУ 220 кВ	104,274	6,7	2,5	6,98	2,6	9,58
РУ 110 кВ	136,308	6,7	2,5	9,13	3,4	12,53
КРУ 10 кВ	50	6,7	2,5	3,35	1,25	4,6
Автотрансформаторы	334,8	5	3	16,74	10,04	26,78
Итого:				36,2	17,29	53,49

Таблица 6.6 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам},\%$	$\alpha_{об/рем},\%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
ВЛ 220 кВ	113	2,0	0,8	2,26	0,904	3,164
ВЛ 110 кВ	678	2,0	0,8	13,56	5,424	18,984
Итого:				15,82	6,33	22,15

Таким образом, ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$I_{ам} = I_{ам.пс} + I_{ам.лэп}, \quad (6.7)$$

$$I_{ам} = 36,2 + 15,82 = 52,02 \text{ млн. тенге.}$$

## 6.4 Расчет себестоимости на передачу электроэнергии

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- энергия на компенсацию технических потерь;
- материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);
- расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- износ основных средств;
- командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- канцелярские расходы;
- охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);
- услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
- расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
- налоговые платежи;
- расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
- услуги банка (комиссионные за проведение зарплат, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);
- услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет) [25].

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

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

где  $\sum И$  – суммарные издержки;

$\mathcal{E}$  – объем отпущенной электроэнергии.

$$\sum И = И_{ам} + И_{др}, \quad (6.9)$$

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

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

$$И_{др} = \frac{52,02 \cdot 0,55}{0,45} = 63,58 \text{ млн. тенге,}$$

$$\sum И = 63,58 + 52,02 = 115,6 \text{ млн. тенге.}$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

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

где  $P$  – мощность трансформаторов;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$T_{max}$  – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 175 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 992,25 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{115,6}{992,25} = 0,116 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

## 6.5 Расчет чистой прибыли

Стоимость электроэнергии

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

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

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

электроэнергии;

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

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

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

$$V_{\text{реал}} = 992,25 \cdot 12,11 = 12 \text{ млрд. } 16 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 992,25 \cdot 5,5 = 5 \text{ млрд. } 457 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты КЕГОС:

$$V_{\text{КЕГОС}} = 992,25 \cdot 1,685 = 1 \text{ млрд. } 672 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 992,25 \cdot 3,3 = 3 \text{ млрд. } 274 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$V_{\text{ост}} = 12,016 - 5,457 - 1,672 - 3,274 = 1 \text{ млрд. } 757 \text{ млн. тенге.}$$

С учётом налогообложения чистая прибыль составит:

$$\Pi = V_{\text{ост}} - \Sigma И = 1757 - 115,6 = 1 \text{ млрд. } 641 \text{ млн. тенге.}$$

Чистая прибыль с учетом 20% налога на прибыль составит:

$$\text{ЧП} = 1,641 \cdot 0,8 = 1 \text{ млрд. } 313 \text{ млн. тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,6 \cdot 1,313 = 788 \text{ млн. тенге.}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = \text{ЧП}_{\text{инв}} + I_{\text{ам}}, \quad (6.12)$$

$$CF = 788 + 52,02 = 840,02 \text{ млн. тенге.}$$

## 6.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость".

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

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (6.13)$$

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

$r$  – ставка дисконтирования,  $r = 15\%$ .

$n$  – время реализации проекта, год.

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

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

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

ЧПС  $< 0$ , то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается [26].

Примечается, что  $CF$  не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 6.7:

Таблица 6.7 – Расчет ЧПС

Год	$CF$ , млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$ , млн. тенге	ЧПС, млн. тенге	$I_c$ , млн. тенге
0				-1418
1	840,02	730,45	-687,55	
2	840,02	627,71	-59,84	
3	840,02	545,84	486	
4	840,02	474,64	960,64	
5	840,02	412,73	1373,37	

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций

составил около 3 лет.

*Внутренняя норма прибыли (ВНП) – IRR*

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- не зависит от вида денежного потока;
- не линейная форма зависимости;
- представляет собой убывающую функцию;
- не обладает свойством адетивности;
- позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

Внутренняя норма прибыли рассчитывается по формуле:

$$IRR = 1 - \sqrt[n]{\frac{CF}{I_c}}, \quad (6.14)$$
$$IRR = \left( 1 - \sqrt[3]{\frac{895,02}{1418}} \right) * 100\% = 14,2 \%$$

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

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Кентау» 220/110/10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1418 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 3 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

## Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита подстанции «Кентау» 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-250000/200/110, 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 автотрансформатора, резервные защиты, установленные на автотрансформаторе. В качестве основных защит рассчитаны: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием цифровых терминалов производства фирмы SIEMENS. Резервные защиты, установленные на автотрансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой с минимальным пуском по напряжению, токовой защитой нулевой последовательности; дистанционной защитой; защитой от перегрузки и охлаждения.

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 выбор уставок УРОВ.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ мер защит от шума автотрансформатора и заземляющего устройства.

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 литературы

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

750 кВ.—М.: Энергия, 1979. 152 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

29. СНиП РК 2.04-05-2002.

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

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

32. Шумозащитные ограждения автотрансформаторов напряжением 220–330 кВ 9750 ТМ 1979 г. Киевский филиал УкрОЭнергосетьпроект.

## Приложение А

### Программа расчета АРМ-СРЗА

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы АРМ-СРЗА. В программе АРМ-СРЗА есть несколько подпрограмм. Первая подпрограмма называется “графический редактор”. С помощью графического редактора мы рисуем и вносим параметры элементов схемы. Вторая подпрограмма это расчет ток КЗ, где можно снять значения токов короткого замыкания в во всех точках схемы. Третья подпрограмма расчет токов КЗ по месту повреждения. Эта подпрограмма как и расчет токов КЗ позволяет посчитать токи КЗ, но для заданного узла.

*Работа с сетью и графическим изображением.*

Для работы с диалоговой программой расчета электрических величин (ТКЗ-Д) используется сеть, подготовленная графическим редактором АРМ-СРЗА. Корректировка электрических параметров сети и графического изображения при работе с ТКЗ-Д не допускается. Для проведения этих работ нужно перейти в подсистему графического редактора АРМ-СРЗА.

Пункт меню “Сеть” имеет три подпункта.

1) « Выбор сети.» - это работа со стандартным окном диалога “Файл открыть”. Имя сети - это имя файла с расширением “set”. При выборе сети необходимо добраться в нужной директории до нужного имени сети;

2) « Выбор изображения...» -загрузка изображения, отличного от изображения полученного при выборе сети;

3) « Выход» -выход из программы ТКЗ-Д в главное окно АРМ-СРЗА.

Далее в меню расположены три пункта с вызовом трёх последних сетей с которыми вы работали ранее.

*Диалоговая программа расчета электрических величин при повреждениях в сети 35-750кв.*

Используемые методы расчетов программы ТКЗ позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока К.З. (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики. См. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 11 Москва "ЭНЕРГИЯ" 1979г. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750кВ.

Диалоговая программа расчета электрических величин позволяет:

-производить расчеты электрических величин в диалоговом режиме, указывая непосредственно на схеме замещения сети место повреждения, вид повреждения и коммутируемые элементы;

-формировать протокол произведенных расчетов автоматически или

по желанию пользователя регулировать объем и форму результатов расчетов;

- производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети;

- точно учитывать ветви с нулевыми сопротивлениями (выключатели).

При этом число их не ограничено, и эти ветви могут образовывать замкнутые контура. Расчет токов в ветвях с нулевыми сопротивлениями ведётся в два этапа. На первом этапе расчёт ведётся в основной сети со значениями сопротивлений выключателей равными нулю. На втором этапе отдельно рассчитывается замкнутый контур из выключателей в предположении равенства сопротивлений (равенства не нулю!) всех входящих в группу выключателей;

- производить расчет для любого однократного и любого сколь угодно сложного вида повреждения сети, в том числе и с учетом нагрузочного режима;

- производить расчет тремя способами, не прерываясь до конца во всей сети, по шагам во всей сети, останавливаясь после каждого расчёта и через эквивалентирование;

- использовать для анализа векторную диаграмму и калькулятор комплексных величин;

- вводить в список электрических величин произвольные формулы.

Разработано два способа формирования задания для работы с ТКЗ-Д - диалоговое формирование задания и расширенный формат задания для расчета.

Диалоговое формирование задания для расчёта предполагает использовать для этих целей только меню узла, меню ветви и меню поля чертежа.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

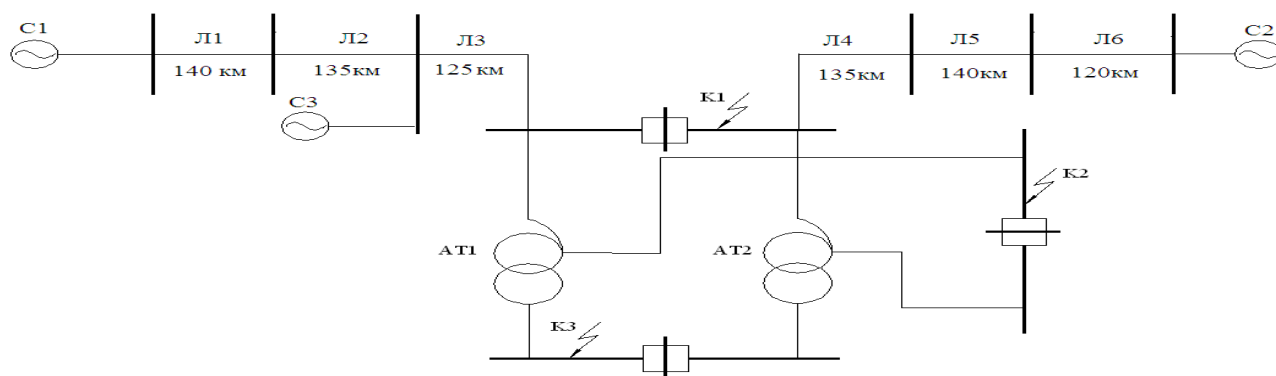


Рисунок А.1- Расчетная схема

**ПРОТОКОЛ: UlanTokKZ**

Протокол

ЗАДАНИЕ-UlanTokKZ СЕТЬ-Magamed222 ДАТА-12.03.2014. ВРЕМЯ-14:40:26

УЗЕЛ-КЗ 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13

**РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА**

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)	Одно-фазное КЗ(A0) I1(мод/фаза) I2(мод/фаза) ЗИ0(м/ф)		
U=230.0/0 Z1=0.399+j18.093 Z2=0.399+j18.093 Z0=0.329+j18.763					
11-0	Общая нейтраль	7337 91  6640 90  715 103	2416 91  2186 90  235 103	2416 91  2186 90  235 103	7248 91  6801 90  464 106
2					
U=230.0/-0 Z1=10.466+j47.316 Z2=10.466+j47.316 Z0=29.606+j37.314					
12-1		2740 102  1697 104  1044 101	940 111  582 112  358 109	940 111  582 112  358 109	2819 111  2392 117  506 81
3					
U=230.0/0 Z1=6.931+j46.229 Z2=6.931+j46.229 Z0=5.904+j53.511					
13-0	Общая нейтраль	2841 99  1328 90  983 105	901 98  421 89  312 105	901 98  421 89  312 105	2704 98  1456 91  592 110
2					
4					
U=230.0/-0 Z1=16.260+j67.227 Z2=16.260+j67.227 Z0=0.775+j28.496					
14-3		1920 104  1206 102  715 106	798 102  501 100  297 104	798 102  501 100  297 104	2395 102  268 109  114 111
7					
8					
11					
U=230.0/0 Z1=0.342+j18.691 Z2=0.342+j18.691 Z0=0.113+j19.372					
15-0	Общая нейтраль	7103 91  6640 90  481 106	2340 91  2187 90  158 105	2340 91  2187 90  158 105	7019 91  6798 90  224 101
6					
U=230.0/0 Z1=12.457+j51.899 Z2=12.457+j51.899 Z0=23.468+j132.262					
16-5		2488 103  1900 103  588 105	551 102  421 101  130 103	551 102  421 101  130 103	1653 102  1139 101  515 102
7					
U=230.0/-0 Z1=18.561+j70.271 Z2=18.561+j70.271 Z0=25.005+j142.533					
17-4		1827 105  796 104  1031 105	458 102  200 102  259 103	458 102  200 102  259 103	1375 102  877 102  498 103
6					
U=230.0/-0 Z1=16.260+j79.382 Z2=16.260+j79.382 Z0=0.318+j19.505					
18-4		1639 102  820 102  819 102	732 101  366 101  366 101	732 101  366 101  366 101	2197 101  113 107  1098 99
9					
10					
U=115.0/0 Z1=4.065+j19.846 Z2=4.065+j19.846 Z0=0.080+j4.876					
19-8		3278 102  1639 102  1639 102	1465 100  732 100  732 100	1466 100  733 100  733 100	4395 100  2198 100  2198 100
11					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
U=10.5/0 Z1=0.034+j0.256 Z2=0.034+j0.256 Z0=0.000-j-0.000					
110-0	Общая нейтраль	23480 98  0 0  23480 98	0 0  0 0  0 0	0 0  0 0  0 0	0 0  0 0  0 0
8					
U=10.5/0 Z1=0.034+j0.256 Z2=0.034+j0.256 Z0=0.000-j-0.000					
113-0	Общая нейтраль	23480 98  0 0  23480 98	0 0  0 0  0 0	0 0  0 0  0 0	0 0  0 0  0 0
11					

Рисунок А.2 – Расчет токов КЗ во всех узлах

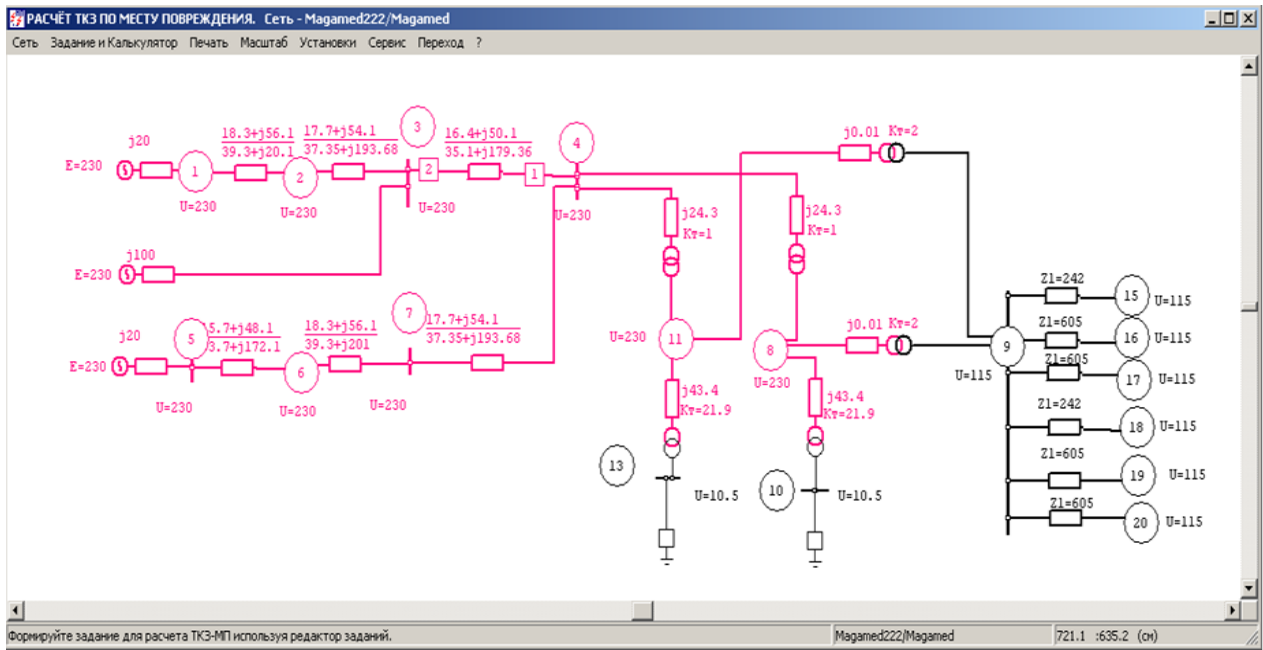


Рисунок А.3 – Схема замещения

## Приложение Б

### Проверка трансформаторов тока

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I <sub>1ном</sub> (А)	I <sub>2ном</sub> (А)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТШЛ-10	4000	5	P	25	35	0.72	1	1.2
ТШЛ-10	4000	5	0.5	20	35	0.48	0.54	0.8
ТШЛ-10	5000	5	P	25	35	0.9	1.03	1.2
ТШЛ-10	5000	5	0.5	20	35	0.6	0.65	0.8
ТШЛП-10	1000	5	P	25		0.3	0.1	1.2
ТШЛП-10	1000	5	0.5	20		0.125	0.001	0.8
ТШЛП-10	2000	5	P	25		0.45	0.5	1.2
ТШЛП-10	2000	5	0.5	20		0.2	0.001	0.8
ТВТ-220	1000	5	-	30	25	0.61	0.71	1.2
ТВТ-220	2000	5	-	30	25	1.22	1.72	2
ТВТ-220	3000	5	-	30	25	1.82	3.1	2.4
ТВТ-220	4000	5	-	30	25	2.44	3.04	3
ТВТ-220	1000	1	-	30	25	10.4	22.9	30
ТШВ-15	6000	5	P	15	20			1.2
ТШВ-15	6000	5	0.5	15	20			1.2
ТШВ-15	8000	5	P	15	20			1.2
ТФНД-110М	300	5	0.5	12		0.33	1	1.2
ТФЗРМ35А	400	5	P	28	30			
ТФЗМ110Б-II	1000	5		30	34			
ТГФМ-110	2000	5	P					

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.1 - Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ

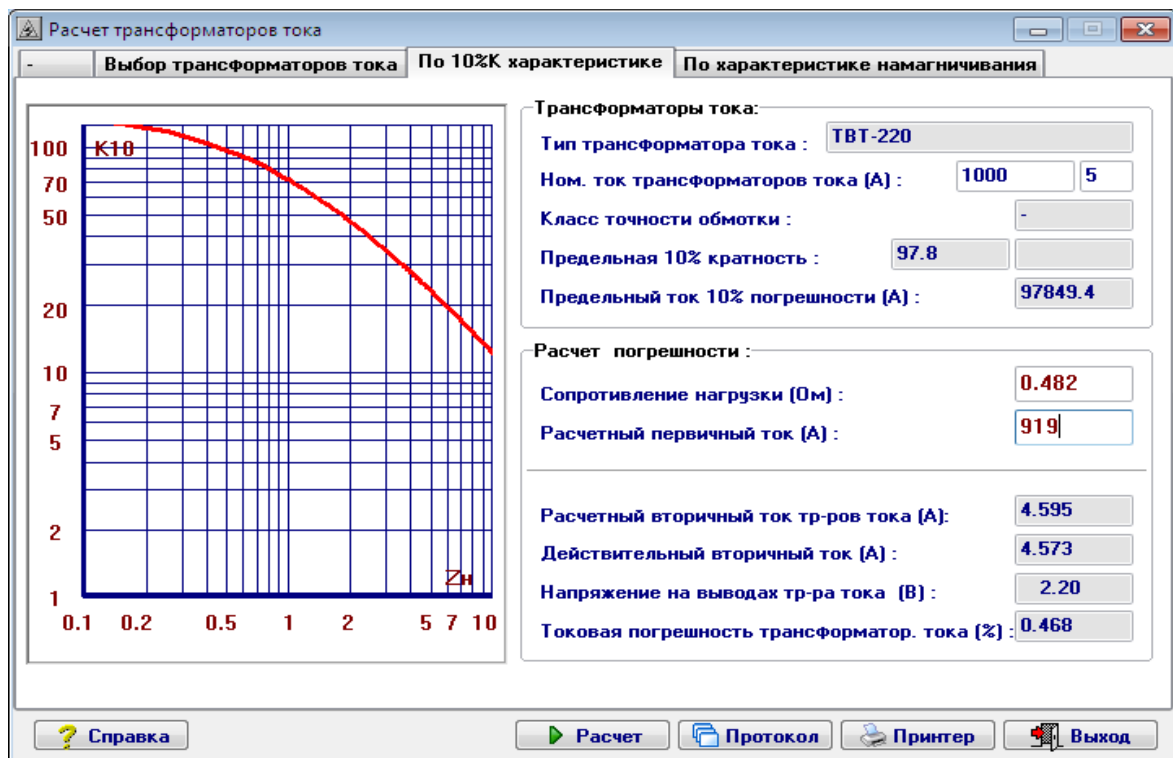


Рисунок Б.2 - Расчет погрешности ТВТ-220-1000/5

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

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I <sub>1ном</sub> (А)	I <sub>2ном</sub> (А)	Кл (%)	K <sub>10</sub>	K <sub>терм</sub>	R <sub>2</sub> (Ом)	X <sub>2</sub> (Ом)	Z <sub>ном</sub> (Ом)
TBT-110	400	5	-	20	25	0.222	0.37	1.6
TBT-110	600	5	-	20	25	0.334	0.68	2
TBT-110	400	5	-	24	25	0.222	0	1.2
TBT-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
TBT-110	750	5	-	24	25	0.56	0	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.2
TBT-110	1500	5	-	24	25	0.675	1	1.2
TBT-110	2000	5	-	24	25	0.9	1.3	1.6
TBT-110	400	1	-	24	25	3.8	0	30
TBT-110	600	1	-	24	25	5.6	0	30
TBT-110	750	1	-	24	25	7.2	0	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	30
TBT-110	1500	1	-	24	25	11.8	30.4	30
TBT-110	2000	1	-	24	25	15.5	38.6	40
TB-110/20	200	5	-	10		0.16	0.43	0.8
TB-110/20	300	5	-	6.5		0.16	0.43	1.2
TB-110/20	400	5	-	15		0.4	0.6	1.2
TB-110/20	600	5	-	25		0.4	0.6	0.6

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.3 - Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ



Рисунок Б.4 - Расчет погрешности TBT-110-2000/5



Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I <sub>1</sub> ном (А)	I <sub>2</sub> ном (А)	Кл (%)	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
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
ТПШЛ-10	4000	5	P	24		1.3	0.5	1.2
ТПШЛ-10	4000	5	0.5	18		1.35	0.5	0.8
ТПШЛ-10	5000	5	P	24		2	0.8	1.2
ТПШЛ-10	5000	5	0.5	18		2	0.8	0.8
ТВЛМ-10	100	5	P	17		0.24	0.45	0.6
ТВЛМ-10	100	5	0.5	10		0.18	0.44	0.4
ТВЛМ-10	400	5	0.5	12		0.24	0.56	0.4
ТВЛМ-10	600	5	P	20		0.33	0.54	0.6
ТВЛМ-10	800	5	P	20		0.33	0.54	0.6
ТВЛМ-10	800	5	0.5	12		0.24	0.56	0.4

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок Б.5 - Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

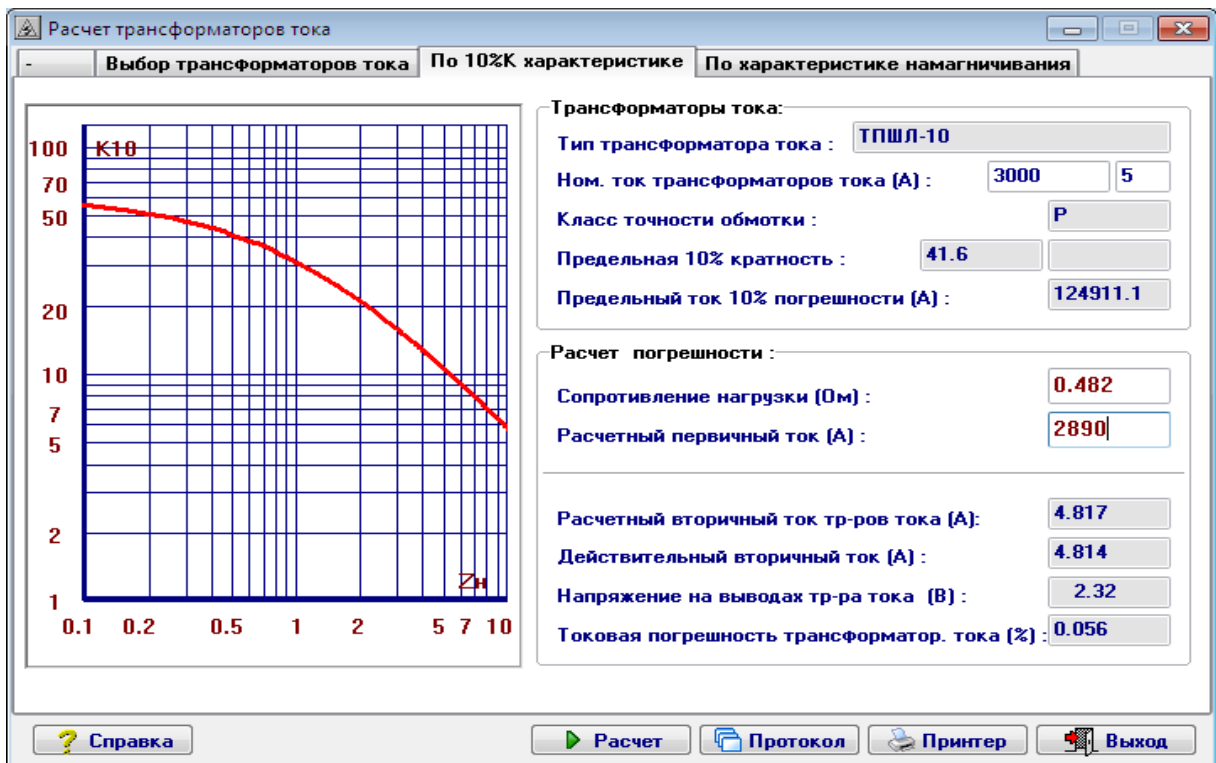


Рисунок Б.6 - Расчет погрешности ТОЛ-10-3000/5