

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль))/(специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции ПС 35/6кВ  
предприятия Западное ПО «МРСК Волги»-Оренбургэнерго

Студент

А. А. Кашин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 67 с., 5 рис., 24 табл., 26 источников.

Ключевые слова: реконструкция, электрическая часть, подстанция, электрооборудование, трансформатор, короткое замыкание, схема замещения, заземляющее устройство, перенапряжение, безопасность.

Объект исследования – электрическая часть подстанции 35/6 кВ для передачи и распределения электроэнергии.

Цель проекта – выбор и проверка по допустимым параметрам нового современного оборудования электрической части подстанции 35/6 кВ для замены технологически устаревшего, пришедшего к физическому износу действующего электрооборудования.

В процессе выполнения проекта проведены анализ действующего электрооборудования на остаточный ресурс и проверочный расчет режимов работы электрической части подстанции. Для выбора и проверки электрооборудования по допустимым параметрам произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано новое современное электрооборудование электрической части подстанции в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности. Проведен расчет контура заземления подстанции.

## Содержание

Введение.....	5
1 Анализ действующей схемы подстанции, обоснование необходимости реконструкции .....	7
1.1 Анализ электрооборудования действующей электрической части ПС .....	7
1.2 Анализ электрооборудования действующей электрической части на остаточный ресурс.....	10
1.3 Обоснование необходимости реконструкции .....	12
2 Расчет проекта реконструкции электрической части подстанции.....	13
2.1 Анализ нагрузок электрической части подстанции и проверка силовых трансформаторов по допустимой нагрузке .....	13
2.2 Расчет токов короткого замыкания .....	15
2.3 Выбор и проверка электрооборудования электрической части подстанции.....	24
2.3.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов.....	24
2.3.2 Выбор и проверка выключателей.....	25
2.3.3 Выбор и проверка разъединителей .....	29
2.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока .....	30
2.3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	35
2.3.6 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений .....	36
2.3.7 Выбор и проверка изоляторов .....	38
2.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики, расчет уставок релейной защиты и автоматики .....	39
2.4.1 Дифференциальная защита силовых трансформаторов .....	41
2.4.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ .....	49
2.4.3 Токовая защита от перегрузок .....	50
2.4.4 Газовая защита .....	51
2.4.5 Защита линий напряжением 10 кВ.....	51

2.4.6 Расчет уставок АВР .....	54
2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции .....	56
2.6 Выбор типа комплектных распределительных устройств (КРУ) .....	57
3 Расчет контура заземления подстанции.....	59
Заключение .....	64
Список используемых источников.....	65

## Введение

Электрическая часть подстанций является ключевой для обеспечения процесса преобразования и распределения электрической энергии, то есть для работы подстанции в целом. Таким образом, оборудование электрической части должно соответствовать современным требованиям надежности, электробезопасности и энергоэффективности. Следовательно, требуется своевременно производить ремонт и, если необходимо, то замену износившегося оборудования, для того чтобы избежать отказов оборудования как в нормальных, так и аварийных режимах. Также новое и современное электрооборудование, как правило, имеет лучшие технико-эксплуатационные показатели, такие как общий технический ресурс, надежность, трудоемкость ремонта, межремонтный цикл и т.д.

Тема ВКР – «Реконструкция электрической части подстанции 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго»».

Актуальность темы – в том, что электрическая часть подстанций, представляет собой сложную систему и должна соответствовать современным требованиям надежности, электробезопасности и энергоэффективности. Особенно актуальными являются вопросы надежности и безопасности. В данной работе наглядно показан пример расчета проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго».

Цель работы заключается в расчете и выборе оборудования электрической части ПС с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Задачи:

1) Провести анализ оборудования действующей электрической части на остаточный ресурс и на технологическое устаревание;

- 2) Определить максимальные нагрузки электрической части ПС и провести проверку силовых трансформаторов по допустимой нагрузке;
- 3) Произвести расчет токов короткого замыкания;
- 4) Выбрать и проверить электрооборудование электрической части подстанции;
- 5) Выбрать устройства релейной защиты и автоматики, рассчитать уставки защит;
- 6) Произвести расчет контура заземления подстанции.

Область применения разрабатываемой проблемы – реконструкция электрической части действующих станций и подстанций и проверка их действующего оборудования.

Техническая и практическая значимость работы заключается в том, что согласно данному проекту возможно провести реальную реконструкцию электрической части подстанции 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго». Замена изношенного и устаревшего оборудования приведет к снижению риска аварийности и амортизационных расходов.

Технико-экономическая целесообразность работы обусловлена тем, что после осуществления реконструкции снизится аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы, методик проектирования и расчета электрических схем подстанций. Расчеты и иллюстрации производятся с применением компьютерных программ Word 2010, Excel 2010, AutoCAD 2018.

# **1 Анализ действующей схемы подстанции, обоснование необходимости реконструкции**

## **1.1 Анализ электрооборудования действующей электрической части ПС**

В данной работе рассчитывается проект реконструкции электрической части подстанции (ПС) 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго». Данная ПС введена в эксплуатацию в 1992 году, установлено два силовых трансформатора марки ТДН –10000/35.

ОРУ-35 кВ выполнено по схеме – «35-4Н, мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий». Установлены масляные выключатели МКП-35-1000-25, разъединители РНДЗ-35/630, трансформаторы тока ТФМ-35-200/5, трансформаторы напряжения НАМИ-35-200, вентильные разрядники РВС-35, предохранители ПСН-35-200/180-2,5. Часть действующего оборудования ОРУ-35 кВ установлена в 2015 году [14].

ЗРУ-6 кВ выполнено по схеме – «секционированная выключателем система шин». От каждой шины 6 кВ запитано по одному трансформатору собственных нужд. От шин ЗРУ 10 кВ отходят 8 питающих линий к потребителям первой, второй и третьей категории по обеспечению надежности электроснабжения [14].

В цепи линий установлены аппараты, необходимые для эксплуатационных включений и отключений линий, для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отсоединения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах.

Силовые выключатели предназначены для отключения рабочих токов и токов короткого замыкания [6]. На стороне 6 кВ установлены выключатели: ВМПЭ – 16/1600 (шинные и секционный выключатели) и ВМП – 6/630 (фидерные выключатели).

Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке [6]. На стороне 6 кВ установлены разъединители РВ-10-630 [14].

Трансформаторы тока относятся к измерительным трансформаторам и предназначены для расширения предела измерения измерительных приборов, а в высоковольтных цепях, кроме того, для изолирования приборов и реле от высокого напряжения [6]. На стороне 6 кВ установлены трансформаторы тока ТПОЛ-6/1500 (шинные и секционные ТТ ЗРУ 6 кВ); ТПЛ-6/100..500 (на фидерах ЗРУ 6 кВ) [14].

Трансформаторы напряжения являются масштабными преобразователями и предназначены для питания напряжением 100 В электроизмерительных приборов, цепей защиты автоматики и сигнализации [11]. Трансформаторы напряжения изолируют цепи напряжением до 1000 В от цепей напряжением выше 1000 В. На стороне 6 кВ установлены трансформаторы тока ЗНОЛ-6 (на шинах ЗРУ 6 кВ) [14].

Разрядники предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений [11]. На стороне 6 кВ установлены разрядники РВО-6 (на шинах ЗРУ 6 кВ) [14].

Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов [15]. На стороне 6 кВ установлены изоляторы ИОР-6 [14].

Трансформаторы собственных нужд предназначены для энергообеспечения потребителей собственных нужд подстанции [15]. На подстанции установлены два трансформатора собственных нужд марки ТМ – 100-6/0,4 [14].

Действующая однолинейная схема ПС 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго» представлена на рисунке 1.1.



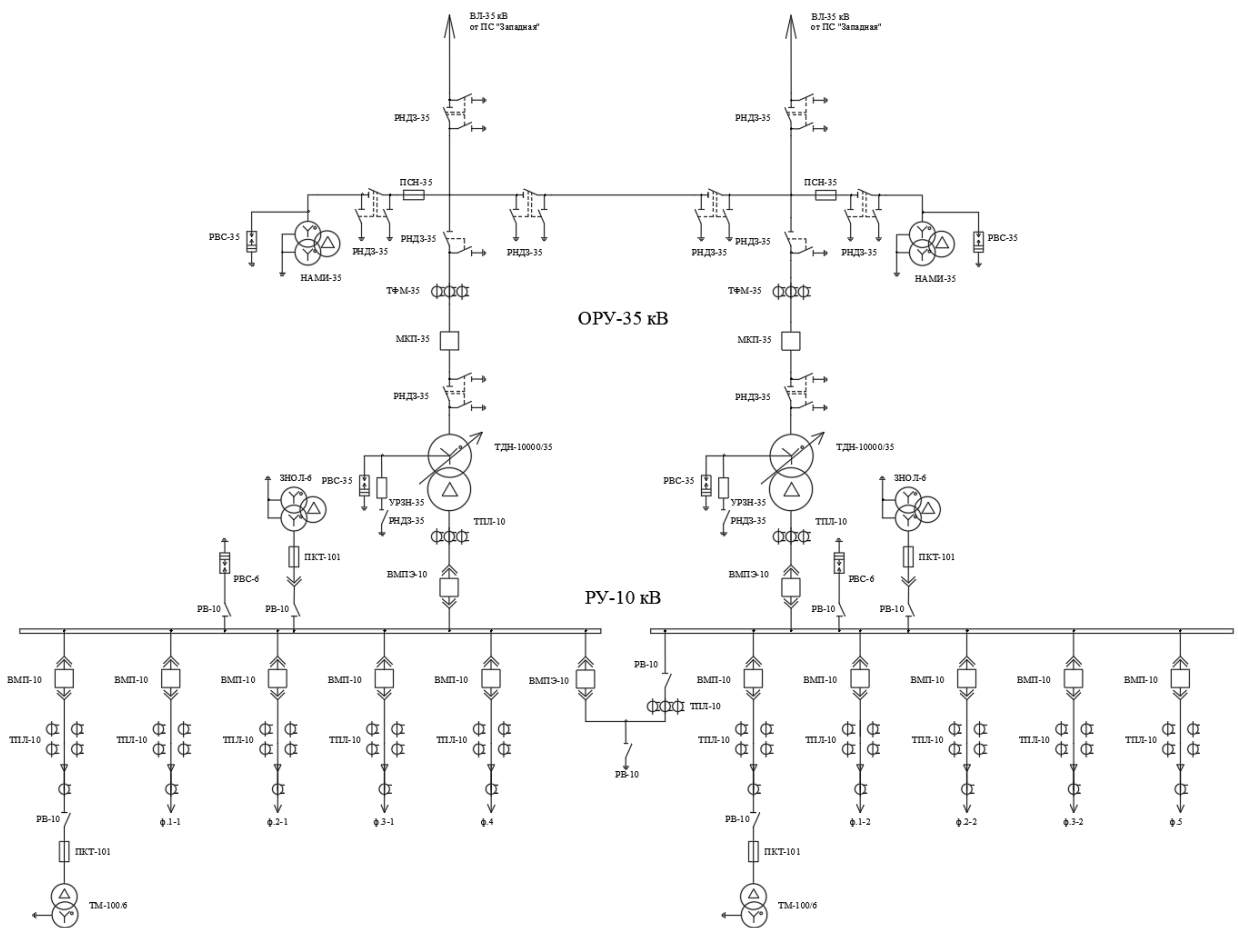


Рисунок 1.1 – Действующая однолинейная схема ПС 35/6 кВ

Проведя анализ действующей однолинейной схемы ПС 35/6 кВ, делаем вывод о том, что технологически устарело следующее оборудование электрической части: масляные выключатели 35 и 6 кВ, вентильные разрядники 35 и 6 кВ. На отходящих фидерах ЗРУ 6 кВ, для обеспечения надежной защиты от перенапряжений и безопасности выполнения работ по ремонту и обслуживанию, требуется установка дополнительных ОПН и заземляющих разъединителей; также требуется установка дополнительных трансформаторов тока для подключения микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 6 кВ. Возможна установка энергоэффективных силовых трансформаторов для питания собственных нужд подстанции [9].

## 1.2 Анализ электрооборудования действующей электрической части на остаточный ресурс

Остаточным ресурсом называют запас возможной наработки оборудования после момента контроля его технического состояния (или ремонта), в течение которого обеспечивается соответствие требованиям НТД всех его основных технико-эксплуатационных показателей и показателей безопасности.

Остаточный ресурс (в процентах) всего установленного оборудования электрической части определяем по формуле [16]:

$$T_{ост} = \frac{T_{ном} - T_{факт}}{T_{ном}} \cdot 100 \%, \quad (1.1)$$

где  $T_{ном}$  – номинальный ресурс оборудования согласно паспорту, лет;

$T_{факт}$  – фактический ресурс оборудования на данный момент, лет.

Ведомость основного оборудования электрической части и его остаточный ресурс представлены в таблице 1.1. Например, для силовых трансформаторов 35/6 кВ остаточный ресурс составит:

$$T_{ост} = \frac{25 - 28}{25} \cdot 100 = -12 \%,$$

Так как расчетное значение отрицательно, то остаточный ресурс отсутствует. Анализ электрооборудования на остаточный ресурс сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Анализ электрооборудования на остаточный ресурс

Диспетчерское наименование	Марка	Год ввода в работу	Срок службы, лет		Остаточный ресурс, Т ост %
			Т ном	Т факт	
ТДН-10000/35	ТДН-10000/35-У1	1992	25	28	отсутствует
МКП-35	МКП-35-1000-25-У1	1992	25	28	отсутствует
РНДЗ-35	РНДЗ-35/630-У1	2015	25	5	80
ТФМ-35	ТФМ-35-200/5-У1	1992	25	28	отсутствует
НАМИ-35	НАМИ-35-200-У1	2015	25	5	80
РВС-35	РВС-35-У1	1992	25	28	отсутствует
ПСН-35	ПСН-35-200/180-2,5-У1	2015	25	5	80
ИОС-35	ИОС-35-400-У1	2015	25	6	76
УРЗН-35	УРЗН-35-200-У1	2015	25	6	76
ТМ-100/6	ТМ-160/6-У1	1992	25	28	отсутствует
ВМПЭ- 10	ВМПЭ-10-1600-У1	1992	25	28	отсутствует
ВМП- 10	ВМП-10-630-У1	1992	25	28	отсутствует
РВ-10	РВ-10-630-У1	1992	25	28	отсутствует
ТПОЛ-10	ТПОЛ-10/1500-У1	1992	25	28	отсутствует
ТПЛ-10	ТПЛ-10/100..500-У1	1992	25	28	отсутствует
ЗНОЛ-6	ЗНОЛ-6-У1	1992	30	28	6,7
ПКТ-6	ПКТ-6-50/50-2,5-У1	1992	30	28	6,7
РВС-6	РВС-6-У1	1992	25	28	отсутствует
ИОР-6	ИОР-6-У1	1992	30	28	6,7

Если остаточный ресурс меньше 30%, требуется замена оборудования вследствие износа [16]. Проанализировав оборудование электрической части на остаточный ресурс, можно сделать вывод, за время эксплуатации большая часть электротехнического оборудования ПС 35/6 кВ выработала свой ресурс и нуждается в замене на новое.

### **1.3 Обоснование необходимости реконструкции электрической части**

1) Реконструкция электрической части ПС вызвана необходимостью замены устаревшего и изношенного оборудования новым и современным, удовлетворяющим актуальным требованиям электробезопасности и энергоэффективности. Итого оборудование, подлежащее замене вследствие устаревания: масляные выключатели, вентильные разрядники, трансформаторы собственных нужд;

2) Оборудование релейной защиты и автоматики выполнено на основе устаревших электромеханических реле с высокой степенью износа, отмечены ложные срабатывания защит;

3) Сопротивление контура заземления ПС составляет 0,557 Ом и превышает допустимые, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) 0,5 Ом для ПС с резистивно заземленной нейтралью силовых трансформаторов по стороне ВН [12];

4) На отходящих фидерах ЗРУ 6 кВ, для обеспечения надежной защиты от перенапряжений и безопасности выполнения работ по ремонту и обслуживанию, требуется установка дополнительных ОПН и заземляющих разъединителей. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями потребителей, на отходящих фидерах также требуется установка дополнительных ОПН. Требуется установка дополнительных трансформаторов тока для подключения микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 6 кВ. Таким образом, необходимо выбрать современные КРУ для установки на фидерах 6 кВ с указанным выше дополнительным оборудованием.

В данной работе необходимо рассчитать проект реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго», позволяющий устранить указанные недостатки действующей электрической части.

## 2 Расчет проекта реконструкции электрической части подстанции

### 2.1 Анализ нагрузок электрической части подстанции и проверка силовых трансформаторов по допустимой нагрузке

Для выбора и проверки элементов электрической части ПС, а также уставок релейной защиты целесообразно рассмотреть режим максимальных нагрузок и режимы короткого замыкания. Исходными данными для определения нагрузок ПС являются данные часового электропотребления по секциям шин 6 кВ, согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок ПС [14].

Таблица 2.1 – Электрические нагрузки ПС согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок

Время, ч	Итого			Т1			Т2		
	Р,кВт	Q,кВар	S,кВА	Р,кВт	Q,кВар	S,кВА	Р,кВт	Q,кВар	S,кВА
0	4221,54	1403,19	4448,63	2026,34	673,53	2135,34	2195,20	729,66	2313,29
2	4784,41	1590,28	5041,78	2296,52	763,34	2420,06	2487,89	826,95	2621,73
4	4878,22	1621,46	5140,64	2341,55	778,30	2467,51	2536,68	843,16	2673,13
6	5910,16	1964,47	6228,09	2836,87	942,94	2989,48	3073,28	1021,52	3238,61
8	6660,65	2213,92	7018,96	3197,11	1062,68	3369,10	3463,54	1151,24	3649,86
10	7411,15	2463,38	7809,82	3557,35	1182,42	3748,72	3853,80	1280,96	4061,11
12	7598,77	2525,74	8007,54	3647,41	1212,36	3843,62	3951,36	1313,39	4163,92
14	7692,58	2556,92	8106,40	3692,44	1227,32	3891,07	4000,14	1329,60	4215,33
16	7786,40	2588,11	8205,26	3737,47	1242,29	3938,52	4048,93	1345,82	4266,73
18	8818,33	2931,11	9292,70	4232,80	1406,93	4460,50	4585,53	1524,18	4832,20
20	9381,20	3118,20	9885,85	4502,98	1496,74	4745,21	4878,22	1621,46	5140,64
22	9287,39	3087,02	9786,99	4457,95	1481,77	4697,76	4829,44	1605,25	5089,24
24	8912,14	2962,29	9391,56	4277,83	1421,90	4507,95	4634,31	1540,39	4883,61

Графики часовой нагрузки ПС согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок представлены на рисунке 2.1.

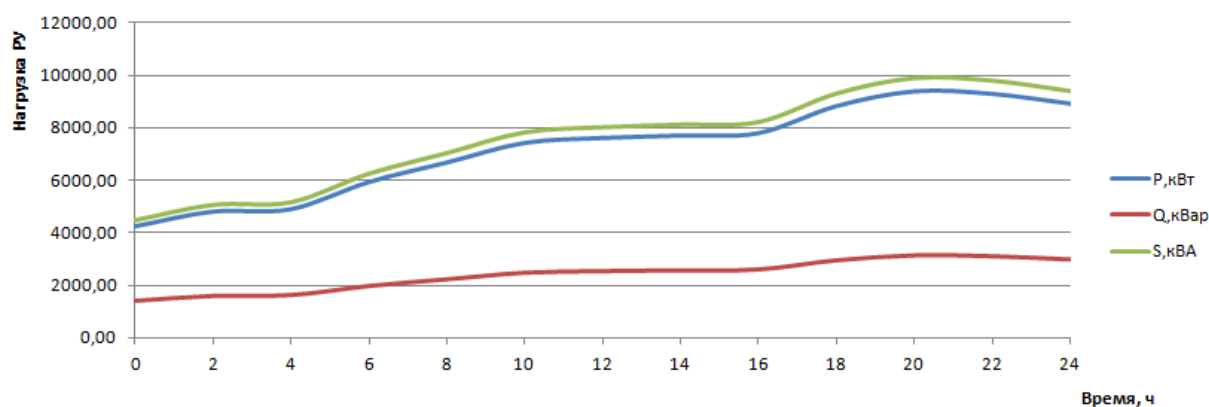


Рисунок 2.1 – Графики часовой нагрузки ПС

Максимум нагрузки наблюдается в 20.00. Итого, расчетные мощности, согласно контрольным замерам:

$$P_{max} = 9381,2 \text{ кВт}; Q_{max} = 3118,2 \text{ квар}; S_{max} = 9885,85 \text{ кВА}.$$

Проведем проверку действующих силовых трансформаторов по допустимой загрузке. Требуемая мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \quad (2.1)$$

где  $K_{з.н.}$  – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции, согласно ГОСТ 14209-85,  $K_{з.н.} = 0,7$ ;

$S_{р.к.}$  – расчетная мощность потребителей с учетом компенсации реактивной мощности, кВА.

$$S_m \geq 0,7 \cdot 9885,85 = 6920,097 \text{ кВА};$$

$$S_m = 10000 \text{ кВА} \geq 6920,097 \text{ кВА}.$$

Таким образом, действующие силовые трансформаторы марки ТДН-10000/35 мощностью по 10000 кВА проходят проверку по допустимой

загрузке, однако, в связи с высокой степенью износа, производим их замену на аналогичные новые трансформаторы ТДН-10000/35.

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования станции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость и для проверки чувствительности релейной защиты. Расчетная схема для определения токов короткого замыкания представлена на рисунке 2.2.

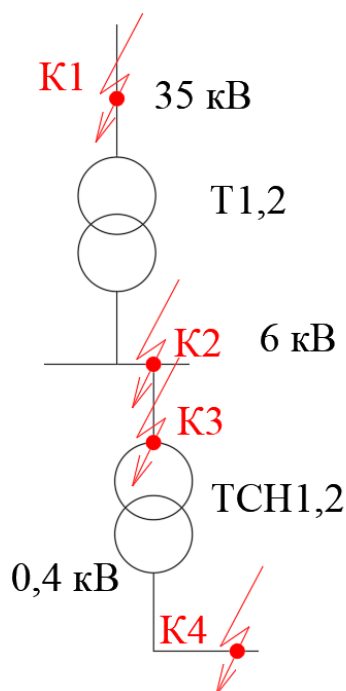


Рисунок 2.2 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

По расчетной схеме составляется схема замещения, которая представлена на рисунке 2.3. Элементы расчетной схемы заменяются их сопротивлениями. Принимаем базисное напряжение 35 кВ (напряжение ВН

питающих силовых трансформаторов). Активным сопротивлением в сети 35 кВ пренебрегаем [13].

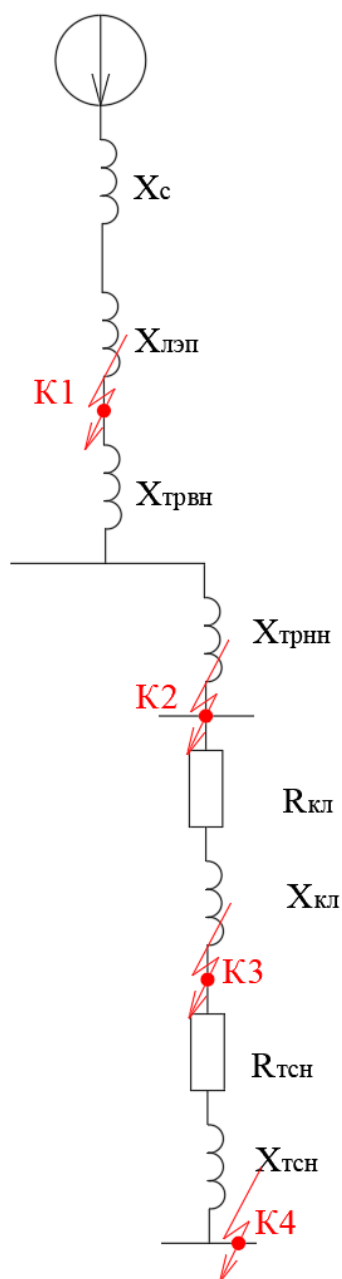


Рисунок 2.3 – Схема замещения для определения токов короткого замыкания

Периодическая составляющая тока  $K3$  определяется по формуле согласно РД 153-34.0-20.527-98 [13]:



$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2.2)$$

где  $E_c$  – напряжение короткого замыкания, кВ;

$X_{\Sigma K}$  – суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$K_Y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (2.3)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (для сети 35 кВ  $T_a = 0,05$  с; для сети 6 кВ  $T_a = 0,07$  с; для сети до 1 кВ  $T_a = 0,09$  с ) [13].

Ударный ток КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$i_Y = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_K'', \quad (2.4)$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле:

$$I_Y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_Y - 1)^2}, \quad (2.5)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (2.6)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (2.7)$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле согласно [13]

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (2.8)$$

где  $\tau$  – минимальное время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB} \quad (2.9)$$

где  $t_{з\min}$  – минимальное время действия защиты, 0,01 с;

$t_{CB}$  – собственное время отключения выключателя 35 кВ, с.

Полный ток КЗ определяется по формуле:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (2.10)$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных трансформаторов 35/6 кВ по стороне ВН определяется по формуле:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_\kappa \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (2.11)$$

где  $U_\kappa$  – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

$U_H$  – напряжение обмотки ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{ТРВН} = \frac{8 \cdot 35^2}{100 \cdot 10^2} = 0,98 \text{ Ом}$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных трансформаторов 35/6 кВ по стороне НН определяется по формуле:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (2.12)$$
$$X_{ТРНН} = 0,98 \cdot (6 / 35)^2 = 0,029 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления ЛЭП:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (2.13)$$

где  $x_o = 0,432$  Ом/км – удельное сопротивление линии;

$L$  – длина линии, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,432 \cdot 6,08 = 2,627 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы  $X_C$ , в именованных единицах определяется по формуле согласно [13]:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (2.14)$$

где  $S_K$  – максимальная мощность короткого замыкания в начале ЛЭП, по данным ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго», равная 2190 МВА [14].

$$X_C = 35^2 / 2190 = 0,559 \text{ Ом}$$

Активное и индуктивное сопротивления кабеля ААБ-3х16 6 кВ до трансформаторов собственных нужд определяются по формулам:

$$R_{кЛ} = r_o \cdot L, \quad (2.15)$$

$$X_{KL} = x_o \cdot L, \quad (2.16)$$

где  $r_o$  и  $x_o$  – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/м;

$L$  - длина кабеля, равная 39 м [14].

$$R_{KL} = 0,00194 \cdot 39 = 0,0757 \text{ Ом}$$

$$X_{KL} = 0,000113 \cdot 39 = 0,0044 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление кабеля 6 кВ до ТСН:

$$Z_{KL} = \sqrt{R_{KL}^2 + X_{KL}^2}, \quad (2.17)$$

$$Z_{KL} = \sqrt{0,0757^2 + 0,0044^2} = 0,0758 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$R_{тсн} = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{BH}^2}{S_{HT}^2}, \quad (2.18)$$

где  $P_{\kappa}$  – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{BH}$  – напряжение обмотки ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$R_{тсн} = \frac{1970 \cdot 6^2}{100^2} = 7,092 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление ТСН определим по формуле:

$$Z_{тсн} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (2.19)$$

где  $U_{\kappa}$  – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

$U_H$  – напряжение обмотки ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$Z_{тсн} = \frac{4,5 \cdot 6^2}{100 \cdot 0,1^2} = 162,0 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление ТСН определим по формуле:

$$X_{тсн} = \sqrt{Z_{тсн}^2 - R_{тсн}^2}, \quad (2.20)$$

$$X_{тсн} = \sqrt{162^2 - 7,092^2} = 161,845 \text{ Ом}$$

В качестве примера приведем расчет токов КЗ для точки К1.

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (2.2):

$$I_{\kappa 1}'' = 35 / (\sqrt{3} \cdot (0,559 + 2,627)) = 6,343 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле (2.3):

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (2.4):

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 6,343 = 16,323 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле (2.5):

$$I_{y1} = 6,343 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 9,711 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле (2.6):

$$I_{K1}^{(2)} = \left( \sqrt{3/2} \right) \cdot 6,343 = 5,493 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле (2.7):

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 6,343 = 3,489 \text{ кА}$$

Минимальное время КЗ, по формуле (2.9):

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ, по формуле (2.8):

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 6,343 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,05}} = 1,808 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ определяется по формуле (2.10):

$$I_{n1} = 6,343 + 1,808 = 8,151 \text{ кА}$$

Для остальных точек расчет токов КЗ аналогичен ,результаты сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов токов КЗ в точках К1-К4

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$I_{от}$ , кА	$I_{п}$ , кА
К1	6,343	16,323	9,711	5,493	3,489	1,808	8,151
К2	4,531	11,659	6,936	3,924	2,492	1,291	5,822
К3	4,442	11,431	6,800	3,847	2,443	1,266	5,708
К4	0,740	1,905	1,133	0,641	0,407	0,211	0,951

Также для расчета уставок релейной защиты на фидерах ЗРУ 6 кВ требуется определить периодические составляющие токов КЗ; двухфазные и однофазные токи КЗ в конце линий 6 кВ.

Сведем данные по отходящим линиям 6 кВ (согласно проектной документации [14]) в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные характеристики отходящих линий 6 кВ

Линии 6 кВ	Число цепей	L, км	Марка кабеля	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	$I_p$ , А	$I_{макс}$ , А
фидер 1-1	2	1,201	ААБ-3х240	0,129	0,075	0,155	0,090	0,179	177,6	355,2
фидер 2-1	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 3-1	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 4	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 1-2	2	1,201	ААБ-3х240	0,129	0,075	0,155	0,090	0,179	177,6	355,2
фидер 2-2	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 3-2	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 5	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7

Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 6 кВ проводится аналогично, результаты сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 6 кВ

Фидер 6 кВ	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА
фидер 1-1	4,331	3,751	2,382
фидер 2-1	4,273	3,700	2,350
фидер 3-1	4,197	3,634	2,308

## Продолжение таблицы 2.4

Фидер 6 кВ	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА
фидер 4	4,088	3,540	2,248
фидер 1-2	4,331	3,751	2,382
фидер 2-2	4,273	3,700	2,350
фидер 3-2	4,197	3,634	2,308
фидер 5	3,973	3,440	2,185

Далее с учетом рассчитанных токов КЗ необходимо провести выбор и проверку основного электрооборудования.

### 2.3 Выбор и проверка электрооборудования электрической части подстанции

#### 2.3.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Итого, максимальные расчетные нагрузки силовых трансформаторов ПС, согласно контрольным замерам зимних максимумов (определены ранее в разделе 2.1) [14]:  $P_{max} = 9381,2$  кВт;  $Q_{max} = 3118,2$  квар;  $S_{max} = 9885,85$  кВА. Выбираем силовые трансформаторы серии ТДН-10000/35. Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора определяется по формуле:

$$K_n = \frac{S_{max.}}{S_{н.т.}}, \quad (2.21)$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$K_n = \frac{9885,85}{10000} = 0,989$$

Коэффициент аварийной перегрузки меньше единицы, следовательно, в аварийном режиме трансформатор не будет перегружен [2].

Технические характеристики трансформатора ТДН-10000/35



представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформатора ТДН-10000/35

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток Х.Х., %
		ВН	НН	Х.Х.	К.З.		
ТДН-10000/35	10000	35	6	14,5	65	8	0,8

### 2.3.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится [17]:

- по конструктивному исполнению и месту установки;

- по номинальному напряжению:  $U_{ном} \geq U_{раб}$ , кВ;

- по номинальному току:  $I_{ном} \geq I_{раб}$ , кА.

- по отключающей способности:  $I_{ном.откл} \geq I_k$ , кА

$I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

$I_k$  – ток трехфазного КЗ, кА.

- по ударному току КЗ  $i_{пр.с} \geq i_y$ , кА

$i_{пр.с}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

$i_y$  – ударный ток КЗ, кА;

- на термическую стойкость  $I_m^2 t_m \geq B_k$ , кА<sup>2</sup>·с

$I_m$  – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

$t_m$  – время протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.22)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с} \quad (2.23)$$

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{откл.В}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;  $T_a = 0,05 \text{ с}$ .

Выбор и проверка выключателей 35 кВ.

На стороне 35 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно вводов силовых трансформаторов и линий 35 кВ. Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 35 кВ (и аппаратов ОРУ 35 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.24)$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность силовых трансформаторов, кВА;

$U_n$  – напряжение на участке, кВ.

$$I_{\text{макс}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,947 \text{ А}$$

В таблице 2.6 представлены сравнительные технические характеристики выключателей 35 кВ.

Таблица 2.6 – Сравнительные технические характеристики выключателей 35 кВ

Сравнительные величины	ВБН-35-20/630	ВГБ-УЭТМ-35-20/630	ВВП-35-20/630
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	38,5	38,5	38,5
Номинальный ток, А	630	630	630
Номинальный ток отключения, кА	20	20	20
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	52	40	40
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	31,5	27,5	27,5
Время отключения полное, с	0,07	0,09	0,08
Время отключения собственное, с	0,05	0,08	0,08
Время включения полное, с	0,06	0,09	0,1
Коммутационный ресурс	7500	6000	5500
Масса, кг	730	1050	1110
Срок службы до списания, лет	25	25	25

Следует отдать предпочтение выключателям серии ВБН-35 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Проверка выключателей ВБН-35-20/630

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 230,947 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20 \text{ кА}$	$I_{п(0)} = 6,343 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 16,323 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВБН-35-20/630 проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка выключателей 6 кВ.

На стороне 6 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 6 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 6 кВ (и аппаратов ЗРУ 6 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле (2.24)

$$I_{\text{макс}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347,19 \text{ А}$$

В таблице 2.8 представлена сравнительная техническая характеристика вакуумного выключателя ВВТЭ-М-10; элегазового выключателя LF-1 фирмы Schneider Electric и вакуумного выключателя ВВ/TEL–10.

Таблица 2.8 – Сравнительная техническая характеристика выключателя ВВТЭ-М-10; LF-1 и выключателя ВВ/TEL – 10

Сравнительные величины	ВВТЭ-М-10	LF-1	ВВ/TEL – 10
Номинальное напряжение, В	10000	10000	10000
Наибольшее рабочее напряжение, В	12000	12000	12000
Номинальный ток, А	1600	1600	1600
Номинальный ток отключения, кА	20	25	20
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	51	52	51
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	20	20	20
Время отключения полное, с	0,035	0,080	0,025
Время отключения собственное, с	0,025	0,070	0,015
Время включения полное, с	0,080	0,065	0,070
Коммутационный ресурс	100000	50000	200000
Удельная отключающая способность	11	6,2	11
Масса, кг	85	124	35
Срок службы до списания, лет	25	25	25

Следует отдать предпочтение вакуумным выключателям серии ВВ/TEL ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку

выбранных выключателей ВВ/TEL-10/1600 (ввод РУ 10 кВ, секционный выключатель) сведем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 1347,19 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 4,531 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 20,0 \text{ кА}$	$i_y = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВ/TEL-10/1600 (ввод ЗРУ 6 кВ, секционный выключатель) проходят проверку по всем параметрам.

Проверку выбранных выключателей ВВ/TEL-10/630 (фидера ЗРУ 6 кВ) сведем в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/630

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 91,2 \dots 355,2 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 4,531 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 20,0 \text{ кА}$	$i_y = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВ/TEL-10/630 (фидера ЗРУ 6 кВ) проходят проверку по всем параметрам.

### 2.3.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители должны отвечать следующим требованиям [17]:

- по номинальному напряжению установки  $U_{н.анн.} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току  $I_{н.анн.} \geq I_{р.аб.макс.}$
- проверка на термическую стойкость  $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_K$
- проверка на динамическую стойкость  $i_{дин} \geq i_y.$

Выбор и проверка разъединителей 6 кВ.

Выбираем разъединители серии РВ-10. Технические характеристики разъединителей РВ-10 сведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики разъединителей РВ-10

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	400,630,1000,1600
Ток термической стойкости, кА (3 с)	16; 20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	40; 50; 80
Механический ресурс, циклов ВО	не менее 2 000

В качестве секционного разъединителя выбираем разъединитель серии РВ-10/1600. Проверку сведем в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Проверка разъединителя РВ-6/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 6$ кВ
$I_{ном} = 1600$ А	$I_{р.мах} = 1347,19$ А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА <sup>2</sup> ·с	$В_K = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6$ кА <sup>2</sup> ·с
$i_{дин} = 40$ кА	$i_y = 11,659$ кА

Выбранный разъединитель проходит проверку по всем параметрам. В цепях ТСН, ОПН и трансформаторов напряжения выбираем разъединители серии РВ-10/400.

### 2.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям [17]:

- по номинальному напряжению установки  $U_{н.анн.} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току  $I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}$
- по классу точности

- по вторичной нагрузке  $Z_n \geq Z_{2\Sigma}$

- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность  $\leq 10\%$ ) проверка на термическую стойкость согласно выражению:

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \quad (2.25)$$

где  $k_{тер.}$  – кратность термической стойкости,

$I_{1н.}$  – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (2.26)$$

где  $k_{эд}$  – кратность динамической стойкости.

Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 35 кВ (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока 110 кВ

Сравнительные величины	ТФМ-35	ТФНД-35М	ТВТ-35
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	175	265	150
Кратность тока электродинамической стойкости, А	215	350	250
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг	170	158	210

Следует отдать предпочтение трансформаторам тока серии ТФНД-35М ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик.

Проверка по номинальному напряжению

$$U_{н.амт.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н.} = 250 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 230,947 \text{ А}.$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (2.25):

$$(265 \cdot 0,25)^2 \cdot 3 = 13167 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (2.26):

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,25 = 23,7 \text{ кА} > 11,659 \text{ кА}$$

Производим проверку по сопротивлению вторичной нагрузке, которая определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды):

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (2.27)$$

где  $Z_{приб.}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных приборов вторичной нагрузки, Ом;

$Z_{пров.}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{s_{пров.}}, \quad (2.28)$$

где  $l_{пров.}$  – длина соединительных проводов, м;

$\rho$  – удельное сопротивление соединительных проводов, для медных проводов  $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  ;

$s_{пров.}$  – сечение соединительных проводов,  $\text{мм}^2$



$Z_{\text{конт.}}$  – суммарное сопротивление контактных соединений, которое можно принять равным 0,1 Ом.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (2.29)$$

где  $S_{\text{приб.}}$ ,  $I_{\text{н,приб.}}$  – соответственно потребляемая мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А, соответственно.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА мощностью 1 ВА. Вычисляем сопротивление устройства по формуле (2.29):

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 17,5 м [14]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>. Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (2.28):

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{17,5 \cdot 0,0175}{4} = 0,077 \text{ Ом}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (2.27):

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,077 + 0,1 = 0,127 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности из [4]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 21,5 при  $Z_{2\Sigma} = 0,127 \text{ Ом}$ . Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 6 кВ (таблица 2.14).

Таблица 2.14 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока

Сравнительные величины	ТПОЛ-10-М	ТПЛ-10	ТПЛ-10-М
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	45	45	50
Кратность тока электродинамической стойкости, А	110	150	200
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг	17,0	14,0	14,0

Принимаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М. Это модернизированные трансформаторы серии ТПЛ-10, имеют улучшенные показатели и более высокий класс точности. В КРУ устанавливаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М/1500 (на вводах Т1,Т2); ТПЛ-10-М/100..400 (на фидерах).

Проверка по номинальному напряжению

$$U_{н.анн.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н.} = 1500 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 1347,19 \text{ А}.$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (2.25):

$$(60 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (2.26):

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 79,6 \text{ кА} > 6,936 \text{ кА}$$

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА мощностью 1 ВА. Вычисляем сопротивление устройства по формуле (2.29):

$$Z_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 3,5 м [14]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>. Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (2.28):

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{3,5 \cdot 0,0175}{4} = 0,015 \text{ Ом.}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (2.27):

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,015 + 0,1 = 0,155 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности из [4]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 24 при  $Z_{2\Sigma} = 0,158 \text{ Ом}$ . Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Проверка вторичной обмотки с классом точности 0,5 (цепи измерения электрической энергии) по  $Z_{2\Sigma}$  производится аналогично.

### 2.3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения должны отвечать следующим требованиям [17]:

- по номинальному напряжению установки  $U_{ном} \geq U_{уст}$
- по конструкции и соединению обмоток.
- по классу точности.
- по вторичной нагрузке  $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$ .

Принимаем ТН типа НАМИ-6-95 УХЛ1. Проверка по номинальному напряжению:  $U_{н.анн.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ}$ . Производим проверку по вторичной нагрузке ТН, для чего составляем таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Приборы	Тип	Кол-во, шт.	Число катушек	S <sub>кат.</sub> , ВА	Общая мощность S <sub>Σ</sub> , ВА
Вольтметр	ЦЗЗ-М1	4	1	1	4
Ваттметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Варметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Реле напряжения	РН-54	3	1	1	3
Счетчик	ЕвроАльфа	8	2	2	32
Итого:					43

Номинальная мощность ТН типа НАМИ-6-95 У1 в классе точности 0,5 равна 200 ВА, что больше суммарной мощности всех приборов.

### 2.3.6 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Сравним три возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 35 кВ (таблица 2.16).

Таблица 2.16 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 35 кВ

Сравнительные величины	ОПН-А-35	ОПН-35	ОПН-35-П
Номинальное напряжение , кВ	35	35	35
Импульсное пробивное напряжение, кВ	41,5	41,5	40,5
Ток утечки, мкА	311	352	275
Длина пути утечки, см	270	270	285
Масса, кг	17,5	21,2	15,2
Полный срок службы, лет	25	25	30

Следует отдать предпочтение ограничителям перенапряжения серии ОПН-35-П ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик

Проверку ОПН-35-П сведем в таблицу 2.15.

Таблица 2.17 – Проверка ограничителей перенапряжения 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 51^2 \cdot 3 = 7803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{\gamma} = 16,323 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка ОПН 6 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 6 кВ (таблица 2.18).

Таблица 2.18 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 10 кВ

Сравнительные величины	ОПН-6-П	ОПН-6	ОПН-6-Л
Номинальное напряжение , кВ	6	6	6
Импульсное пробивное напряжение, кВ	8,5	9,1	9,2

Продолжение таблицы 2.18

Ток утечки, мкА	3,5	4	4
Длина пути утечки, см	35	30	30
Масса, кг	0,91	0,98	0,84
Полный срок службы, лет	30	25	25

Для защиты оборудования КРУ установим ограничители перенапряжения типа ОПН-6-П. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями потребителей, на отходящих фидерах также устанавливаем ОПН-6-П. Проверку ОПН сведем в таблицу 2.19.

Таблица 2.19 – Проверка ограничителей перенапряжения 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

### 2.3.7 Выбор и проверка изоляторов

Выбор осуществляется:

- по номинальному напряжению:  $U_H \geq U_{уст}$ .
- по допустимой нагрузке:  $F_{дон} \geq F_{расч}$

Расчетная нагрузка на изолятор определяется по формуле

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{из}, \quad (2.30)$$

где  $K_h$  – коэффициент на высоту шин;

$H_{из}$  – высота опорного изолятора, м.

Коэффициент на высоту шин определяется по формуле:

$$K_h = (H_{из} + b + h / 2) / H_{из}, \quad (2.31)$$

где  $b$  – толщина шинодержателя, мм;

$h$  – высота шины, мм.

Выбираю изоляторы ИОЭЛ 6-8-065-00.

$$F_{дон} = 8 \text{ кН};$$

$$U_H = 6 \text{ кВ};$$

$$H_{из} = 100 \text{ мм.}$$

Проводим расчет по формуле (2.31):

$$K_h = (100 + 5 + 100 / 2) / 100 = 1,55$$

Расчетная нагрузка на изолятор, по формуле (2.30):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,55 \cdot 10^{-7} \cdot 6,936^2 / 0,11 = 411,2 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 8 \text{ кН} > F_{расч} = 0,411 \text{ кН}$$

Так как допустимая разрушающая сила больше максимальной расчетной, то выбранный тип изоляторов проходит проверку.

## 2.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики, расчет уставок релейной защиты и автоматики

Релейную защиту силовых трансформаторов реализуем на базе микропроцессорных терминалов серии «БМРЗ-ТР-10-40-25» производства ООО «НТЦ «Механотроника». Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно.

Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС показаны в табл. 2.20.

Таблица 2.20 – Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС

Величина	Обозначение	Результаты
Номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА	$S_n$	10000
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	$U_{вн}$	35
	$U_{нн}$	6
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{вн}$	164,962
	$I_{нн}$	962,279
Первичные номинальные токи ТТ, А	$n_{вн}$	250
	$n_{нн}$	1500

Схема микропроцессорной защиты на терминале БМРЗ-ТР-10-40-25 показана на рисунке 2.4.



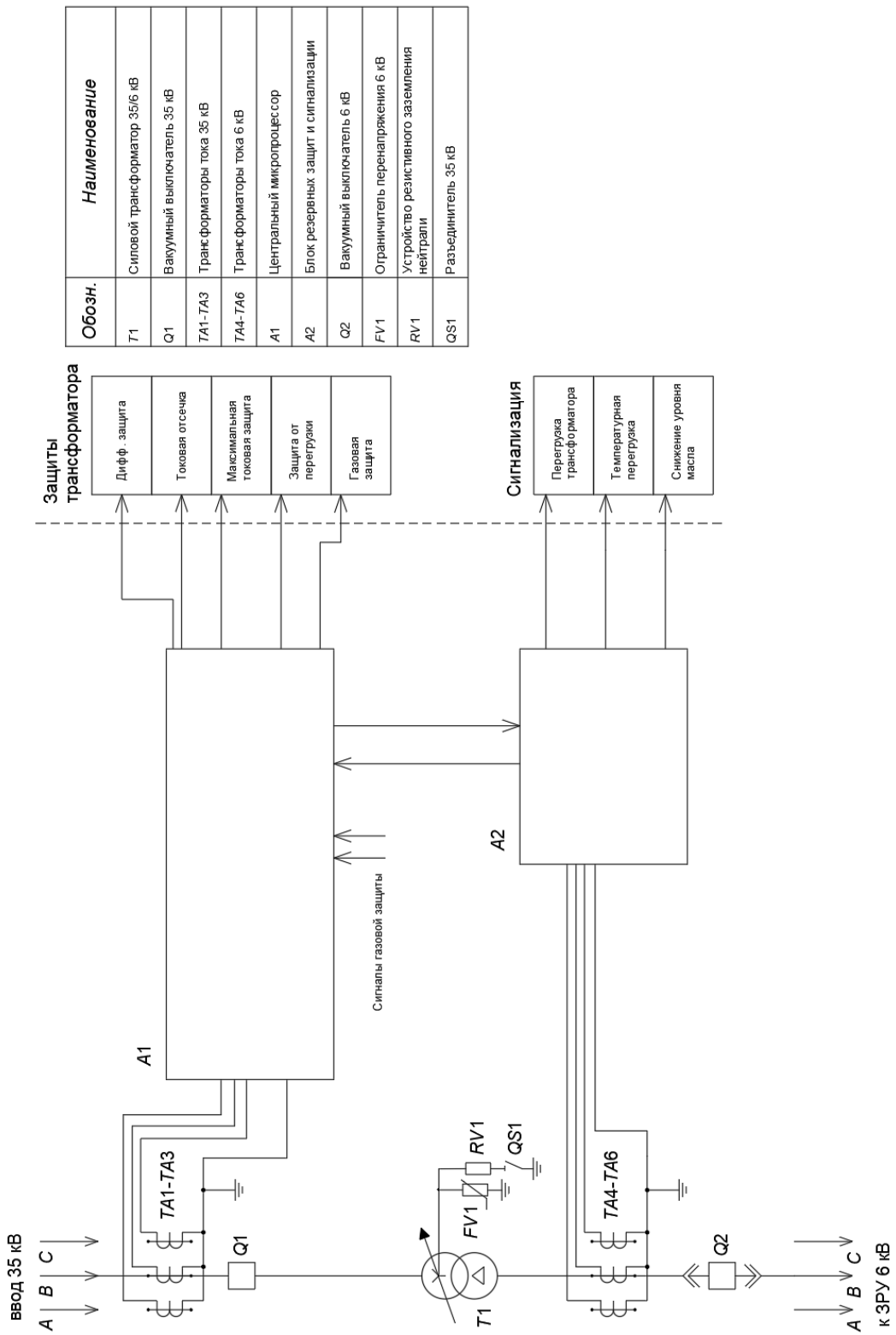


Рисунок 2.4 – Схема микропроцессорной защиты на терминале БМРЗ-ТР

### 2.4.1 Дифференциальная защита силовых трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Расчет уставок дифференциальной защиты.

1) Определение пригодности установленных трансформаторов тока (ТТ).

1. По условию выравнивания вторичных токов по величине:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (2.32)$$

где  $I_{НОМ.Т}$  – первичный номинальный ток обмотки трансформатора, А;

$I_{НОМ.ТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Трансформаторы ТДН-10000/35.

Номинальный ток трансформатора  $I_{ВН} = 164,962 \text{ А}$

Для ТТ со стороны 35 кВ, проведем расчет по формуле (2.32):

$$0,1 \cdot 164,962 < 250 < 2,5 \cdot 164,962 = 412,4 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора  $I_{НН} = 962,279 \text{ А}$

Для ТТ со стороны 10 кВ, проведем расчет по формуле (2.32):

$$0,1 \cdot 962,279 < 1500 < 2,5 \cdot 962,279 = 2405,7 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. По условию отстройки от броска тока намагничивания

Сопротивление трансформатора при полном насыщении определяется по формуле:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (2.33)$$

Проведем расчет по формуле (2.33):

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 8,0}{100} = 0,153 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (2.34)$$

Проведем расчет по формуле (2.34):

$$X_{\sigma} = \frac{38,5^2}{10} = 148,2 \text{ Ом}$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ, пренебрегая активным сопротивлением, определяется по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (2.35)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

Проведем расчет по формуле (2.35):

$$X_{л} = 0,432 \cdot 6,08 = 2,627 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии, приведенное к базисным условиям, будет равно

$$X_{*л} = 2,627 / 148,2 = 0,0177 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения определяется по формуле:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (2.36)$$

где  $K_1 = 1,1..1,15$  – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления ввиду неполного насыщения магнитопровода.

Проведем расчет по формуле (2.36):

$$X_* = 0,0177 + 1,1 \cdot 0,153 = 0,1862 \text{ о.е.}$$

Или в именованных единицах:

$$X = 0,1862 \cdot 148,2 = 27,605 \text{ Ом}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (2.37)$$

где  $A$  – смещение оси синусоиды потокосцепления, для трансформаторов с горячекатаной сталью, принимается равным 0,39 [1].

Проведем расчет по формуле (2.37):

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 27,605} = 1582,641 \text{ A}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ определяется по формуле:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (2.38)$$

где  $I_{ВН.ТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Проведем расчет по формуле (2.38):

$$K_{ТТ} = \frac{1582,641}{\sqrt{2} \cdot 250} = 4,477 < 6,7$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 35 кВ должна быть:  $K_{10} \geq 20$  [1]. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ со стороны 35 кВ. Сопротивление нагрузки определяется по формуле:

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (2.39)$$

где  $R_k$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$  – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, равно 0,05 Ом [1];

$R_{вх.терм}$  – входное сопротивление терминала, равно 0,01 Ом [1].

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$R_k = \rho \cdot L / S_k, \quad (2.40)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля 0,029 Ом мм<sup>2</sup>/м [18];

$S_k$  – сечение жил кабеля, мм<sup>2</sup>.

Проведем расчет по формуле (2.40):

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки ТТ, по формуле (2.39):

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Для ТТ типа ТФНД-35 для  $R_{нагр} = 0,64$  Ом:  $K_{10} = 25,5 \geq 20$  [1].

Следовательно, требование выполняется.

3. По условию отстройки от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для данного ТТ определяется по формуле:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (2.41)$$

или по формуле

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (2.42)$$

Проведем расчет по формуле (2.42):

$$K_{10} = 20 \cdot 164,962 / 250 = 13,197 < 24$$

Условию отстройки от переходных режимов выполняется.

2) Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается при условии, что амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока обмотки ВН трансформатора. В данном случае:

$$I_{амп} / I_{ном} = 1582,641 / 164,962 = 9,594 > 8$$

Следовательно применяется традиционное торможение.

3) Определение минимального тока срабатывания производится по формуле:

$$I_{сз} > 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (2.43)$$

где  $\varepsilon$  – погрешность ТТ, принимается равной 0,1 [1];

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим,

принимается равным 1,0 [1];

$\Delta U_{рег}$  – диапазон регулирования устройства РПН.

Проведем расчет по формуле (2.44):

$$I_{сз} > 1,1 \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Принимаем к установке  $I_{сз} = 35 \%$ .

4) Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики.

Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (2.45)$$

Проведем расчет по формуле (2.45):

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Принимаем  $\frac{I_d}{I_t} = 45 \%$

5) Точка изменения крутизны тормозной характеристики определяется по формуле:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left( \min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (2.46)$$

где  $I_{БР.НАМ.i}$  – значение броска тока намагничивания силового трансформатора.

Минимальное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (2.47)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки, равен 1,1 для МУ РЗА [1];

$K_{бр}$  – коэффициент броска тока намагничивания, равен 5 для МУ РЗА [1].

Проведем расчет по формуле (2.47):

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 164,962 \cdot 5 = 907,291 \text{ A}$$



Проведем расчет по формуле (2.46):

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{907,291^4} = 57,79$$

Принимаем к установке  $SLP = 57,7$ .

6) Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики  $\left(\frac{I_d}{I_{t2}}\right)$ . Значение  $\left(\frac{I_d}{I_{t2}}\right)$  по рекомендации производителя

принимается равным 60-70%. Принимаем к установке  $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65\%$

7) Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки.

1. Отстройка от броска намагничивания.

Отстройка от броска намагничивания производится по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{omc} \cdot K_{TT}, \quad (2.48)$$

где  $K_{omc}$  – коэффициент отстройки, равен 1,4 для МУ РЗА [1].

Проведем расчет по формуле (2.48):

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,477 = 6,268 \text{ A}$$

2. Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания.

Максимальное значение внешнего КЗ будет при 3-х фазном повреждении на стороне 6 кВ, значение определяется по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{omc} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (2.49)$$

где  $K_{omc}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для МУ РЗА;

$K_{NB}$  – коэффициент небаланса, принимается равным 0.7 для МУ  
РЗА;

$I_{кз.макс}$  – максимальное значение периодической составляющей тока  
внешнего к.з., кА.

Проведем расчет по формуле (2.49):

$$I_{d\max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,531 = 3,806 \text{ кА}$$

8) Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам.

Уставки принимаются согласно рекомендациям производителя МУ  
РЗА:

$$\frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\% \text{ с поперечной блокировкой.}$$

$$\frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 35\% \text{ с пофазной блокировкой.}$$

#### **2.4.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ**

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего  
тока силового трансформатора по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (2.50)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности принимаемый равным 1,1 для МУ  
РЗА [1];

$K_B$  – коэффициент возврата принимаем 0,935 для МУ РЗА [1];

$K_{C3}$  – коэффициент самозапуска нагрузки, определяется по  
паспорту для МУ РЗА.

Кратность тока самозапуска рассчитывается по формуле

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (2.51)$$

Проведем расчет по формуле (2.51):

$$K_{I.C3} = \frac{164,962}{4531} = 0,0364$$

По кривой зависимости находим  $K_{C3} = 1,18$  [1].

Расчетный ток срабатывания защиты определим по формуле (2.50):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 164,962 = 229,006 \text{ A}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 229,1 А.

### 2.4.3 Токовая защита от перегрузок

Защита выполнена с помощью МТЗ, установленной со стороны питания. Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (2.52)$$

Проведем расчет по формуле (2.52):

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 164,962 = 194,073 \text{ A}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 194,1 А.

#### 2.4.4 Газовая защита

Действие защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа [1]. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q.

#### 2.4.5 Защита линий напряжением 6 кВ

Защиту линий напряжением 6 кВ выполняем на современном микропроцессорном терминале БМРЗ-101-Д-КЛ-01.

Защита от многофазных КЗ.

Токовая отсечка выполняется на микропроцессорной базе. Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (2.53)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равен 5,0 для МУ РЗА [1];

Ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (2.54)$$

где  $I_{р.макс}$  – максимальный рабочий ток линии, А.

Расчетный ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (2.55)$$

где  $k_{cx} = 1$  – коэффициент схемы подключения ТТ;

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты можно найти по формуле:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (2.56)$$

где  $I_K^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ в конце линии, кА.

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ) в сети 6 кВ.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (2.57)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для МУ  
РЗА [1];

$k_B$  – коэффициент, учитывающий бросок собственного ёмкостного  
тока, принимается равным 2,5 для МУ РЗА [1];

$I_C$  – собственный ёмкостный ток присоединения самого  
потребителя  $I_{CD}$  и линии, соединяющей его с РУ и ёмкостный ток  
входящей в зону действия защиты линии  $I_{CЛ}$ .

Ёмкостный ток присоединения определяется по формуле:

$$I_C = I_{CD} + I_{CЛ}, \quad (2.58)$$

Значением  $I_{CD}$  обычно можно пренебречь. Тогда формула (2.58)  
примет вид:

$$I_C = I_{CЛ} = I_{CO} \cdot L \cdot m, \quad (2.59)$$

где  $I_{CO}$  – значение собственного ёмкостного тока 1 км кабеля, А/км;

$L$  – длина линии, км;

$m$  – число проводов в фазе линии, шт.

Приведем пример расчета уставок РЗ фидеров 6 кВ для фидера 1-1.

Токовая отсечка, ток срабатывания защиты, по формуле (2.53):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,178 = 0,888 \text{ кА}$$

Ток срабатывания МТЗ, по формуле (2.54):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 355,2 = 493,101 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ, по формуле (2.55):

$$I_{CP} = 493,101 \cdot \frac{1}{400 / 5} = 6,164 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты, по формуле (2.56):

$$k_u = \frac{3751}{493,101} = 7,6 \geq 1,5$$

Емкостный ток присоединения, по формуле (2.59):

$$I_C = 1,45 \cdot 1,201 \cdot 1 = 1,741 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от ЗНЗ, по формуле (2.57):

$$I_{C.3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,741 = 5,224 \text{ А}$$

Принимаем уставку защиты от ЗНЗ 5,3 А.

Для остальных линий 6 кВ расчеты аналогичны и сведены в табл. 2.21.

Таблица 2.21 – Расчет уставок релейной защиты линий 6 кВ

Фидеры 6 кВ ГПП	Ином, кА	Исз ТО, кА	Имакс, А	Исз МТЗ, А	Исп МТЗ, А	Кч(МТЗ)	Ис, А	Исз ЗНЗ, А
фидер 1-1	0,178	0,888	355,2	493,101	6,164	7,6	1,741	5,224
фидер 2-1	0,112	0,561	224,2	311,242	6,225	11,9	1,065	3,195
фидер 3-1	0,103	0,516	206,4	286,532	5,731	12,7	0,790	2,369
фидер 4	0,091	0,456	91,2	126,607	6,330	28,0	1,236	3,709
фидер 1-2	0,178	0,888	355,2	493,101	6,164	7,6	1,393	4,179
фидер 2-2	0,112	0,561	224,2	311,242	6,225	11,9	1,065	3,195
фидер 3-2	0,103	0,516	206,4	286,532	5,731	12,7	1,580	4,739
фидер 5	0,096	0,479	95,7	132,854	6,643	25,9	1,685	5,054

#### 2.4.6 Расчет уставок АВР

Система АВР дает возможность управления источниками питания в распределительных сетях. При этом применяется устройство определения наличия напряжения и токов КЗ на вводах.

Режимы выбираются при помощи программного обеспечения для конфигурирования Easergy T200S. Полуавтоматический режим, SW1 > SW2. Когда напряжение пропадает на рабочем вводе 1, АВР включает ввод 2 с задержкой T1. Обратное автоматическое переключение произойдет только когда пропадет напряжение на вводе 2. Время переключения составляет от 2 секунды с учетом отстройки от уставок других защит.

Произведем выбор установок УАВР.

I ступень, уставка срабатывания выбирается по формуле:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (2.60)$$

Проведем расчет по формуле (2.60):

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 37 = 14,8 \text{ кВ}$$

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_{ABP1} = t_{CЗ.макс} + \Delta t, \quad (2.61)$$

где  $t_{CЗ.макс}$  – максимальное время срабатывания защиты, принимается 9 с [8];

$\Delta t$  – выдержка ступени селективности, с.

Проведем расчет по формуле (2.61):

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

II ступень, уставка срабатывания выбирается по формуле:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (2.62)$$

Проведем расчет по формуле (2.62):

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 37 = 25,9 \text{ кВ}$$

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (2.63)$$

где  $t_{CB}$  – время включения секционного выключателя, принимается равным 0,07 с согласно паспорту;

$t_{зан}$  – запас по времени, принимается равным 0,3...0,5 с [8].

$$t_{ABP2} = 0,07 + 0,4 = 0,47 \text{ с}$$



## 2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке собственных нужд ПС. Расчётная нагрузка потребителей собственных нужд приведена в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Нагрузка собственных нужд ПС

Потребитель	Установленная мощность			cosφ	tgφ	Нагрузка	
	На единицу	Число приёмников	Всего, кВт			P, кВт	Q, квар
Устройство РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	6,6	2,17
Обогрев оборудования ОРУ- 35 кВ	0,6	19	11,4	1	0,00	11,4	0,00
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ- 6 кВ	7	-	7	0,97	0,25	7	1,75
Освещение ОРУ- 35 кВ	10	-	10	0,75	0,88	10	8,82
Аппаратура связи и телемеханики	8,7	-	8,7	0,85	0,62	8,7	5,39
Маслохозяйство	25	-	25	1	0,00	25	0,00
Итого						68,7	18,13

Суммарная расчётная нагрузка потребителей собственных нужд для двух трансформаторов:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2 \quad (2.64)$$

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{68,7^2 + 18,13^2} / 2 = 35,53 \text{ кВА}$$

В ЗРУ установлены два трансформатора собственных нужд на системе шин 6 кВ. Сравним варианты исполнения ТСН (таблица 2.23).

Таблица 2.23 – Сравнительная техническая характеристика ТСН

Сравнительные величины	ТСЗ-63/6	ТМГ- 63/6	ТМГ12-63/6
Номинальное напряжение ВН, кВ	6	6	6
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4	0,4	0,4
Напряжение к.з.,%	4,5	4,5	4,5
Потери холостого хода, кВт	0,306	0,28	0,21
Потери к.з., кВт	2,0	2,0	1,75
Ток холостого хода, %	2,2	1,9	1,4
Масса, кг	750	495	505
Полный срок службы, лет	30	30	30

В аварийном режиме нагрузка трансформатора СН составит:

$$K_3 = \frac{2 \cdot 35,53}{63} = 1,13 < 1,4$$

что соответствует норме.

Принимаем к установке энергоэффективные трансформаторы ТМГ12-63/10, мощности трансформатора будет достаточно и при работе в аварийном режиме.

## 2.6 Выбор типа комплектных распределительных устройств (КРУ)

Выбор КРУ для вводных и секционной ячеек ЗРУ 6 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 6 кВ (и аппаратов ЗРУ 6 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле (2.24):

$$I_{\max} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347,19 \text{ A}$$

Выбираем для вводных и секционной ячеек современное оборудование КРУ серии «К-132 «НОВАТОР» производства ГК «МОСЭЛЕКТРО» на номинальный ток 1600 А.

Основные преимущества КРУ серии «К-132 «Новатор»:

- Малогабаритность конструкции.
- Наличие современных микропроцессорных устройств в комплексе с выключателями для обеспечения надежности и стабильности эксплуатации.
- Быстродействующая дуговая защита на основе волоконно-оптических датчиков.
- Наличие активной мнемосхемы.
- Быстродействующий (с взводной пружиной) заземляющий разъединитель.
- Современная система механических блокировок ЗР и ВЭ от неправильных действий оператора заградительного типа.

Выбор КРУ для ячеек на фидерах ЗРУ 6 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток фидеров ЗРУ 6 кВ, по результатам контрольных замеров составляет 355,2 А (по данным таблицы 2.3).

Выбираем для ячеек на фидерах 6 кВ КРУ серии «К-132 «Новатор» на номинальный ток 630 А.

### 3 Расчет контура заземления подстанции

Исходя из проведенных ранее расчетов, на ПС приняты к установке два трансформатора ТДН-10000/35, режим работы нейтрали на стороне 35 кВ – резистивно заземленная [14]. Согласно требованиям ПУЭ нейтрали установок и все металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением в следствии нарушения изоляции, заземляют [12]. На стороне 35 кВ – максимально допустимое сопротивление контура заземления, согласно ПУЭ:  $R_z=0,5$  Ом [12]. Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики заземляющего устройства

Параметры вертикального электрода (сталь угловая)		Параметры горизонтального электрода (сталь полосовая)	Расположение вертикальных электродов
Длина l, м	Размер b, мм	Сечение полосы, мм <sup>2</sup>	
3,5	50	50x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Используем контурное заземление.

Удельное сопротивление грунта  $\rho_p$  (Ом · м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (3.1)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта (песок), 500 Ом · м;

$K_c$  - коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

$$\rho_{pв} = 500 \cdot 1,1 = 550 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{pг} = 500 \cdot 1,4 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя  $R_{овз}$  (Ом) определяется по формуле:

$$R_{овз} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (3.2)$$

где  $l$  - длина вертикального электрода, м;

$d$  – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр)

вертикального электрода, м;

$t$  - расстояние от поверхности до центра верт. электрода, м.

Приведенный диаметр вертикального электрода  $d$  (м) из угловой стали определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (3.3)$$

где  $b$  – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя:

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

Расстояние от поверхности до центра вертикального электрода:

$$t = 3,5 / 2 + 0,8 = 2,55 \text{ м}$$

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя, по формуле (3.2):

$$R_{\text{овз}} = \frac{550}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,788 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_{\text{н}} \quad (3.4)$$

где  $R_{\text{н}} = 0,5 \text{ Ом}$  – требуемое сопротивление контура заземления, Ом.

$$n' = 21,788 / 0,5 = 43,6$$

Полученное число округляем до ближайшего большего значения  $n=44$  шт.

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_{\text{г}} = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (3.5)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, м;

$n$  – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{\text{пер}} / n \quad (3.6)$$

где  $l_{\text{пер}}$  – периметр территории ПС, м.

Периметр территории ПС:

$$l_{nep} = 2 \cdot (27,5 + 35) = 125 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами, по формуле (3.6):

$$a = 125 / 44 = 2,84 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле (3.5):

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,84 \cdot 44 = 131,25 \text{ м}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя  $R_{23}$  (Ом) по формуле:

$$R_{23} = \frac{\rho_{pz}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (3.7)$$

где  $l$  - длина горизонтального электрода, м;

$d$  – диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м;

$t$  - расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м.

Расчетный диаметр горизонтального заземлителя  $d$  (м) из стальной полосы  $50 \cdot 5$  мм определяется по формуле:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (3.8)$$

где  $b$  – ширина полосы, м.

$$R_{23} = \frac{700}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left( \frac{131,25^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,209 \text{ Ом}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{зп} = \frac{R_{овз} \cdot R_{зэ}}{R_{овз} \cdot \eta_в \cdot n + R_{зэ} \cdot \eta_г} \quad (3.9)$$

где  $\eta_в$  - коэффициент использования вертикальных электродов;

$\eta_г$  - коэффициент использования горизонтальных электродов.

Для 44 вертикальных электродов, при контурном заземлении, коэффициент использования электродов:  $\eta_в = 0,41$ ;  $\eta_г = 0,21$  [20].

$$R_{зп} = \frac{21,788 \cdot 0,209}{21,788 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,209 \cdot 0,21} = 0,419 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление контура заземления меньше допустимого согласно ПУЭ значения 0,5 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

В итоге контур заземления состоит из 44 вертикальных электродов длиной 3,5 м из угловой стали 50x50 мм, расстояние между вертикальными электродами 3,64 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 50x5 мм.



## Заключение

В ходе выполнения ВКР была произведена разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго». Выполнены следующие задачи:

- систематизированы и проанализированы характеристики действующей электрической части ПС;
- проведен анализ оборудования действующей электрической части на остаточный ресурс и на технологическое устаревание;
- определены максимальные нагрузки и проведена проверка силовых трансформаторов по допустимой нагрузке;
- проведен расчет токов короткого замыкания;
- выбрано и проверено оборудование электрической части ПС;
- выбран современный терминал микропроцессорной релейной защиты, рассчитаны уставки защит;
- произведен расчет контура заземления подстанции.

Выбранное оборудование проверено по длительному рабочему току и напряжению, электродинамической и термической стойкости. Величины токов и напряжений не превышают допустимых значений, определённых для выбранного типа оборудования. Новое и современное электрооборудование имеет лучшие технико-эксплуатационные показатели, такие как общий технический ресурс, надежность, трудоемкость ремонта, межремонтный цикл и т.д. Проведение реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ предприятия Западное ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго» согласно данному проекту позволит снизить аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2015. 256 с.
2. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
3. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Энергия, 2018. 66 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2015. 416 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2017. 352 с.
7. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
8. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения / Г.Р. Миллер. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
9. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
11. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. - М.: Лань, 2016. 400 с.
12. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2018. 648 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М.: Энергия, 2018. 69 с.

14. Реконструкция подстанции 35/6 кВ Западного ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Оренбургэнерго». Проектная документация. – Оренбург, 2019. 118 с.
15. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2015. 480 с.
16. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
17. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Дрофа, 2016. 288 с.
18. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2015. 216 с.
19. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. Учебное пособие / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, 2017. 216 с.
20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
21. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
22. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
23. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2015, №2. p. 44-50.
24. Ferris L.D., King B.G., Spens P.W. Effect of electric shock on the heart // El. Eng. Vol. 55. P. 498. Trans AIEE. 2016. Vol. 6. P. 498-515.
25. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 28.03.2020).
26. Электроэнергия. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <https://elenergi.ru/> (дата обращения: 29.03.2020).