

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 110 кВ
«Восточная» в Пензенской области»

Студент

А.А. Шаталов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Объект исследования – электрическая часть подстанции 110/10 кВ для передачи и распределения электроэнергии.

Цель проекта – выбор и проверка по допустимым параметрам нового современного оборудования электрической части подстанции 110/10 кВ для замены технологически устаревшего, пришедшего к физическому износу действующего электрооборудования.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы 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.

Работа выполнена на 65 листах формата А4 и содержит 24 таблицы, 1 рисунок и выполненную на 6 листах формата А1 графическую часть.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Общие сведения об объекте реконструкции	7
1.1 Существующая электрическая часть подстанции 110 кВ.....	8
1.2 Технические условия на реконструкцию подстанции	9
1.3 Технические решения при реконструкции подстанции 110 кВ	10
2 Существующие и прогнозируемые электрические нагрузки подстанции	12
3 Выбор силовых трансформаторов	14
4 Расчет токов короткого замыкания	15
5 Выбор оборудования электрической части подстанции 110 кВ	24
6 Выбор системы оперативного тока подстанции 110 кВ	35
7 Расчет релейной защиты силовых трансформаторов.....	37
8 Расчет защитного заземления реконструируемой подстанции	52
9 Расчет молниезащиты и выбор оборудования защиты от перенапряжения.....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	62

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 110 кВ «Восточная» Пензенской области».

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 110/10 кВ Восточная.

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

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 110 кВ. 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, Компас.

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие 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 загрузке;
- 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) Разработать мероприятия по обеспечению безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала;
- 7) Произвести расчет контура заземления подстанции.

1 Общие сведения об объекте реконструкции

В данной работе рассчитывается проект реконструкции электрической части подстанции (ПС) 110/10 кВ предприятия Восточная в Пензенской области. Данная ПС введена в эксплуатацию в 1980 году, установлено два силовых трансформатора марки ТДН –16000/110.

ОРУ-35 кВ выполнено по схеме – «Два блока с отделителями (ОД) и короткозамыкателями (КЗ) на 110 кВ в цепях по высокой стороне силовых трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линии ВЛ-110 кВ». Установлены разъединители РНДЗ-110/630, трансформаторы тока ТТ-110-200/5, трансформаторы напряжения вентильные разрядники РВС-110, отделители ОД-110. Часть действующего оборудования ОРУ-110 кВ установлена в 1995 году [10].

ЗРУ-10 кВ выполнено по схеме – «секционированная выключателем система шин». От каждой шины 10 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 [15].

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 10 кВ установлены выключатели: ВМП – 10/630 (фидерные выключатели).

Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке [6]. На стороне 10 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 10 кВ установлены трансформаторы тока ТПОЛ-10/1500 (шинные и секционные ЗРУ 10 кВ); ТПЛ-10/100..500 (на фидерах ЗРУ 10 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 10 кВ установлены трансформаторы тока ЗНОЛ-10 (на шинах ЗРУ 10 кВ) [14].

Разрядники предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений [11]. На стороне 10 кВ установлены разрядники РВ-10 (на шинах ЗРУ 10 кВ) [14].

Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов [15]. Трансформаторы собственных нужд предназначены для энергообеспечения потребителей собственных нужд подстанции [15]. На подстанции установлены два трансформатора собственных нужд марки ТМ – 100-10/0,4 [14].

1.1 Существующая электрическая часть подстанции 110 кВ

Проведя анализ действующей однолинейной схемы ПС 110/10 кВ, делаем вывод о том, что технологически устарело следующее оборудование электрической части: масляные выключатели 10 кВ, вентильные разрядники 110 и 10 кВ. На отходящих фидерах ЗРУ 10 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 10 кВ. Возможна установка энергоэффективных силовых трансформаторов для питания собственных нужд подстанции [9].

1.2 Технические условия на реконструкцию подстанции

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 110/10 кВ остаточный ресурс составит:

$$T_{ост} = \frac{25 - 40}{25} \cdot 100 = -60 \%,$$

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-16000/110	ТДН-16000/110-У1	1980	25	40	отсутствует
РНДЗ-110	РНДЗ-110/630-У1	1980	25	40	отсутствует
ТТ-110	ТТ-110-200/5-У1	1992	25	28	отсутствует
НАМИ-110	НАМИ-110-200-У1	1980	25	40	отсутствует
РВС-110	РВС-35-У1	1980	25	40	отсутствует
УРЗН-35	УРЗН-35-200-У1	1980	25	40	отсутствует
ТМ-100/10	ТМ-100/6-У1	1980	25	40	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-10	ЗНОЛ-10-У1	1992	30	28	6,7
ПКТ-10	ПКТ-10-50/50-2,5-У1	1992	30	28	6,7
РВС-10	РВС-10-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 110/10 кВ выработала свой ресурс и нуждается в замене на новое.

1.3 Технические решения при реконструкции подстанции 110 кВ

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, разъединители, силовые трансформаторы;

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 заземленной нейтралью силовых трансформаторов по стороне ВН [12];

4) На отходящих фидерах ЗРУ 10 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 10 кВ. Таким образом, необходимо выбрать современные КРУ для установки на фидерах 10 кВ с указанным выше дополнительным оборудованием.

В данной работе необходимо рассчитать проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ, позволяющий устранить указанные недостатки действующей электрической части.

2 Существующие и прогнозируемые электрические нагрузки подстанции

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	7818,29	2104,79	8096,65	3647,41	1010,30	3784,75	4170,88	1094,49	4312,09
2	8860,73	2385,44	9176,21	4133,74	1145,01	4289,38	4726,99	1240,43	4887,03
4	9034,48	2432,19	9356,14	4214,79	1167,45	4373,49	4819,69	1264,74	4982,87
6	10945,60	2946,69	11335,30	5106,37	1414,41	5298,63	5839,23	1532,28	6036,93
8	12335,52	3320,88	12774,72	5754,80	1594,02	5971,48	6580,73	1726,86	6803,53
10	13725,45	3695,07	14214,13	6403,23	1773,63	6644,33	7322,22	1921,44	7570,13
12	14072,92	3788,63	14573,98	6565,34	1818,54	6812,54	7507,58	1970,09	7761,77
14	14246,66	3835,38	14753,89	6646,39	1840,98	6896,65	7600,27	1994,40	7857,59
16	14420,41	3882,17	14933,84	6727,45	1863,44	6980,75	7692,97	2018,73	7953,43
18	17373,98	4677,30	17992,56	8105,36	2245,11	8410,56	9268,62	2432,19	9582,42
20	16331,55	4396,67	16913,02	7619,04	2110,40	7905,92	8712,51	2286,27	9007,49
22	17200,25	4630,53	17812,64	8024,31	2222,66	8326,45	9175,94	2407,88	9486,60
24	14651,56	4443,44	15310,53	7700,09	2132,85	7990,02	6951,47	2310,59	7325,41

Максимум нагрузки наблюдается в 18.00. Итого, расчетные мощности, согласно контрольным замерам:

$$P_{max} = 17373,98 \text{ кВт}; Q_{max} = 4677,30 \text{ квар}; S_{max} = 17992,56 \text{ кВА}.$$

Проведем проверку действующих силовых трансформаторов по допустимой нагрузке. 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.

$$S_T \geq 0,7 \cdot 17992,56 = 12594,79 \text{ кВА};$$

$$S_T = 16000 \text{ кВА} \geq 12594,79 \text{ кВА}.$$

Таким образом, действующие силовые трансформаторы марки ТДН-16000/10 мощностью по 16000 кВА проходят проверку по допустимой нагрузке, однако, в 2022 году планируется подключение новых потребителей в соответствии со утвержденной Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Пензенской области на 2021 - 2025 годы в объеме 10 МВт, в связи с этим проведем проверку загрузки существующих трансформаторов с учетом новых потребителей по формуле 2.1

$$S_T \geq 0,7 \cdot (17992,56 + 10/0,9) = 20372,57 \text{ кВА};$$

$$S_T = 16000 \text{ кВА} \leq 20372,57 \text{ кВА}.$$

Таким образом, существующие трансформаторы не проходят проверку по нагрузке, в связи с этим необходима установка трансформаторов большей мощности.

3 Выбор силовых трансформаторов

Итого, максимальные расчетные нагрузки силовых трансформаторов ПС, согласно контрольным замерам зимних максимумов с учетом новых потребителей планируемых к подключению в 2022 году (определены ранее в разделе 2.1): $P_{max} = 27992,56$ кВт; $Q_{max} = 7618,2$ квар; $S_{max} = 29103,67$ кВА. Выбираем силовые трансформаторы серии ТДН-25000/10. Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора определяется по формуле:

$$K_n = \frac{S_{max.}}{S_{н.т.}}, \quad (3.1)$$

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

$$K_n = \frac{29103,67}{25000 \cdot 2} = 0,582$$

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

Технические характеристики трансформатора ТДН-25000/110 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформатора ТДН-25000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток Х.Х., %
		ВН	НН	Х.Х.	К.З.		
ТДН-25000/110	25000	110	10	14,5	65	8	0,8

4 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.

Принимаем базисное напряжение 110 кВ (напряжение ВН питающих силовых трансформаторов). Активным сопротивлением в сети 110 кВ пренебрегаем [13].

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

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (4.1)$$

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]:

$$K_V = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей

тока КЗ (для сети 110 кВ $T_a = 0,05$ с; для сети 6 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 10 кВ $T_a = 0,09$ с) [13].

Ударный ток КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_K'', \quad (4.3)$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (4.4)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (4.5)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'', \quad (4.6)$$

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

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.7)$$

где τ – минимальное время КЗ, с.

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (4.8)$$

где $t_{3\min}$ – минимальное время действия защиты, 0,01 с;

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

Полный ток КЗ определяется по формуле:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'', \quad (4.9)$$

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

$$X_{ТРВН} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2}, \quad (4.10)$$

где U_{κ} – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{ТРВН} = \frac{8 \cdot 110^2}{100 \cdot 10^2} = 0,98 \text{ Ом}$$

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

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (4.11)$$

$$X_{ТРНН} = 0,98 \cdot (10/110)^2 = 0,029 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления ЛЭП:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (4.12)$$

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]:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (4.13)$$

Где S_K – максимальная мощность короткого замыкания в начале ЛЭП, равная 2190 МВА [14].

$$X_C = 110^2 / 2190 = 0,559 \text{ Ом}$$

Активное и индуктивное сопротивления кабеля ААБ-3х16 10 кВ до трансформаторов собственных нужд определяются по формулам:

$$R_{KL} = r_o \cdot L, \quad (4.14)$$

$$X_{KL} = x_o \cdot L, \quad (4.15)$$

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 10 кВ до ТСН:

$$Z_{KL} = \sqrt{R_{KL}^2 + X_{KL}^2}, \quad (4.16)$$

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

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$R_{тсн} = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{ВН}^2}{S_{HT}^2}, \quad (4.17)$$

где P_{κ} – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{ВН}$ – 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:

$$Z_{тсн} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (4.18)$$

где U_{κ} – 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:

$$X_{тсн} = \sqrt{Z_{тсн}^2 - R_{тсн}^2}, \quad (4.19)$$
$$X_{тсн} = \sqrt{162^2 - 7,092^2} = 161,845 \text{ Ом}$$

В качестве примера приведем расчет токов КЗ для точки К1.

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (4.1):

$$I_{K1}'' = 35 / (\sqrt{3} \cdot (0,559 + 2,627)) = 6,343 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле (4.2):

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

Ударный ток КЗ определяется по формуле (4.3):

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

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле (4.4):

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

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле (4.5):

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

Ток однофазного КЗ определяется по формуле (4.6):

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

Минимальное время КЗ, по формуле (4.7):

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

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, по формуле (4.8):

$$i_{\alpha\tau_1} = \sqrt{2} \cdot 6,343 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,05}} = 1,808 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ определяется по формуле (4.9):

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

Для остальных точек расчет токов КЗ аналогичен, результаты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов токов КЗ в точках К1-К4

Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{\alpha\tau}$, кА	I_n , 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 10 кВ требуется определить периодические составляющие токов КЗ; двухфазные и однофазные токи КЗ в конце линий 10 кВ» [13].

Сведем данные по отходящим линиям 10 кВ (согласно проектной документации [14]) в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчетные характеристики отходящих линий 10 кВ

Линии 10 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 1-2	2	1,201	ААБ-3х240	0,129	0,075	0,155	0,090	0,179	177,6	355,2
фидер 3-4	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 5-6	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 7	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 8-9	2	1,201	ААБ-3х240	0,129	0,075	0,155	0,090	0,179	177,6	355,2
фидер 10-11	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 12-13	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 14-15	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7
фидер 16-17	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 18-19	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 20	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 21	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7
фидер 23	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 22	1	1,544	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 24	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7
фидер 25	1	1,744	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 26	1	1,644	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 27	1	1,231	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7

Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 10 кВ проводится аналогично, результаты сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 10 кВ

Фидер 10 кВ	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
фидер 1-2	4,331	3,751	2,382
фидер 3-4	4,273	3,700	2,350
фидер 5-6	4,197	3,634	2,308
фидер 7	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

Продолжение таблицы 4.3

фидер 8-9	4,197	3,634	2,308
фидер 10-11	4,088	3,540	2,248
фидер 12-13	4,331	3,751	2,382
фидер 14-27	4,273	3,700	2,350

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

5 Выбор оборудования электрической части подстанции 110 кВ

Первоначально проведем выбор электрооборудования на стороне 110 кВ.

Выбор высоковольтных выключателей производится [12]:

- по конструктивному исполнению и месту установки;
- по номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{раб}$, кВ;
- по номинальному току: $I_{ном} \geq I_{раб}$, кВ.
- по отключающей способности: $I_{ном.откл} \geq I_{к}$, кА

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

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

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

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

$i_{у}$ – ударный ток КЗ, кА;

- на термическую стойкость $I_m^2 t_m \geq B_k$, кА²·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:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.1)$$

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

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.в}, \text{ с} \quad (5.2)$$

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

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

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05$ с.

На стороне 110 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно вводов силовых трансформаторов и линий 110 кВ. Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 110 кВ (и аппаратов ОРУ 110 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле:

$$I_{\max}^{(BH)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{BH}}, \text{ A}, \quad (5.3)$$

где S_{\max} – номинальная мощность силовых трансформаторов, кВА;

U_{BH} – напряжение на участке, кВ.

$$I_{\max}^{(BH)} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 183,9 \text{ A},$$

На стороне низкого напряжения ПС 110/10 кВ

$$I_{\max}^{(HH)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{HH}}, \text{ A}, \quad (5.4)$$

В таблице 5.1 представлены сравнительные технические характеристики выключателей 110 кВ.

Таблица 5.1 – Сравнительные технические характеристики выключателей 10 кВ

Сравнительные величины	ВГТ-110-40/ 1600	ВГБ-УЭТМ- 110-20/160
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121	121
Номинальный ток, А	1600	1600
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Сквозной ток КЗ, кА:		
– наибольший пик	52	40
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	31,5	27,5
Время отключения полное, с	0,07	0,09
Время отключения собственное, с	0,05	0,08
Время включения полное, с	0,06	0,09
Коммутационный ресурс	10000	9000
Масса, кг	1530	1950
Срок службы до списания, лет	25	25

Следует отдать предпочтение выключателям серии ВГТ-110 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей сведем в таблицу 5.1.

Таблица 5.2 – Проверка выключателей ВГТ-110

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 183,9 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 6,343 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 16,323 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВГТ-110 проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На стороне 10 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 10 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 10 кВ (и аппаратов ЗРУ 10 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле (5.4):

$$I_{\max}^{(НН)} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 2023 \text{ А.}$$

В таблице 5.8 представлена сравнительная техническая характеристика вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-10; элегазового выключателя LF-1 фирмы Schneider Electric и вакуумного выключателя ВВ/TEL–10.

Таблица 5.3 – Сравнительная техническая характеристика выключателя ВВУ-СЭЩ-10; LF-1 и выключателя ВВ/TEL – 10

Сравнительные величины	ВВУ-СЭЩ-10	LF-1	ВВ/TEL – 10
Номинальное напряжение, В	10000	10000	10000
Наибольшее рабочее напряжение, В	12000	12000	12000
Номинальный ток, А	2500	2500	3000
Номинальный ток отключения, кА	31,5	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 ВВУ-СЭЩ-10 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей ВВУ-СЭЩ-10-10/1600 (ввод РУ 10 кВ, секционный выключатель) сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 2023 \text{ А}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{н(0)}} = 4,531 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{γ}} = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВУ-СЭЩ-10 (ввод ЗРУ 10 кВ, секционный выключатель) проходят проверку по всем параметрам.

Проверку выбранных выключателей ВВУ-СЭЩ-10/1600 (фидера ЗРУ 10 кВ) сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Проверка выключателей ВВУ-СЭЩ-10/1600

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 91,2 \dots 355,2 \text{ А}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{н(0)}} = 4,531 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{γ}} = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВУ-СЭЩ-10/1600 (фидера ЗРУ 10 кВ) проходят проверку по всем параметрам.

Далее выберем разъединители для ПС 110/10 кВ.

Разъединители должны отвечать следующим требованиям [15]:

- по номинальному напряжению установки $U_{\text{н.анн.}} \geq U_{\text{н.уст.}}$;
- по максимальному рабочему току $I_{\text{н.анн.}} \geq I_{\text{раб.макс.}}$.

- 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 110 кВ.

Выбираем разъединители серии РГПН-110. Технические характеристики разъединителей РГПН-110 сведены в таблице 2.11.

Таблица 5.6 – Технические характеристики разъединителей РВ-10

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121
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 РГПН-110/1000. Проверку сведем в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Проверка разъединителя РГПН-110/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{р.макс} = 183,9$ А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	$I_{н(0)} = 6,343$ кА
$i_{дин} = 40$ кА	$B_k = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7$ кА ² ·с

Выбранный разъединитель проходит проверку по всем параметрам.

По стороне 110 кВ проведем выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям [17]:

- по номинальному напряжению установки $U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$

- по максимальному рабочему току $I_{1н.} \geq I_{раб.макс.}$

- 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:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \quad (5.5)$$

где $\kappa_{тер.}$ – кратность термической стойкости,

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

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (5.6)$$

где $\kappa_{эд}$ – кратность динамической стойкости.

Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 110 кВ (таблица 5.8).

Таблица 5.8 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока 110 кВ

Сравнительные величины	ТОГФ-110	ТВТ-110
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	175	150
Кратность тока электродинамической стойкости, А	215	250
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5
Масса, кг	770	110

Следует отдать предпочтение трансформаторам тока серии ТОГФ-110 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик.

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{н.апп.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н.} = 300 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 183,9 \text{ А.}$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (5.5):

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

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (5.6):

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

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

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (5.7)$$

где $Z_{\text{приб.}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных

приборов вторичной нагрузки, Ом;

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{s_{\text{пров.}}}, \quad (5.8)$$

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

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

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

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

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (5.9)$$

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 (5.9):

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

Принимаем длину соединительных проводов $17,5 \text{ м}$ [14]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм^2 . Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (5.8):

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

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (5.7):

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

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%.

Проведем выбор и проверку трансформаторов тока 10 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 10 кВ (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока

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

Принимаем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10. Это модернизированные трансформаторы серии ТОЛ-10, имеют улучшенные показатели и более высокий класс точности. В КРУ устанавливаем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10/3000 (на вводах Т1, Т2); ТОЛ-СЭЦ-10/400..600 (на фидерах).

Проведем выбор 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-10-2 УХЛ1. Проверка по номинальному напряжению:

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

Производим проверку по вторичной нагрузке ТН, для чего составляем таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Приборы	Тип	Кол-во, шт.	Число катушек	$S_{кат.}$, ВА	Общая мощность S_{Σ} , ВА
Вольтметр	Ц33-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-10-2 УХЛ1 в классе точности 0,5 равна 200 ВА, что больше суммарной мощности всех приборов.

Так как основное оборудование по стороне 10 кВ выбрано производства «Электроцит», то в качестве КРУ 10 кВ реконструируемой подстанции выбираем серии СЭЩ производства Электроцит.

6 Выбор системы оперативного тока подстанции 110 кВ

Оперативный ток на подстанции необходим для создания управляющих сигналов в цепях управления коммутационным оборудованием и обеспечение питания микропроцессорной релейной защиты [10].

Для ПС 110 кВ выбираем оперативный постоянный ток. При этом, на ПС установи аккумуляторные батареи, которые через выпрямительную установку получают питание от трансформатора собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке собственных нужд ПС. Расчётная нагрузка потребителей собственных нужд приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – 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- 110 кВ	0,6	19	11,4	1	0,00	11,4	0,00
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ- 10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	7	1,75
Освещение ОРУ- 100 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:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2 \quad (6.1)$$

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

В ЗРУ установлены два трансформатора собственных нужд на системе шин 10 кВ. Сравним варианты исполнения ТСН (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Сравнительная техническая характеристика ТСН

Сравнительные величины	ТМГ-100/10
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Напряжение к.з., %	4.5
Потери холостого хода, кВт	0,21
Потери к.з., кВт	1,75
Ток холостого хода, %	1,4
Масса, кг	705
Полный срок службы, лет	30

В аварийном режиме нагрузка трансформатора СН составит:

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

что соответствует норме.

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

7 Расчет релейной защиты силовых трансформаторов

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 таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС

Величина	Обозначение	Результаты
Номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА	S_n	25000
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	$U_{вн}$	110
	$U_{нн}$	10
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{вн}$	131,7
	$I_{нн}$	1445,1
Первичные номинальные токи ТТ, А	$n_{вн}$	300
	$n_{нн}$	3000

На первоначальном этапе проведем расчет уставок дифференциальной защиты

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:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (7.1)$$

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

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

Трансформаторы ТДН-25000/110.

Номинальный ток трансформатора $I_{ВН} = 131,7$ А

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

$$0,1 \cdot 131,7 < 300 < 2,5 \cdot 164,962 = 412,4 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора $I_{НН} = 1445,1$ А

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

$$0,1 \cdot 1445,1 < 3000 < 2,5 \cdot 1445,1 = 3612,75 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. По условию отстройки от броска тока намагничивания

Сопротивление трансформатора при полном насыщении определяется по формуле:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (7.2)$$

Проведем расчет по формуле (7.2):

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

Базисное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{н.т.}}, \quad (7.3)$$

Проведем расчет по формуле (7.4):

$$X_6 = \frac{115^2}{25} = 148,2 \text{ Ом}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ, пренебрегая активным сопротивлением, определяется по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (7.5)$$

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

Проведем расчет по формуле (7.5):

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

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:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (7.6)$$

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

Проведем расчет по формуле (7.6):

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

Или в именованных единицах:

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

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (7.7)$$

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

Проведем расчет по формуле (7.7):

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

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

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (7.8)$$

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: $K_{10} \geq 20$ [6]. Определяем

предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ со стороны 35 кВ. Сопротивление нагрузки определяется по формуле:

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (7.9)$$

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:

$$R_k = \rho \cdot L / S_k, \quad (7.10)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля 0,029 Ом мм²/м [18];

S_k – сечение жил кабеля, мм².

Проведем расчет по формуле (2.40):

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

Сопротивление нагрузки ТТ, по формуле (7.10):

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

Для ТТ типа ТОГФ-110 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:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (7.11)$$

или по формуле

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (7.12)$$

Проведем расчет по формуле (7.12):

$$K_{10} = 20 \cdot 131,7/300 = 8,78 < 24$$

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:

$$I_{амп}/I_{НОМ} = 1445,1/131,7 = 10,97 > 8$$

Следовательно применяется традиционное торможение.

3) Определение минимального тока срабатывания производится по формуле:

$$I_{сз} > 1,1 \left(K_{неп} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рез}}{1 - \Delta U_{рез}} + 0,02 \right), \quad (7.13)$$

где ε – погрешность ТТ, принимается равной 0,1 [1];

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается равным 1,0 [6];

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

Проведем расчет по формуле (7.13):

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

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

4) Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики.

Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (7.14)$$

Проведем расчет по формуле (7.15):

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

Принимаем $\frac{I_d}{I_t} = 45 \%$

5) Точка изменения крутизны тормозной характеристики определяется по формуле:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (7.15)$$

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

Минимальное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (7.16)$$

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 (7.17):

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 131,7 \cdot 5 = 724,35 \text{ А}$$

Проведем расчет по формуле (7.15):

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{724,35^4} = 57,79$$

Принимаем к установке $SLP = 57,7$.

6) Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики $(\frac{I_d}{I_{t2}})$. Значение $(\frac{I_d}{I_{t2}})$ 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:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (7.17)$$

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

Проведем расчет по формуле (7.17):

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

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:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (7.18)$$

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

$K_{НБ}$ – 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 (7.19):

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

8) Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам.

Уставки принимаются согласно рекомендациям производителя МУ РЗА:

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

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

Далее определим уставки максимальной токовой защиты

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

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (7.19)$$

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

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}}^3, \quad (7.20)$$

Проведем расчет по формуле (7.20):

$$K_{I.C3} = \frac{131,7}{4531} = 0,0364$$

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

Расчетный ток срабатывания защиты определим по формуле (7.20):

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

Принимаем ток срабатывания защиты 229,1 А.

Токовая защита от перегрузок выполнена с помощью МТЗ, установленной со стороны питания. Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (7.21)$$

Проведем расчет по формуле (7.21):

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 131,7 = 154,9 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 154,9 А.

Одна из основных защит трансформатора помимо дифференциальной защиты является 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 [6]. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q.

Определим уставки на отходящих линиях 10 кВ.

Защиту линий напряжением 10 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:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (7.22)$$

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

Ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (7.23)$$

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

Расчетный ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (7.24)$$

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

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты можно найти по формуле:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (7.25)$$

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

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ) в сети 10 кВ.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (7.26)$$

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_{CL} .

Ёмкостный ток присоединения определяется по формуле:

$$I_C = I_{CD} + I_{CL}, \quad (7.27)$$

Значением I_{CD} обычно можно пренебречь. Тогда формула (7.28) примет вид:

$$I_C = I_{CL} = I_{CO} \cdot L \cdot m, \quad (7.29)$$

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 10 кВ для фидеров 1-2.

Токовая отсечка, ток срабатывания защиты, по формуле (7.23):

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

Ток срабатывания МТЗ, по формуле (7.24):

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

Ток срабатывания реле МТЗ, по формуле (7.25):

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

Коэффициент чувствительности защиты, по формуле (7.26):

$$k_{\text{ч}} = \frac{3751}{493,101} = 7,6 \geq 1,5$$

Емкостный ток присоединения, по формуле (7.29):

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

Ток срабатывания защиты от ЗНЗ, по формуле (7.27):

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

Принимаем уставку защиты от ЗНЗ 5,3 А.

Для остальных линий 10 кВ расчеты аналогичны и сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет уставок релейной защиты линий 10 кВ

Фидеры 10 кВ ГПП	$I_{ном}$, кА	$I_{сз TO}$, кА	$I_{макс}$, А	$I_{сз МТЗ}$, А	$I_{ср МТЗ}$, А	$K_{\text{ч}}(МТЗ)$	$I_{с}$, А	$I_{сз ЗНЗ}$, 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 7	0,091	0,456	91,2	126,607	6,330	28,0	1,236	3,709
фидер 8-9	0,178	0,888	355,2	493,101	6,164	7,6	1,393	4,179
фидер 10-11	0,112	0,561	224,2	311,242	6,225	11,9	1,065	3,195

Продолжение таблицы 7.2

фидер 12-13	0,103	0,516	206,4	286,532	5,731	12,7	1,580	4,739
фидер 14-15	0,091	0,456	91,2	126,607	6,330	28,0	1,236	3,709
фидер 16-17	0,096	0,479	95,7	132,854	6,643	25,9	1,685	5,054
фидер 18-19	0,178	0,888	355,2	493,101	6,164	7,6	1,741	5,224
фидер 20	0,112	0,561	224,2	311,242	6,225	11,9	1,065	3,195
фидер 21	0,103	0,516	206,4	286,532	5,731	12,7	0,790	2,369
фидер 23	0,091	0,456	91,2	126,607	6,330	28,0	1,236	3,709
фидер 22	0,178	0,888	355,2	493,101	6,164	7,6	1,393	4,179
фидер 24	0,112	0,561	224,2	311,242	6,225	11,9	1,065	3,195
фидер 25	0,103	0,516	206,4	286,532	5,731	12,7	1,580	4,739
фидер 26	0,091	0,456	91,2	126,607	6,330	28,0	1,236	3,709
фидер 27	0,178	0,888	355,2	493,101	6,164	7,6	1,741	5,224

Таким образом, выбранные уставки релейной защиты, обеспечит селективную работы РЗА, что повысит надежность системы электроснабжения потребителей ПС 110 кВ «Восточная», и обеспечит сохранение электрооборудования ПС 110 кВ, за счет своевременного и мгновенного срабатывания при возникновении коротких замыканий на шинах ВН и НН

8 Расчет защитного заземления реконструируемой подстанции

Исходя из проведенных ранее расчетов, на ПС приняты к установке два трансформатора ТДН-25000/110, режим работы нейтрали на стороне 110 кВ – эффективно 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 110 кВ – максимально допустимое сопротивление контура заземления, согласно ПУЭ: $R_z=4$ Ом [12]. Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – 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 ²	
3	32	45x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Используем контурное заземление.

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

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (8.1)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта (песок), 500 Ом · м;

K_c - коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

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

Для горизонтальных электродов:

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

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

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (8.2)$$

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:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (8.3)$$

где b – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя:

$$d = 0,95 \cdot 0,032 = 0,0275 \text{ м}$$

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 (8.2):

$$R_{\text{овэ}} = \frac{550}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,0} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3,0}{0,0275} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,55 + 3,0}{4 \cdot 2,55 - 3,0} \right) \right] = 21,788 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_{\text{н}} \quad (8.4)$$

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:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (8.5)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, м;

n – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{\text{пер}} / n \quad (8.6)$$

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

Периметр территории ПС:

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

Расстояние между вертикальными электродами, по формуле (8.6):

$$a = 125 / 44 = 2,84 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле (8.5):

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

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

$$R_{23} = \frac{\rho_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (8.7)$$

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:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (8.8)$$

где b – ширина полосы, м.

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

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{\text{сп}} = \frac{R_{\text{оэз}} \cdot R_{\text{эз}}}{R_{\text{оэз}} \cdot \eta_{\text{в}} \cdot n + R_{\text{эз}} \cdot \eta_{\text{г}}} \quad (8.9)$$

где $\eta_{\text{в}}$ - коэффициент использования вертикальных электродов;

$\eta_{\text{г}}$ - коэффициент использования горизонтальных электродов.

Для 44 вертикальных электродов, при контурном заземлении, коэффициент использования электродов: $\eta_{\text{в}} = 0,41$; $\eta_{\text{г}} = 0,21$ [20].

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

Эквивалентное сопротивление контура заземления меньше допустимого согласно ПУЭ значения 4 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

В итоге контур заземления состоит из 44 вертикальных электродов длиной 3,0 м из угловой стали 32x32 мм, расстояние между вертикальными электродами 3,64 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 45x5 мм.

9 Расчет молниезащиты и выбор оборудования защиты от перенапряжения

Одними из эффективных устройств, для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений возникающие в сетях 110/10 кВ, являются ограничители перенапряжения [3].

Выберем ограничители перенапряжения на стороне 110 кВ и 10 кВ.

Сравним два возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 110 кВ (таблица 9.1).

Таблица 9.1 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 110 кВ

Сравнительные величины	ОПН-110	ОПН-110-П
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Импульсное пробивное напряжение, кВ	41,5	40,5
Ток утечки, мкА	311	275
Длина пути утечки, см	270	285
Масса, кг	17,5	15,2
Полный срок службы, лет	30	25

Следует отдать предпочтение ограничителям перенапряжения серии ОПН-110/56-10/650 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку ОПН-110 сведем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 51^2 \cdot 3 = 7803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_y = 16,323 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка ОПН 10 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 10 кВ (таблица 9.3).

Таблица 9.3 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 10 кВ

Сравнительные величины	ОПН-10	ОПН-10-П
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Импульсное пробивное напряжение, кВ	8,5	9,1
Ток утечки, мкА	3,5	4
Длина пути утечки, см	35	30
Масса, кг	0,91	0,98
Полный срок службы, лет	30	25

Для защиты оборудования КРУ установим ограничители перенапряжения типа ОПН-10/7,2-10/650. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями потребителей, на отходящих фидерах также устанавливаем ОПН-10/7,2-10/650. Проверку ОПН сведем в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

Для защиты от прямого попадания молнии в электрооборудование на понизительной подстанции 110 кВ Восточная установлены 3 молниеотвода, которые расположены на мачтах высотой 29,6 м. Так как существующая система молниезащиты от прямого попадания молнии соответствует всем требованиям и максимально обеспечивает защиты электрооборудования от ПУМ, то модернизация существующей системы не требуется.

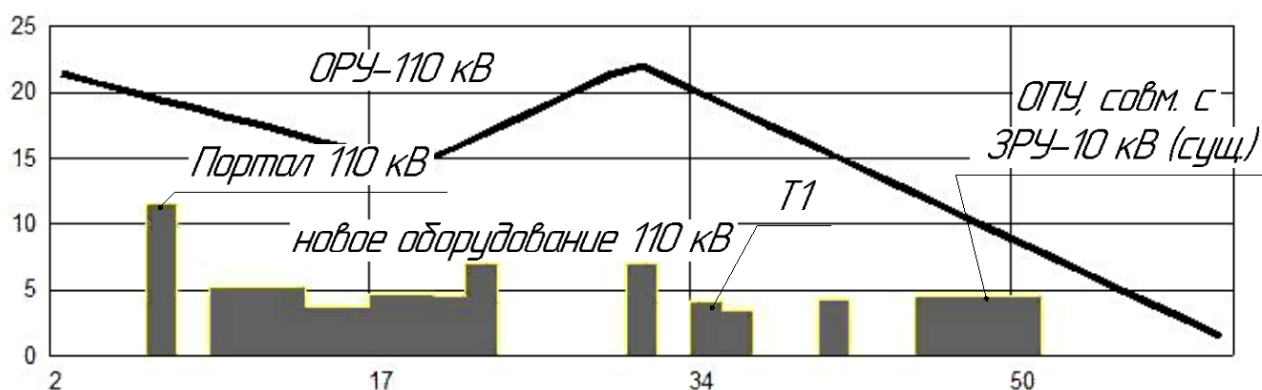


Рисунок 9.1 – Зона действия молниезащиты

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе (далее - ВКР) проведен анализ существующего электрооборудования подстанции 110 кВ «Восточная» в Пензенской области. После проведенного анализа существующей схемы электроснабжения, а также проведенного расчета остаточного ресурса электрооборудования, было установлено, что необходимо проведение глубокой реконструкции данной подстанции.

В работе был проведен анализ загрузки существующего трансформаторного парка с учетом подключения новых потребителей к данной подстанции в 2022 году в объеме 10 МВт. На основании проведенного анализа было установлено, что при подключении новых потребителей трансформаторы будут перегружены, что не допустимо, так как к данной подстанции подключены потребители 1 и 2 категории, а недопустимая перегрузка трансформаторов в случае выхода из строя одного из установленных трансформаторов, существенно снижает надежность системы электроснабжения.

Так как существующая схема по стороне ВН не отвечает современным требованиям, в работе был рассмотрен вопрос реконструкции ПС 110 кВ, с учетом изменения электрической принципиальной схемы ОРУ -110 кВ. В связи с этим, был рассмотрен вопрос установки на стороне 110 кВ высоковольтных элегазовых выключателей типа ВГТ. Данное техническое решение существенно увеличит надежность функционирования, как самой подстанции, а также позволит повысить надежность системы электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Восточная, без кардинальных изменений в электрической сети по стороне 110 кВ.

С учетом установки новых силовых трансформаторов 25 МВА в замен существующих установленной мощностью 16 МВА, выбрано электрооборудование на сторонах 110 кВ и 10 кВ.

С учетом изменений рассчитаны необходимые параметры КЗ.

Осуществлен расчет дифференциальной защиты ПС 110 кВ. Для защиты ГПП также рассчитано заземление и молниезащита. Выбрано оборудование от защиты грозовых и коммутационных перенапряжений.

Таким образом, в данной ВКР выбрано новое современное электрооборудование электрической части подстанции в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности, что позволит подключить новых потребителей в 2022 году и повысит надежность системы электроснабжения в г. Пенза.

Вопрос реконструкции ПС 110 кВ Восточная в Пензенской области раскрыт в полном объеме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс] : учебник / Т. В. Анчарова [и др.] - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. - 414 с. : ил. - (Высшее образование. Бакалавриат). - ISBN 978-5-00091-500-4 <https://new.znaniyum.com/catalog/document?id=345168>

2. Афонин В. В. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 1 / В. В. Афонин, К. А. Набатов ; Тамбовский гос. техн. ун-т. - Тамбов : ТГТУ : ЭБС АСВ, 2015. - 90 с. : ил. - ISBN 978-5-8265-1387-3. <http://www.iprbookshop.ru/64621.html>

3. Богданов, А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. В. Богданов, А. В. Бондарев. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 82 с.- 8-987-903550-43-2. <http://www.iprbookshop.ru/69913.html>

4. Вахнина, В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина [и др.]; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2016. - 78 с. : ил. - Библиогр.: с. 76-78. - ISBN 978-5-8259-0929-5. <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976>

5. Вахнина, В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина [и др.] ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с. : ил. - Библиогр.: с. 35. - Прил.: с. 36-46. - ISBN 978-5-8259-0915-8. <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943>

6. Вахнина, В. В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: учебно-методическое пособие для студентов направления 13.03.02 / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. –

Тольятти: ТГУ, 2019. – 35 с.

7. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / В.В. Вахнина. – 2-е изд., стер. – Тольятти : ТГУ, 2011. – 68 с.

8. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие / Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И., - 2-е изд., стер. - М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. - 100 с. ISBN 978-5-9765-3134-5. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=303848>

9. Конюхова, Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учебник / Е.А. Конюхова. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2014. — 510 с. <https://e.lanbook.com/book/72338>

10. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 111 с. ISBN 978-5-7410-1542-1. <http://www.iprbookshop.ru/69935.html>

11. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. - М: «Инфра-Инженерия», 2018. - 148 с.- ISBN 978-5-9729-0207-1. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=326355>

12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: ИНФРА-М, 2018. - 262 с. ISBN 978-5-16-009744-2 <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=304269>

13. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. - 7-е изд. - Электрон. текстовые данные. - М.: ЭНАС, 2013. - 104 с. ISBN 978-5-4248-0036-8. <http://www.iprbookshop.ru/76191.html>

14. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.

15. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.

16. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ [Электронный ресурс]. - Электрон. текстовые данные. - М. : ЭНАС, 2017. - 80 с. ISBN 978-5-4248-0135-8. <http://www.iprbookshop.ru/76194.html>

17. Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / ред. В. В. Дрозд. - Электрон. текстовые данные. - М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. - 632 с. - 978-5-904098-21-6. <http://www.iprbookshop.ru/22702.html>

18. Релейная защита электроэнергетических систем / Андреев М.В., Рубан Н.Ю., Суворов А.А., Гусев А.С., Сулайманов А.О. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. - 167 с. - ISBN 978-5-4387-0796-7. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=344694>

19. Соловьев, А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад ; под ред. А. В. Беляев. - Электрон. текстовые данные. - СПб. : Политехника, 2016. - 176 с. - 978-5-7325-1100-0. <http://www.iprbookshop.ru/59516.html>

20. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев и др. - Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. - 68 с. - ISBN 978-5-7638-2555-8. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=163547>

21. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 12-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 966 с.

22. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 11-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2014. –

704 с.

23. Электротехнический справочник: в 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства/Под. общ. ред. Проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 2011. – 658 с.

24. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 2. Электротехнические устройства и изделия / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 988 с.

25. Analysis of Asymmetrical Modes in Medium Voltage Electrical Grids with Compensated Neutral / Girshin S. S. [et al.] // 2016 the 3rd International Conference on Manufacturing and Industrial Technologies. Istanbul, May 25-27. 2016. Vol. 70. DOI: 10.1051/mateconf/20167010008.

26. Continuous-wavelet transform for fault location in distribution power networks: definition of mother wavelets inferred from fault originated transients / A. Borghetti [et al.] // IEEE Transactions on Power Delivery. - 2008. - vol. 23, issue 2. - pp. 380-388. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.919249.

27. Dolinger, S.Y. Basic Approaches to the Implementation of Petersen Coil Control System / S.Y. Dolinger, A.G. Lyutarevich, D.S. Osipov // 2015 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON). Proceedings. - Omsk: Omsk State Technical University. Russia, Omsk, May 21-23, 2015. ISBN: 978-1-4799-71022.

28. Guo, M.-F. Wavelet-transform based early detection method for short-circuit faults in power distribution networks / M. -F. Guo, N.-C. Yang, L.-X. You // International journal of electric power and energy systems. - 2018. - vol. 99, July. -pp. 706-721. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.01.013.

29. Edvard Csanyi, Selection of distribution transformers for supplying power to LV networks [Электронный ресурс]: scientific article / Electrical engineering portal of the United States of America, 2016; URL: <https://electrical-engineering-portal.com/distribution-transformers-lv-networks> (дата обращения: 12.03.2020 г.).