

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 подстанций ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш»

Обучающийся

В.В. Зубов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Пояснительная записка содержит 52 страницы, 13 таблиц, 15 рисунков, 25 источников. Графическая часть работы содержит шесть чертежей формата А1.

Ключевые слова: реконструкция, электроснабжение, оборудование, трансформатор, выключатель.

Объектом при написании работы является ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

Предметом при написании работы является система электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

Цель работы заключается в реконструкции электрической части ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш», которая заключается в замене устаревшего оборудования, с целью повышения надежности системы электроснабжения.

Для достижения поставленной цели будет выполнен анализ системы электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш», расчет нагрузок подстанции, токов короткого замыкания, а также дальнейший выбор и проверка оборудования и защитного заземления и молниезащиты.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ схем главных электрических соединений.....	6
2 Расчет системы электроснабжения	17
2.1 Расчет электрических нагрузок	17
2.2 Расчет числа и мощности трансформаторов.....	22
2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	23
2.4 Выбор и расчет электрических аппаратов и проводников.....	28
2.5 Выбор основного электрооборудования и его проверка.....	31
3 Релейная защита и автоматика.....	38
3.1 Выбор устройства РЗА.....	38
3.2 Расчет дифференциальной защиты от междуфазных коротких замыканий.....	39
3.3 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению от коротких замыканий на шинах со стороны низкого напряжения.....	42
3.4 Расчет защиты от перегрузки.....	43
4 Расчет заземления и молниезащиты подстанции	45
4.1 Расчет заземления подстанции	45
4.2 Расчет молниезащиты подстанции.....	47
Заключение	49
Список используемой литературы и используемых источников.....	51

Введение

Электрические подстанции обеспечивают распределение и передачу электроэнергии, обеспечивая доступ электроэнергии к домам, предприятиям и промышленным объектам. Таким образом, важность технического обслуживания и реконструкции электрических подстанций является актуальной.

Одной из основных причин актуальности реконструкции электрических подстанций является необходимость обеспечения надежного и стабильного электроснабжения. Стареющая инфраструктура, растущий спрос на электроэнергию и усложняющаяся система электросетей – все это приводит к необходимости регулярного технического обслуживания и модернизации электрических подстанций. Без надлежащей реконструкции и технического обслуживания могут возникать перебои в подаче электроэнергии, перебои в работе и даже отказы в работе, приводящие к значительным экономическим и социальным последствиям [12].

Поскольку спрос на электроэнергию продолжает расти, электрические подстанции должны быть оборудованы таким образом, чтобы выдерживать более высокие нагрузки и обеспечивать эффективное и устойчивое распределение электроэнергии.

Реконструкция электрических подстанций позволяет внедрять интеллектуальные технологии, автоматизированные системы, которые могут повысить эффективность и надежность. Более того, реконструкция электрических подстанций также может оказать положительное воздействие на окружающую среду.

Модернизируя старое и неэффективное оборудование, внедряя энергоэффективные решения, можно сократить углеродный след и перейти к более устойчивой энергетической системе.

Кроме этого, при модернизации оборудования электрических подстанций можно повысить общую надежность электросети. Модернизация

оборудования, внедрение современных систем управления можно повысить устойчивость электрических подстанций к потенциальным угрозам, таким как механические неисправности. Это может помочь предотвратить перебои в подаче электроэнергии, защитить критически важную инфраструктуру и обеспечить бесперебойность электроснабжения [15].

Объектом при написании работы является ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

Предметом при написании работы является система электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

Цель работы заключается в реконструкции электрической части ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш», которая заключается в замене устаревшего оборудования, с целью повышения надежности системы электроснабжения.

Для достижения поставленной цели будет выполнен анализ системы электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш», расчет нагрузок подстанции, токов короткого замыкания, а также дальнейший выбор и проверка оборудования и защитного заземления и молниезащиты.

1 Анализ схем главных электрических соединений

Объектом исследования является ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» является отпаечной подстанцией, питаемой по двум ВЛ 110 кВ.

ОРУ-110 кВ ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» выполнено по схеме 5Н. «Выключатели установлены в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [22].

В качестве линейных и шинных разъединителей в ОРУ-110 кВ установлены разъединители РНДЗ-1б-110/1000 ХЛ1, в качестве секционных – разъединители РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 (рисунок 1).

Технические характеристики разъединителей РНДЗ-1б-110/1000 ХЛ1 и РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики разъединителей РНДЗ-1б-110/1000 ХЛ1 и РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126
Номинальный ток	А	1000
Ток электродинамической стойкости	кА	80
Ток термической стойкости	кА	31,5
Длина пути утечки внешней изоляции	см.	190
Время протекания тока термической стойкости для главных ножей	с.	3
Время протекания тока термической стойкости для заземляющих ножей	с.	1
Масса	кг.	166
Габариты	мм.	2010×950 ×1510

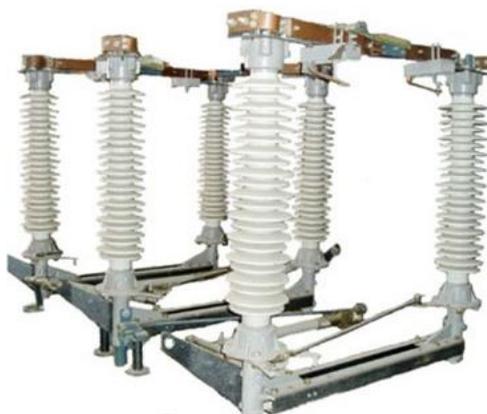


Рисунок 1 – Внешний вид разъединителя РНДЗ-110

Для защиты линии от сверхтоков в ОРУ-110 кВ установлены силовые масляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250 ХЛ1 (рисунок 2).

«Технические характеристики масляных выключателей ВМТ-110Б-25/1250 ХЛ1 приведены в таблице 2» [21].

Таблица 2 – Технические характеристики масляных выключателей ВМТ-110Б-25/1250 ХЛ1

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126
Номинальный ток	А	1250
Ток электродинамической стойкости	кА	52
Ток термической стойкости	кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости	с.	3
Собственное время отключения	с.	0,035
Полное время отключения	с.	0,06
Масса	кг.	1950
Габариты	мм.	4260×940×4070



Рисунок 2 – Внешний вид масляных выключателей ВМТ-110Б-25/1250 ХЛ1

Измерение силы тока в ОРУ-110 кВ осуществляется трансформаторами тока ТФЗМ-110Б и ТВТ-110.

Трансформаторы тока ТВТ-110 являются встроенными в силовые трансформаторы.

Технические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ-110Б и ТВТ-110 приведены в таблице 3 (рисунки 3 и 4).

Таблица 3 – Технические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ-110Б и ТВТ-110

Параметр	Единица измерения	ТФЗМ-110Б	ТВТ-110
Номинальное напряжение	кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126	126
Номинальный ток	А	800	800
Ток электродинамической стойкости	кА	14	25
Ток термической стойкости	кА	42	20
Время протекания тока термической стойкости	с.	3	3



Рисунок 3 – Внешний вид трансформаторов тока ТФЗМ-110Б



Рисунок 4 – Внешний вид трансформаторов тока ТВТ-110

Защита ОРУ-110 кВ ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» от перенапряжения осуществляется за счет ограничителей перенапряжения ОПНп-110/88 (рисунок 5).

Технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПНп-110/88 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПНп-110/88

Параметр	Единица измерения	Значение
Класс напряжения	кВ	110
Наибольшее длительно-допустимое напряжение	кВ	88
Номинальный разрядный ток	кА	10
Ток пропускной способности	А	760



Рисунок 5 – Внешний вид ограничителей перенапряжения ОПНп-110/88

В ОРУ-110 кВ ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» установлены два силовых трансформатора ТДН-25000/110 (рисунок 6).

Технические характеристики трансформаторов ТДН-25000/110 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики трансформаторов ТДН-25000/110

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	кВ	115
Номинальное напряжение вторичной обмотки	кВ	6,6
Номинальная частота	Гц	50
Номинальная мощность	кВА	25000
Потери холостого хода	кВт	17,0
Потери короткого замыкания	кВт	120,0
Ток холостого хода	%	0,002
Напряжение короткого замыкания	%	10,5
Масса полная	т.	45,0
Масса масла	т.	11,5



Рисунок 6 – Внешний вид трансформаторов ТДН-25000/110

Электроснабжение потребителей 6 кВ осуществляется от КРУН-6 кВ.

В КРУН-6 кВ установлено аналогичное оборудование:

- вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000 (рисунок 7);
- трансформаторы тока ТОЛ-10 (рисунок 8);
- трансформаторы напряжения НАМИ-6 (рисунок 9);

– ограничители перенапряжения ОПНп-6/7,2-10 (рисунок 10).

Технические характеристики вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-20/1000 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики ВВ/TEL-10-20/1000

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный ток	А	1000
Ток электродинамической стойкости	кА	51
Ток термической стойкости	кА	20
Время протекания тока термической стойкости	с.	3
Собственное время отключения	с.	0,03
Полное время отключения	с.	0,04
Масса	кг.	39



Рисунок 7 – Внешний вид вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-20/1000

«Технические характеристики трансформаторов тока ТОЛ-10 приведены в таблице 7» [21].

Таблица 7 – Технические характеристики трансформаторов тока ТОЛ-10

Параметр	Единица измерения	ТОЛ-10 100/5	ТОЛ-10 2500/5
Номинальное напряжение	кВ	10	10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12	12
Номинальный ток	А	100	2500
Ток электродинамической стойкости	кА	25,5	102
Ток термической стойкости	кА	50	50
Время протекания тока термической стойкости	с.	1	1



Рисунок 8 – Внешний вид трансформаторов тока ТОЛ-10

«Технические характеристики трансформаторов напряжения НАМИ-6 приведены в таблице 8» [21].

Таблица 8 – Технические характеристики трансформаторов напряжения НАМИ-6

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	кВ	6
Номинальное напряжение вторичной обмотки	кВ	0,1
Номинальная частота	Гц	50



Рисунок 9 – Внешний вид трансформаторов напряжения НАМИ-6

Технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПНп-6/7,2-10 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПНп-6/7,2-10

Параметр	Единица измерения	Значение
Класс напряжения	кВ	6
Наибольшее длительно-допустимое напряжение	кВ	7,2
Номинальный разрядный ток	кА	10
Ток пропускной способности	А	450



Рисунок 10 – Внешний вид ограничителей перенапряжения ОПНп-6/7,2-10

КРУН-6 кВ имеет две секции шин, секционированные выключателем.

Выводы по разделу 1.

Объектом исследования является ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» является отпаечной подстанцией, питаемой по двум ВЛ 110 кВ.

ОРУ-110 кВ ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» выполнено по схеме 5Н. «Выключатели установлены в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

По результатам анализа схемы электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» можно сделать следующие выводы:

– масляные выключатели являются устаревшими и при реконструкции системы электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» их предлагается заменить на современные элегазовые;

– трансформаторы тока ТФЗМ-110Б-1 У1 выпускались в период с 1986 года по 1995 год, таким образом, как и масляные выключатели являются устаревшими и их предлагается заменить на элегазовые ТВГ-110.

Таким образом, в следующем разделе будет выполнен расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания для проверки и выбора оборудования.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Расчет электрических нагрузок

Под расчетом электрической нагрузки подразумевается определение мощности, которую потребляют все электроприёмники электроустановки. Данный расчет выполняют для выбора сечения проводов и кабелей, номинальных токов защитной аппаратуры, а также для расчета потерь напряжения и электроэнергии в проводниках [20, 21].

На начальном этапе расчета электрической нагрузки необходимо установить мощность каждого потребителя и коэффициент использования, который показывает, какую часть от времени работы на этом участке действительно работает каждый потребитель.

В зависимости от уровня информации и типа потребителей, расчет электрической нагрузки может быть выполнен различными методами:

- метод коэффициента использования, основанный на применении коэффициентов использования отдельных потребителей;
- метод упорядоченных диаграмм, учитывающий не только коэффициенты использования отдельных потребителей, но и их взаимосвязь.
- точные методы расчёта, основанный на использовании законов Ома и Кирхгофа, позволяющие получить наиболее точный результат.

Стоит отметить, что точный расчет электрической нагрузки наиболее сложный и требует учёта множества параметров. В тоже время, приблизительный расчёт можно используя упрощённые методики. Перед выполнением расчет электрических нагрузок необходимо определить перечень потребителей, а также их основные параметры – номинальная мощность, коэффициент использования и коэффициент мощности.

Расчет силовых нагрузок будет выполнен по коэффициенту расчётной нагрузки согласно [17]. В таблице 10 приведены исходные данные для проектирования.

Таблица 10 – Исходные данные для разработки системы электроснабжения

Наименование ЭП	Кол-во ЭП, шт	Номинальная мощность, кВт		$k_{и}$	$tg\varphi$
		одного ЭП, кВт	Общая, кВт		
Канашский автоагрегатный завод	1	10000	10000	0,6	0,48
Канмаш завод	1	10000	10000	0,7	0,48
Канашский завод механических деталей	1	7000	7000	0,7	0,48
Завод Атлант	1	5000	5000	0,6	0,48
АСТ-Канаш	1	5000	5000	0,6	0,48
Западная часть города Канаш	1	10000	10000	0,7	0,48
Итого	6	–	47000	–	–

Средняя активная мощность отходящего фидера определяется по формуле:

$$P_C = k_{и} \cdot P_n. \quad (1)$$

Средняя реактивная мощность отходящего фидера определяется по формуле:

$$Q_C = k_{и} \cdot P_n \cdot tg\varphi. \quad (2)$$

Далее будет выполнен расчет согласно формулам (1) и (2) для отходящего фидера «Канашский автоагрегатный завод»:

$$P_C = 0,6 \cdot 10000,0 = 6000,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_C = 0,48 \cdot 10000 \cdot 0,6 = 2880,0 \text{ квар.}$$

Расчет средних нагрузок для остальных потребителей расчет выполняется аналогично.

Групповой коэффициент использования ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» определяется по формуле:

$$k_{\Sigma И} = \frac{\sum P_C}{\sum P_H}, \quad (3)$$

$$k_{\Sigma И} = \frac{30900,0}{47000,0} = 0,7.$$

Расчет эффективного числа электроприемников:

$$n_э = \frac{(\sum_1^n P_H)^2}{\sum_1^n n P_H^2}, \quad (4)$$

$$n_э = \frac{47000^2}{399000000} = 6.$$

В [2] при числе присоединений 6 и $k_{И}=0,7$ коэффициент одновременности $K_О$ равен 0,95. Далее определяется расчетная мощности:

$$P_p = K_p \cdot \sum P_C. \quad (5)$$

При значении $n_э \leq 10$, расчетная реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum Q_C. \quad (6)$$

Полная мощность потребителей определяется формулой:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (7)$$

Далее будет выполнен расчет согласно формулам (5)-(7):

$$P_p = 0,95 \cdot 30900,0 = 39355,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 14832,0 = 16315,2 \text{ квар.}$$

$$S_p = \sqrt{29355,0^2 + 16315,2^2} = 33584,2 \text{ кВА.}$$

Далее определяется сила тока потребителей ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш»:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}, \quad (8)$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение сети, кВ.

Согласно формуле (8), расчётная сила тока потребителей составит:

$$I_p = \frac{33584,2}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3077,8 \text{ А.}$$

«Результаты расчета электрической нагрузки сведены в таблицу 11»
[2].

Таблица 11 – Результаты расчета электрической нагрузки

Наименование ЭП	Кол-во ЭП, шт	Номинальная мощность, кВт		$k_{и}$	$tg\phi$	Расчетные величины			$n_{э}$	Ko	Расчетная мощность			I, А
		одного ЭП, кВт	Общая, кВт			P_c , кВт	Q_c , квар	np^2			P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВт	
Канашский автоагрегатный завод	1	10000	10000	0,6	0,48	6000,0	2880,0	100000000	–	–	–	–	–	–
Канмаш завод	1	10000	10000	0,7	0,48	7000,0	3360,0	100000000	–	–	–	–	–	–
Канашский завод механических деталей	1	7000	7000	0,7	0,48	4900,0	2352,0	49000000	–	–	–	–	–	–
Завод Атлант	1	5000	5000	0,6	0,48	3000,0	1440,0	25000000	–	–	–	–	–	–
АСТ-Канаш	1	5000	5000	0,6	0,48	3000,0	1440,0	25000000	–	–	–	–	–	–
Западная часть города Канаш	1	10000	10000	0,7	0,48	7000,0	3360,0	100000000	–	–	–	–	–	–
Итого	6	–	47000	0,7	–	30900,0	14832,0	399000000	6	0,95	29355,0	16315,2	33584,2	3077,8

Расчет компенсации реактивной мощности не производится, так как коэффициент мощности $\text{tg}\varphi$ принят равным 0,48 [14].

Далее будет выполнен расчет силовых трансформаторов.

2.2 Расчет числа и мощности трансформаторов

«Расчет силовых трансформаторов выполняется с учетом следующих аспектов» [13, 19]:

- мощности силовых трансформаторов должно быть достаточно, чтобы обеспечить всех потребителей электроэнергии на подстанции;
- номинальное напряжения силовых трансформаторов должно соответствовать напряжению электроустановки потребителей;
- тип силовых трансформаторов должен быть выбран в соответствии с условиями окружающей среды и требованиями эксплуатации подстанции.
- количество трансформаторов на подстанции должно быть выбрано их условий требуемой надежности.

«Таким образом, выбор количества и мощности силовых трансформаторов выполняется на основе тщательного анализа всех факторов и требований к подстанции. Это позволит обеспечить надежное и эффективное электроснабжение потребителей» [13].

«Для проверки установленного на ПС трансформатора используется формула» [3]:

$$S_{\text{номТР}} = \frac{S_p}{n \cdot k_3}, \quad (9)$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВА;

n – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки.

Таким образом, согласно формуле (9):

$$S_{номТР} = \frac{33584,2}{2 \cdot 0,75} = 22389,5 \text{ кВА.}$$

«Таким образом, для обеспечения требуемого уровня надежности, необходимы трансформаторы мощностью 2500 кВА» [5].

Далее определяется расчетная сила тока на обмотках:

$$I_{трВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{обм}}. \quad (10)$$

Таким образом, для обмотки ВН:

$$I_{110кВ} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Таким образом, для обмотки НН:

$$I_{10кВ} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291,1 \text{ А.}$$

Таким образом, установленные трансформаторы ТДН-25000/110 обеспечивают требуемый уровень надежности и в замене не нуждаются.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

«На первоначальном этапе расчета токов КЗ разрабатываются расчетная схема и схема замещения» [18].

«На рисунке 11 приведена расчетная схема, на которой указаны точки КЗ» [18].

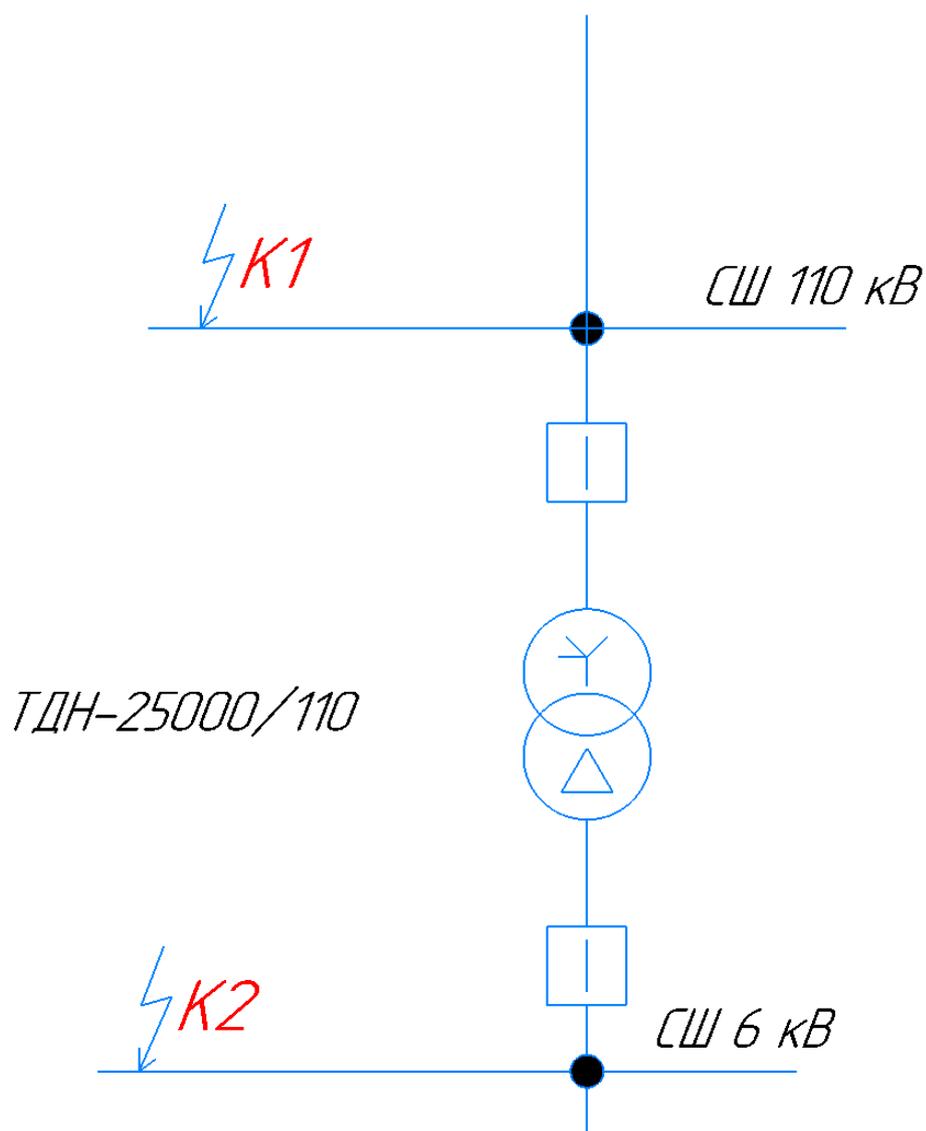


Рисунок 11 – Расчетная схема

«На рисунке 12 приведена схема замещения, на которой указаны точки КЗ и сопротивления участков системы электроснабжения» [18].

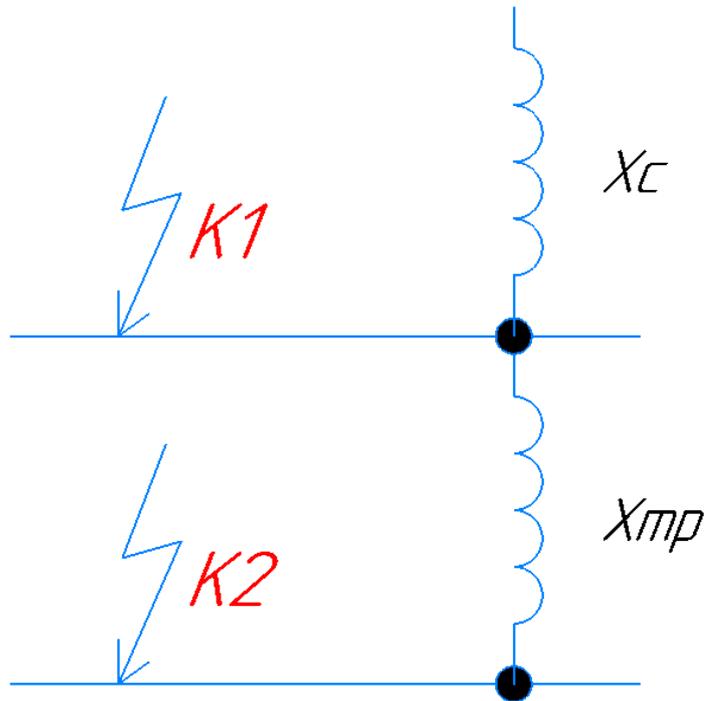


Рисунок 12 – Схема замещения

«Далее будет выполнен расчет токов КЗ в точке К1. Согласно расчетной схеме и схеме замещения точка КЗ К1 расположена на шинах 110 кВ» [18].

Базисное значение:

$$U_6 = 115,0 \text{ кВ.}$$

Сначала определяется сопротивление системы:

$$x_c = z_c = \frac{(U_6)^2}{S_{КЗ}}. \quad (11)$$

Мощность КЗ составляет 701,5 МВА.

Тогда:

$$x_c = z_c = \frac{115^2}{701,5} = 18,85 \text{ Ом.}$$

«Ток трехфазного КЗ определяется по формуле» [2]:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot z}. \quad (12)$$

«Ток двухфазного КЗ определяется по формуле» [2]:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}. \quad (13)$$

«Ударный ток КЗ определяется по формуле» [2]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}}. \quad (14)$$

«Тепловой импульс определяется по формуле» [2]:

$$B_{\text{к.расч}} = (I_{\text{КЗ}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a). \quad (15)$$

Расчет токов КЗ в точке К1 и теплового импульса по формулам (13)-
(15):

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 18,85} = 3,52 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,52 = 3,05 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,52 \cdot 1,7 = 8,46 \text{ кА.}$$

$$B_{к.расч} = 3,52^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 2,35 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

«Далее определяется сопротивление до точки К2 по формуле» [2]:

$$x_{K2} = \left(\frac{6,3}{115} \right)^2 \cdot x_c + x_r. \quad (16)$$

«Сопротивление трансформатора определяется по формуле» [2]:

$$x_m = \frac{U_k \cdot U_0^2}{100 \cdot S_{mp}}. \quad (17)$$

$$x_m = \frac{10,5 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 25} = 0,17 \text{ Ом.}$$

«Таким образом, сопротивление до точки К2 составит» [2]:

$$x_{K2} = \left(\frac{6,3}{115} \right)^2 \cdot 18,85 + 0,17 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Расчет токов КЗ в точке К2 и теплового импульса по формулам (13)-
(15):

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,23} = 15,81 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,81 = 13,69 \text{ (кА).}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 13,69 \cdot 1,8 = 34,85 \text{ кА.}$$

$$B_{к.расч} = 13,69^2 \cdot (1,5 + 0,03) = 286,7 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

2.4 Выбор и расчет электрических аппаратов и проводников

В ОРУ-110 кВ ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» применяется провод АС-185/24. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}=520$ А наружный диаметр провода $d = 18,9$ мм [23].

«Проверка проводников по номинальному току» [8]:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (18)$$

$$I_{110\text{кВ}} = 125,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 520 \text{ А}.$$

«Проверка проводников на термическую стойкость по формуле» [7]:

$$S \geq S_{\text{min}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{C} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}, \quad (19)$$

где S – фактическое сечение кабеля, мм^2 ,

S_{min} – минимально-допустимое по термической устойчивости сечение кабеля, мм^2 ,

$t_{\text{пр}}$ – приведенное время действия КЗ, с;

C – термический коэффициент, (принимается равным 95 для алюминиевых проводов и шин).

Таким образом:

$$S = 185 \text{ мм}^2 \geq S_{\text{min}} = \frac{3520}{95} \cdot \sqrt{0,16} = 14,8 \text{ мм}^2.$$

«Сечение провода выше допустимого сечения, следовательно, условие проверки по термической стойкости выполнено» [7].

«В КРУН-6 кВ установлены двухполосные алюминиевые шины сечением 120×10 с допустимым длительным током 3200 А» [3].

Проверка по условию (19):

$$I_{6кВ} = 2291,1 \text{ А} \leq I_{ном} = 3200 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

«Максимальное усилие на шину при трехфазном коротком замыкании определяется по формуле» [7]:

$$F_M^{(3)} = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (20)$$

где L – длина пролета между соседними опорами;

a – расстояние между осями шин, принимается равной 0,2 м;

i_y - ударный ток КЗ в точке К2, кА.

Таким образом:

$$F_M^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 13840^2 \cdot \frac{1,5}{0,2} \cdot 10^{-7} = 248,8 \text{ Н}.$$

«Шин КРУН-6 кВ установлены на опорные изоляторы ИО-20-10, с минимальным разрушающим усилием 20 кН» [3].

«Наибольший изгибающий момент определяется по формуле» [25]:

$$M_{\text{макс}} = 0,1 \cdot F_M^{(3)} \cdot L, \quad (21)$$

$$M_{\text{макс}} = 0,1 \cdot 248,8 \cdot 1,5 = 37,3 \text{ Н} \cdot \text{м} = 3730 \text{ Н} \cdot \text{см}.$$

«Напряжение в материале шин от изгиба определяется по формуле» [25]:

$$\sigma_{расч} = \frac{M_{макс}}{W}, \quad (22)$$

где W – момент сопротивления сечения, см^3 .

«При расположении шин широкими сторонами к друг другу (на ребро)» [25]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (23)$$

где b – толщина шины – равная 1,0 см;

h – высота шины – 12 см.

Таким образом:

$$W = \frac{1,0 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3.$$
$$\sigma_{расч} = \frac{3730}{24} = 155,4 \text{ Н/см}^2.$$

«Проверка шин на динамическую устойчивость выполняется по условию» [7]:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч},$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое значение напряжения в материале шин при коротком замыкании, для алюминиевых шин применяется равным $7 \cdot 10^3 \text{ Н/см}^2$.

$$7000 \text{ Н/см}^2 \geq 155,4 \text{ Н/см}^2.$$

«Таким образом, условие проверка шин на динамическую устойчивость выполнено» [7].

«Далее выполняется производится проверка шин 6 кВ на термическую стойкость» [7]:

$$S = 2 \cdot 1200 \text{ мм}^2 \geq S_{\min} = \frac{13690}{95} \cdot \sqrt{1,5} = 176,5 \text{ мм}^2.$$

«Сечение шин выше допустимого сечения, следовательно, условие проверки по термической стойкости выполнено» [7].

2.5 Выбор основного электрооборудования и его проверка

В последние годы началась тенденция замены масляных выключателей на элегазовые выключатели. Этот переход основан на нескольких факторах, которые делают элегазовые выключатели более предпочтительным выбором с точки зрения надежности, безопасности и воздействия на окружающую среду. Одной из основных причин постепенного отказа от масляных выключателей в пользу элегазовых является повышенная надежность и эффективность [9].

Элегазовые выключатели являются превосходной альтернативой масляным выключателям, поскольку они более компактны и требуют меньшего обслуживания.

«Элегазовые выключатели обеспечивают более высокий уровень надежности и безотказной работы электрической системы, что имеет решающее значение для отраслей промышленности, которые полагаются на непрерывное электроснабжение» [19].

«Элегазовые выключатели также обладают лучшими характеристиками безопасности по сравнению с масляными выключателями. Масляные выключатели подвержены риску образования опасных электрических дуг и

возгорания в случае их неисправности, в то время как элегазовые выключатели предназначены для минимизации риска подобных инцидентов» [19].

«Еще одним важным фактором, обуславливающим переход от масляных выключателей к элегазовым выключателям, является воздействие на окружающую среду. Известно, что масляные выключатели создают опасность утечки и разлива масла, что может негативно сказаться на окружающей среде» [19].

В отличие от масляных, в элегазовых выключателях используются экологически чистые изолирующие газы, такие как гексафторид серы, которые оказывают гораздо меньшее воздействие на окружающую среду [3].

«Кроме того, элегазовые выключатели в долгосрочной перспективе более экономичны благодаря более низким затратам на техническое обслуживание и более длительному сроку службы» [10].

Вместо масляных выключателей ВМТ-110Б-25/1250 предлагается установить элегазовые выключатели.

В таблице 12 приведены сравнительные характеристики элегазовых выключателей 110 кВ.

Таблица 12 – Технические характеристики выключателей ВЭБ-110

Параметр	ВЭБ-110	ВГТ-110	ВГБ-110
Номинальное напряжение, кВ	115	115	115
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126	126
Номинальный ток, А	2500	2500	2000
Ток электродинамической стойкости, кА	102	102	102
Ток термической стойкости, кА	40	40	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3	3	3
Собственное время отключения, с	0,02	0,04	0,04
Полное время отключения, с	0,05	0,06	0,06
Механический ресурс, тыс. циклов	10	5	5

Как видно по таблице 12, у выключателей ВЭБ-110 наибольший механический ресурс. Таким образом, именно они будут приняты к установке.

К тому же, основное отличие ВЭБ-110 от ВГТ — наличие встроенных трансформаторов тока.

Внешний вид элегазовых выключателей ВЭБ-110 приведен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид элегазовых выключателей ВЭБ-110

Выключатели проверяются условиям [16].

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (24)$$

Для элегазовых выключателей ВЭБ-110:

$$U_{уст} = 115 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 115 \text{ кВ}.$$

Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Проверка по номинальному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном}. \quad (25)$$

Для элегазовых выключателей ВЭБ-110:

$$I_{110кВ} = 125,5 \text{ А} \leq I_{ном} = 2500 \text{ А}.$$

Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Проверка по отключающей способности:

$$I_{КЗ}^{(3)} \leq I_{откл.ном}. \quad (26)$$

Для элегазовых выключателей ВЭБ-110:

$$I_{КЗ}^{(3)} = 3,52 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}.$$

Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{к.} \leq B_{к.ном}. \quad (27)$$

Для элегазовых выключателей ВЭБ-110:

$$B_{к.} = 2,35 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.ном} = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_c. \quad (28)$$

Для элегазовых выключателей ВЭБ-110:

$$i_{y\partial} = 8,46 \text{ кА} \leq I_c = 102 \text{ кА.}$$

Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Таким образом, выключатели приняты к установке.

Вместо трансформаторов тока ТФЗМ-110Б-1 У1, установленных в ОРУ-110 кВ ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» предлагается установить элегазовые.

Элегазовые трансформаторы тока приняты, так как они обладают рядом преимуществ [22]:

- негорючесть, благодаря применению в качестве изоляции и хладагента негорючего элегаза, который обеспечивает пожаробезопасность электроустановки;

- взрывобезопасность благодаря тому, что при электрической дуге внутри корпуса, внутреннее давление повысится значительно меньше, чем в масляных трансформаторах тока;

- экономичность, благодаря возможности использования тепловой энергии, выделяющей от трансформаторов тока для обогрева помещения электроустановки;

- малозумность, за счет того, что элегаз обладает значительно лучшими звукоизолирующими свойствами, чем трансформаторное масло;

- компактность, благодаря отсутствию расширительного бака и устройства сброса давления.

- малая масса, связанная с тем, что вес элегаза меньше, чем вес масла.

В таблице 13 приведены сравнительные характеристики элегазовых трансформаторов тока 110 кВ.

Таблица 13 – Технические характеристики трансформаторов тока

Параметр	ТОГФ-110	ТВГ-110	ТРГ-110
Номинальное напряжение	110	110	110
Наибольшее рабочее напряжение	126	126	126
Номинальный ток	800	800	800
Ток термической стойкости	40	40	40
Время протекания тока термической стойкости	3	3	3

Принятые ранее элегазовые выключатели имеют с встроенные трансформаторы тока – ТВГ-110, таким образом, именно этот тип трансформаторов тока принят к установке.

Внешний трансформаторов тока ТВГ-110 приведен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид трансформаторов тока ТВГ-110

«Проверка трансформаторов тока выполняется аналогично проверке высоковольтных выключателей» [16].

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{уст} = 115 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 115 \text{ кВ.}$$

«Элегазовые трансформаторы тока ТВГ-110 удовлетворяют условиям проверки» [16].

Проверка по номинальному току:

$$I_{110кВ} = 125,5 \text{ А} \leq I_{ном} = 800 \text{ А}.$$

«Элегазовые трансформаторы тока ТВГ-110 удовлетворяют условиям проверки» [16].

«Проверка на термическую стойкость» [16]:

$$B_k = 2,35 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.ном} = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Элегазовые трансформаторы тока ТВГ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Таким образом, трансформаторы тока ТВГ-110 отвечают условиям проверки.

Выводы по разделу 2.

Вместо масляных выключателей ВМТ-110Б-25/1250, установленных в ОРУ-110 кВ 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» предлагается установить элегазовые выключатели ВЭБ-110, так как они имеют наибольший механический ресурс. Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Принятые элегазовые выключатели имеют встроенные трансформаторы тока – ТВГ-110, таким образом, именно этот тип трансформаторов тока принят к установке. Элегазовые трансформаторы тока ТВГ-110 также удовлетворяют условиям проверки.

3 Релейная защита и автоматика

3.1 Выбор устройства РЗА

«Для защиты трансформаторов выбран блок защита «Сириус-Т» (рисунок 15)» [1].



Рисунок 15 – Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т»

«Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 6-220 кВ» [1].

«Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения» [24].

«Устройство имеет специальное исполнение «БПТ», предназначенное специально для применения на подстанциях с переменным оперативным током» [24].

3.2 Расчет дифференциальной защиты от междуфазных коротких замыканий

«Определяем вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальным токам защищаемого трансформатора на стороне ВН» [4]:

$$I_{\text{ном.в.ВН}} = \frac{I_{110\text{кВ}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (29)$$

$$I_{\text{ном.в.ВН}} = \frac{125,5}{800 / 5} = 0,8 \text{ А.}$$

«Определяем вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальным токам защищаемого трансформатора на стороне НН» [4]:

$$I_{\text{ном.в.НН}} = \frac{I_{6\text{кВ}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (30)$$

$$I_{\text{ном.в.ВН}} = \frac{2291,1}{2500 / 5} = 4,58 \text{ А.}$$

«Сначала будет выполнен расчет уставки ДЗТ-1» [1].

«Определяем отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора при КЗ на стороне НН» [1]:

$$I_{\text{КЗ.внеш}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{ном.в.ВН}}}; \quad (31)$$

$$I_{K3.внеш}^{(3)} = \frac{15810}{125,5} = 126,0 \text{ А.}$$

«Определяем уставку дифференциальной отсечки при КЗ на стороне НН по условию» [1]:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{K3.внеш}^{(3)}, \quad (32)$$

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

$K_{нб(1)}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ (поскольку на всех сторонах трансформатора вторичный номинальный ток ТТ 5 А, принимается $K_{нб(1)} = 0,7$).

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{K3.внеш}^{(3)}; \quad (33)$$

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 126,0 = 105,84 \text{ А.}$$

«Затем будет выполнен расчет уставки ДЗТ-2» [1].

«Определяем дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока» [1]:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (34)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3;

$I_{нб.расч}$ – расчётный ток небаланса, порождаемый сквозным током:

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается $K_{пер} = 2,0$;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается $K_{одн} = 1,0$;

ε — относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РПН}$ – размах РПН;

$\Delta f_{дообав}$ – слагаемое, обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, согласно данным изготовителя, $\Delta f_{дообав} = 0,04$.

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,77 \cdot I_{скв}.$$

«Определяем тормозной ток» [1]:

$$I_{торм} = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{диф})} = I_{скв} \cdot \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{дообав})}; \quad (35)$$

$$I_{торм} = I_{скв} \cdot \sqrt{1 - (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = I_{скв} \cdot 0,77.$$

«Принимаем уставку $K_{торм} = 68\%$ » [1].

«Определяем значение первой точки излома» [1]:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \cdot \frac{100}{K_{торм}}; \quad (36)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = 0,4 \cdot \frac{100}{68} = 0,59.$$

«Определяем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения» [1]:

$$I_{сз} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}; \quad (37)$$

$$I_{сз} = 125,5 \cdot 0,4 = 50,2 \text{ А.}$$

«Определяем коэффициент чувствительности при КЗ на стороне НН»
[1]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 2; \quad (38)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3050}{125,5} = 24,3 \geq 2.$$

«Чувствительность защиты соответствует требованиям ПУЭ» [1].

3.3 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению от коротких замыканий на шинах со стороны низкого напряжения

«Для максимальной токовой защиты с пуском по напряжению ток срабатывания выбирается без учета перегрузки трансформатора» [6]:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{\text{г}}}, \quad (39)$$

где $K_{отс} = 1,2$;

$K_{\text{г}} = 0,8$ для «Сириус-Т».

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 125,5}{0,8} = 188,25 \text{ А.}$$

«Напряжение срабатывания минимального реле напряжения, нормально замкнутый контакт которого включен последовательно с контактом токового реле, выбирается равным» [6]:

$$U_{cp} = \frac{(0,6 \div 0,7) \cdot U_{ном}}{K_{\epsilon}}; \quad (40)$$

$$U_{cp} = \frac{0,65 \cdot 110}{0,8} = 89,4 \text{ кВ.}$$

3.4 Расчет защиты от перегрузки

«Защита от перегрузки отстраивается от номинального тока» [1]:

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{\epsilon}}, \quad (41)$$

где $K_{отс} = 1,05$,

$$K_{\epsilon} = 0,8.$$

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05 \cdot 125,5}{0,8} = 164,7 \text{ А.}$$

«Время срабатывания защиты выбирается больше, чем время срабатывания защит от короткого замыкания (МТЗ) и принимается равным 9 с» [1].

«Защита обычно работает на сигнал» [1].

«Так как перегрузка имеет симметричный характер, то обычно используют одно реле» [1].

Выводы по разделу 3.

«Для защиты трансформаторов используется блок «Сириус-Т», представляющий собой передовой микропроцессорный блок, специально

разработанный для защиты силовых трансформаторов. Этот блок подходит как для трансформаторов с двумя обмотками, так и для трансформаторов с расщепленной обмоткой, напряжением до 220 кВ. Устройства данного типа обеспечивают надежную и эффективную защиту трансформаторов в различных эксплуатационных условиях» [1].

«В данном случае, выполнен расчет дифференциальной защиты трансформатора от междуфазных коротких замыканий, защиты от перегрузки трансформатора и максимальной токовой защиты с запуском по напряжению от коротких замыканий на шинах со стороны низкого напряжения» [1].

Этот комплекс защитных мер значительно повышает надежность и долговечность силовых трансформаторов, минимизируя риск повреждений и простоев в работе.

4 Расчет заземления и молниезащиты подстанции

4.1 Расчет заземления подстанции

«Заземляющее устройство выполняется в виде контура из полосы 50·4мм, проложенной на глубине 0,7м вокруг оборудования подстанции на расстоянии 1м от ограды. В качестве вертикальных заземлителей используются стальные прутки диаметром 10мм и длиной 3м» [10, 11].

«Сопротивление растеканию вертикального заземлителя определяется по выражению и равно» [11]:

$$R_g = \frac{0,366\rho_{расч}}{l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (42)$$

где $\rho_{расч} = k_c \cdot \rho_{зр} = 1,9 \cdot 28,57 = 54,283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$l=3\text{м}$ – длина вертикального заземлителя;

$d=0,01\text{м}$ – диаметр стержневого заземлителя;

$$R_g = \frac{0,366 \cdot 54,283}{3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 44,716 \text{ Ом.}$$

«Далее определяется расчетное количество вертикальных заземлителей по формуле» [11]:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g R_g}, \quad (43)$$

где $\eta_g = 0,47$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей.

$$n_g = \frac{44,716}{0,47 \cdot 4} = 23,785 \text{ шт.}$$

«Согласно расчетам, в данном случае потребуется 24 вертикальных заземлителя» [25].

«Далее определяется длина горизонтального заземлителя» [25]:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n_6, \quad (44)$$

где $a = 4,5 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными заземлителями.

$$l_2 = 1,05 \cdot 4,5 \cdot 24 = 113,4 \text{ м.}$$

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя равно» [11]:

$$R_2 = \frac{0,366 \rho_{расч}}{l_2} \ln \frac{l_2^2}{d \cdot t_0},$$

где $\rho_{расч} = k_c \cdot \rho_{сп} = 5,5 \cdot 28,57 = 157,135 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$t_0 = 0,7 \text{ м}$ - глубина залегания горизонтального заземлителя.

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 157,135}{113,4} \ln \frac{113,4^2}{0,5 \cdot 0,7} = 5,331 \text{ Ом.}$$

«Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta_2 = 0,258$ равно» [25]:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}; \quad (45)$$

$$R'_2 = \frac{5,331}{0,258} = 20,663 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растеканию заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя равно» [11]:

$$R' = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}; \quad (46)$$

$$R' = \frac{20,663 \cdot 4}{20,663 - 4} = 4,960 \text{ Ом.}$$

«Далее определяется уточненное количество вертикальных заземлителей согласно формуле» [25]:

$$n'_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R'_g}; \quad (47)$$

$$n'_g = \frac{44,716}{0,47 \cdot 4,960} = 19,182 \text{ шт.}$$

«Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции 20 вертикальных заземлителей» [25].

4.2 Расчет молниезащиты подстанции

«На подстанции установлено четыре молниеотвода МС-40,2 высотой 40,2 м» [11].

«Высота зоны начала действия защиты молниеотвода h_0 » [11].

$$h_0 = 0,92 \cdot h; \quad (48)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 40,2 = 37 \text{ м.}$$

«Определим зону защиты для защищаемой высоты h_x » [11].

«Радиусы зон защиты составят» [25]:

$$r_x = 1,5 \cdot h - 1,63 \cdot h_x; \quad (49)$$

$$r_x = 1,5 \cdot 40,2 - 1,63 \cdot 17 = 32,59 \text{ м.}$$

«Далее определяется минимальная высота зоны защиты двойного стержневого молниеотвода согласно формуле» [11]:

$$h_c = h_0 - 0,14 \cdot (L - h).$$

«Расчёт параметров h_c, r_{cx} для молниеотводов №1, №2» [1].

«Расстояние между молниеотводами составляет 68 м» [1]

$$h_c = 37 - 0,14 \cdot (68 - 40,2) = 33 \text{ м;}$$

$$r_c = 1,5 \cdot h; \quad (50)$$

$$r_c = 1,5 \cdot 40,2 = 60,3 \text{ м;}$$

$$r_{cx} = r_c \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}; \quad (51)$$

$$r_{cx} = 60,3 \cdot \frac{33 - 17}{33} = 29,2 \text{ м.}$$

«При данном расположении молниеотводов территория подстанции полностью находится в зоне защиты молниеотводов» [11].

Выводы по разделу 4.

Установлено, что обеспечения защитного заземления требуется 20 вертикальных заземлителей, для молниезащиты – четыре молниеотвода МС-40,2.

Заключение

Результатом работы является проект реконструкции электрической части ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш», который заключается в замене устаревшего оборудования, с целью повышения надежности системы электроснабжения.

В первом разделе выполнен анализ существующей системы электроснабжения.

Объектом исследования является ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш».

ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» является отпаечной подстанцией, питаемой по двум ВЛ 110 кВ.

Для защиты линии от сверхтоков в ОРУ-110 кВ установлены силовые масляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250 ХЛ1.

Масляные выключатели являются устаревшими и при реконструкции системы электроснабжения ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» их предлагается заменить на современные элегазовые.

Измерение силы тока в ОРУ-110 кВ осуществляется трансформаторами тока ТФЗМ-110Б и ТВГ-110.

Трансформаторы тока ТФЗМ-110Б-1 У1 выпускались в период с 1986 года по 1995 год, таким образом, как и масляные выключатели являются устаревшими и их предлагается заменить на элегазовые ТВГ-110.

Во втором выполняется расчет системы электроснабжения.

Вместо масляных выключателей ВМТ-110Б-25/1250, установленных в ОРУ-110 кВ 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» предлагается установить элегазовые выключатели ВЭБ-110, так как они имеют наибольший механический ресурс. Элегазовые выключатели ВЭБ-110 удовлетворяют условиям проверки.

Принятые элегазовые выключатели имеют встроенные трансформаторы тока – ТВГ-110, таким образом, именно этот тип

трансформаторов тока принят к установке. Элегазовые трансформаторы тока ТВГ-110 также удовлетворяют условиям проверки.

Третий раздел посвящен релейной защите.

Для защиты трансформаторов ПС 110/6 кВ «Тормозная-Канаш» выбран микропроцессорный блок «Сириус-Т»

Этот комплекс защитных мер значительно повышает надежность и долговечность силовых трансформаторов, минимизируя риск повреждений и простоев в работе.

В четвертом выполнен расчет заземления и молниезащиты. Установлено, что обеспечения защитного заземления требуется 20 вертикальных заземлителей, для молниезащиты – четыре молниеотвода МС-40,2.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Агафонов А. И. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. Бузинов О.А. Расчет токов трехфазных коротких замыканий в сетях напряжением выше 1000 В. Тобольск : ТюмГНГУ, 2013. 44 с.
3. Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. М. : Синтег, 2015. 176 с.
4. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2024. 191 с.
5. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М. : ИПК Издательство стандартов, 1999. 5 с.
6. Дорохин Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики: учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2024. 410 с.
7. Крючков И. П., Электрическая часть электростанций и подстанций. М. : МЭИ, 2015. 544 с.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М : Интернет Инжиниринг, 2006. 672 с.
9. Курбатов П.А. Электрические и электронные аппараты. М. : Юрайт, 2016. 440 с.
10. Лыкин А.В. Электроэнергетические системы и сети. М. : Юрайт, 2022. 360 с.
11. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М. : Альфа-Пресс, 2015. 224 с.
12. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022.
13. Петухов Р. А. Электроснабжение: учеб. пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.

14. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. утв. приказом Министерства энергетики РФ № 380 от 23.06.2015 г. // Консультант плюс: справочно-правовая система.

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. утв. приказом Министерства энергетики РФ № 6 от 13.01.2003 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

16. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6 и 7 изданий с изменениями и дополнениями). М. : КНОРУС, 2022. 487 с.

17. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок: РТМ 36.18.32.4-92. Тяжпромэлектропроект, 1992. 5 с.

18. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М. : ЭНАС, 2002. 20 с.

19. Рысев П. А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения. Тюмень : ТИУ, 2017. 85 с.

20. Сибикин Ю. Д, Сибикин М.Ю. Электроснабжение: учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.

21. Сибикин Ю. Д, Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : учеб. пособие. М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2024. 367 с.

22. Степанов В.М., Косырихин В.С. Проектирование систем электроснабжения объектов. Тула : ТулГУ, 2015. 368 с.

23. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.

24. Шаталова Н. В. Электрические машины: учеб. пособие для обучающихся по направлению 13.13.02. Тюмень : ТИУ, 2016. 131 с.

25. Шлык Ю. К., Кречина Г.С., Сидоров С.В. Основы теории электрических цепей: учеб. пособие. Тюмень : ТИУ, 2017. 264 с.