

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 110/35/10 кВ «Новые Покачи» в связи с износом электрооборудования

Обучающийся

П.В. Криницын

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

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

Тольятти 2023

## **Аннотация**

Темой данной работы является реконструкция электрической части подстанции ПС-110/35/10 кВ «Новые Покачи» с целью повышения ее эффективности в связи с износом электрооборудования. В результате проведенных работ была осуществлена реконструкция подстанции, которая включает расчет нагрузок трансформаторов, выбор коммутационной и защитной аппаратуры, а также расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторов для собственных нужд.

Были проведены необходимые расчеты токов короткого замыкания, а также принято решение о выборе силового оборудования на стороне 110, 35 и 10 кВ. Также уделялось внимание вопросам охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.

В ходе выполнения проекта были проведены проверки и модернизация систем охранно-пожарной сигнализации. Также установлена новейшая система контроля. В результате этих действий надежность и безопасность работы подстанции значительно улучшены.

В работе представлены страниц текста, а также содержится рисунков, таблицы и источников.

Графическая часть представлена на 6 чертежах формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика подстанции 110/35/10 кВ «Новые Покачи» .....	6
1.1 Общая характеристика подстанции .....	6
1.2 Однолинейная схема электрических соединений подстанции .....	6
1.3 Характеристика электрического оборудования подстанции .....	7
1.4 Обоснование необходимости реконструкции подстанции .....	10
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции. Выбор мощности и конструкции трансформаторной подстанции .....	11
2.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции .....	13
2.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции .....	15
3 Расчёт и выбор оборудования. Энергосберегающие мероприятия .....	17
3.1 Расчет токов короткого замыкания.....	17
3.2 Расчёт и выбор оборудования на стороне 110 кВ .....	25
3.3 Расчёт и выбор оборудования на стороне 35 кВ .....	36
3.4 Расчёт и выбор оборудования на стороне 10 кВ .....	40
3.5 Расчет электрического освещения подстанции.....	45
3.6 Расчет системы электроснабжения собственных нужд подстанции.....	49
3.7 Разработка энергосберегающих мероприятий подстанции .....	55
4 Релейная защита и автоматика элементов подстанции.....	61
4.1 Выбор токовых защит .....	61
4.2 Расчет токов КЗ.....	62
4.3 Выбор уставок терминалов защиты.....	68
Заключение .....	77
Список используемой литературы .....	78

## Введение

«Организация ООО «Лукойл-энергосети» является специализированным энергосервисным предприятием, занимающимся эксплуатацией и ремонтом электросетевого и электротехнологического оборудования, объектов распределенной генерации, объектов тепловодоснабжения и водоотведения» [1]. Основанная в 2008 году, организация является 100% дочерним обществом ПАО «Лукойл».

Общество также предоставляет услуги по производству и транспорту тепловой энергии, водоснабжению и водоотведению. Начиная с 01 июня 2023 года, организация добавляет в свою деятельность энергосбытовую деятельность, поставляя электрическую энергию и мощность с оптового и розничного рынков для организаций Группы «Лукойл» и предприятий, не входящих в Группу. В зависимости от конкретных условий и возможностей подстанции, она может обеспечивать электроснабжение населенных пунктов.

«Она является правопреемником ООО «Лукойл-энергосервис», имеющего более чем 20-летний успешный опыт работы в сфере энергоснабжения. Лукойл-энергосети является одним из крупнейших предприятий Группы, насчитывающим более 7570 сотрудников» [1].

ООО «Лукойл-энергосети» является основным оператором энергоснабжения в городе Покачи и ответственно обеспечивает надежное электроснабжение для населенных пунктов, промышленных предприятий и организаций. Подстанция 110/35/10 кВ "Новые Покачи" входит в инфраструктуру организации и является одним из ключевых объектов ее электросетевого комплекса. Реконструкция данной подстанции становится неотложной задачей для обновления и обеспечения эффективного электроснабжения в данном районе.

Были проведены необходимые расчеты токов короткого замыкания, а также принято решение о выборе силового оборудования на стороне 110, 35

и 10 кВ. Также уделялось внимание вопросам охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.

Целью проекта является реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Новые Покачи» в связи с износом электрооборудования. В рамках проекта рассматриваются вопросы, такие как обоснование необходимости реконструкции подстанции, определена основная схема, расчет мощности подстанции, выбор необходимого количества и мощности силовых трансформаторов, также проведён расчет токов короткого замыкания на сторонах 10 кВ. Осуществлен подбор электрооборудования для подстанции, выбор защит силовых трансформаторов и расчет электрической системы освещения ОРУ.

Проект является актуальным и практически значимым, он позволит совершенствовать энергетическую инфраструктуру энергоснабжения.

# 1 Характеристика подстанции 110/35/10 кВ «Новые Покачи»

## 1.1 Общая характеристика подстанции

Подстанция «Новые Покачи» расположена в Ханты-Мансийском автономном округе, городе Покачи и оказывает услуги по электроснабжению. Подчинена обществу с ограниченной ответственностью «Лукойл-Энергосети».

## 1.2 Однолинейная схема электрических соединений подстанции

Подстанция является транзитной подстанцией и запитывается от ВЛ-110 кВ «Северо-Поточная» и ВЛ-110 кВ «Покачёвская».

На подстанции «Новые Покачи» установлено два трансформатора: Т1 110/35/10 кВ мощностью 6,4 МВ×А и Т2 35/10 мощностью 4,0 МВ×А. Характеристики отходящих линий 10 кВ приведены в таблице 1:

Таблица 1– Характеристики отходящих линий 10 кВ

Отходящие линии	Длина, км	Марка и сечение кабеля	Секция шин	Потребители
10 кВ				
ВЛ – 350	15,38	АС – 50	II	Бытовой сектор
ВЛ – 351	10,38	АС – 70	II	Бытовой сектор
ВЛ – 352	5,6	АС – 50	II	Бытовой сектор
ВЛ – 354	8,06	АС – 70	II	Бытовой сектор
ВЛ – 356	8,06	АС – 70	II	Бытовой сектор
ВЛ – 359	15,38	АС – 50	I	Бытовой сектор
ВЛ – 361	10,38	АС – 50	I	Бытовой сектор
ВЛ – 362	5,6	АС – 50	I	Бытовой сектор
ВЛ – 363	8,06	АС – 70	I	Бытовой сектор

### 1.3 Характеристика электрического оборудования подстанции

На территории подстанции находятся два силовых трансформатора.

Характеристики трансформаторов показаны в таблице 2:

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов

Характеристика	Описание трансформаторов	
	ТМТН – 6 300 / 110	ТМН – 4 000 / 35
Завод-изготовитель	Запорожский трансф. завод	Запорожский трансф. завод
Год выпуска	1991	1993
Год установки	1991	1993
Номинальная мощность, кВА	6 300	4 000
Номинальное напряжение, кВ	115/38,5/11	38,5/11
Тип РПН	РС- 9 с приводным механизмом МZ – 4 (София)	РНТА – У – 35/125 с моторным приводом ПДП - 1
Рх, кВт	12,2	5,91
Рк, кВт	38,3	33,9
Uк, %	6,2	7,27
Iх, %	0,91	0,65

Для подключения силовых трансформаторов к высоковольтным вводам подстанции были установлены трансформаторы тока серии ТВТ-110. Коэффициент трансформации этих трансформаторов составляет  $n_{тт}=600/5$ , а номинальный первичный ток равен 200 А. Для среднего напряжения были выбраны трансформаторы тока серии ТВ-35 с коэффициентом трансформации  $n_{тт}=150/5$ . На стороне низкого напряжения были установлены трансформаторы тока серии ТОЛ-10.

К трансформатору ТМТН – 6 300/110 и ТМН – 4 000/ 35 подключены трансформаторы собственных нужд ТМГ – 160/10.

Характеристики трансформаторов показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики трансформаторов

Тип	ТМГ – 160 / 10 – У1
Номинальная мощность, кВт	160
Номинальное напряжение ВН, В	
ВН-1	10 250
ВН-2	10 000
ВН-3	9 750
ВН-4	9 500
Номинальное напряжение НН, В	400
Номинальный ток ВН, А	9,25
Номинальный ток НН, А	231,0
Схема и группа соединений обмоток	Y / Yo
Напряжение КЗ, %	4,36
Масса (полн./масла), кг	780 / 210
Год изготовления	1993
Завод-изготовитель	Минский

Для каждой секции шин низкого напряжения были установлены два трансформатора напряжения модели НАМИ-10. В ячейке подключения трансформаторов напряжения к шинам 10 кВ использовались разъемные контакты выкатных тележек с предохранителями ПНО.1-10 УЗ.

«Трансформаторы тока служат для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения» [2].

Разъединители РДЗ-1(2) – 110/1000 и РДЗ-1(2) – 35/1000 напряжением 110 кВ и 35 кВ, с одним или двумя комплектами заземляющих ножей, номинальный ток 1000 А, установленные в ячейках 110 кВ и 35 кВ, трёхфазные, наружной установки. Разъединители оборудованы ручными приводами типа ПР-У1.

На стороне 110 кВ один выключатель марки ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1. Номинальный ток 1250 А, 1991 г. изготовления. На стороне 35 кВ стоит 3



выключателя С-35 М-630-10. Тип привода пружинно-грузовой серии ПП-67. 1991 г. изготовления. На стороне 10 кВ стоит: на вводах 10 кВ (2 шт.) ВК-10-20-1600, на секционной перемычке и на отходящих линиях (11 шт.) ВК-10-20-630. Тип привода встроенный пружинный.

«Для защиты от перенапряжений на подстанции были установлены разрядники РВС-110 и РВС-35 на сторонах 110 кВ и 35 кВ соответственно, а также разрядник РВО-10 на стороне 10 кВ. Кроме того, на подстанции установлены механические реле защиты» [4]. В таблице 4 приведены виды защит, применяемые для всех защищаемых объектов.

Таблица 4 – Релейная защита на подстанции

Защищаемый объект	Вид защиты											
	Ток. отсечка	МТЗ-110	МТЗ-35	МТЗ-10	Диф. защита	Газовая	Перегр.	Дист.	АПВ (1 кр.)	ЗДЗ	Защита от замыканий на землю	АЧР (ЧАПВ)
Тр-р ТМТН – 6 300/110	-	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
Тр-р ТМН – 4 000/35	-	-	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
I-я СШ 10 кВ	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
II-я СШ 10 кВ	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
ВЛ – 350	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 351	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 352	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 354	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 356	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 359	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 361	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 362	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 363	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+

Все виды защит служат для обеспечения защиты электрических систем и оборудования от возможных аварий, перегрузок, утечек и повреждений.

#### **1.4 Обоснование необходимости реконструкции подстанции**

В настоящее время практически все оборудование подстанции "Новые Покачи" эксплуатируется уже около 30 лет и технически и морально устарело. Многие элементы оборудования отсутствуют.

По результатам обследования нужна реконструкция, включающей следующее:

- реконструкция существующих ОРУ 110 кВ и 35 кВ и выбор нового оборудования; схема ОРУ 10 кВ будет сохранена, имеющиеся выключатели следует заменить с масляных на вакуумные.
- установка системы непрерывного контроля основных параметров трансформаторов.
- замена ТТ (трансформаторы тока) и ТН (трансформаторы напряжения).
- замена вспомогательных трансформаторов.
- существующие устройства релейной защиты и автоматики будут заменены на устройства нового поколения на базе микропроцессорной техники.
- адаптация объектов к современным требованиям промышленной санитарии, экологии и охраны окружающей среды.
- требуется также замена масляных выключателей 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ, введенных в эксплуатацию в 1991 году. Сейчас потеряны почти все руководства и инструкции, не производятся детали.

Выводы по разделу: для улучшения надежности работы и повышения качества электроэнергии, необходима модернизация. Для увеличения надежности в последнее время существует тенденция замены масляных выключателей на элегазовые и вакуумные.

## 2 Расчёт электрических нагрузок подстанции. Выбор мощности и конструкции трансформаторной подстанции

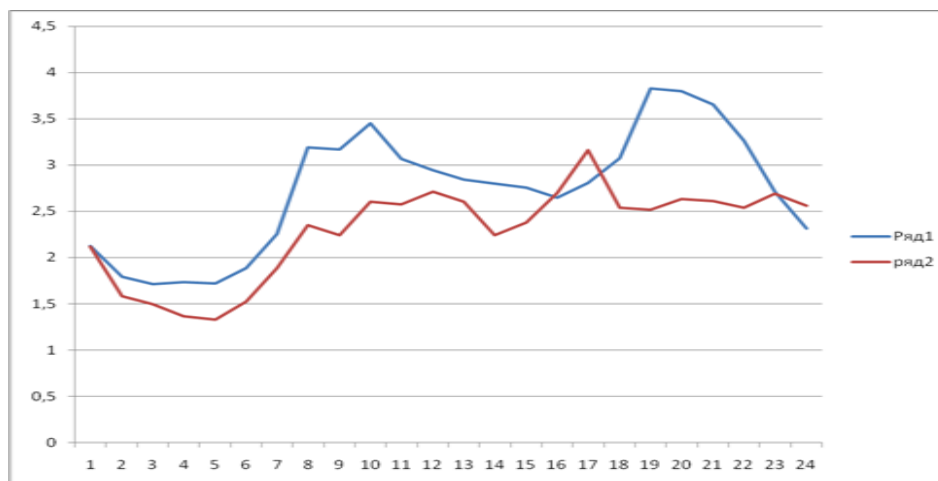
«Количество трансформаторов выбирается в зависимости от категории потребителей, типа и мощности подстанции. В расчетах используем данные о нагрузках подстанции, полученные на предприятии в ходе практики» [3].

На подстанции устанавливаются два трансформатора, так как есть потребители первой категории. Нагрузку напряжением 35 кВ составляют промышленные потребители, нагрузку 10 кВ – общебытовые потребители. В таблице 5 представлены графики нагрузки.

Таблица 5 – Графики зимней и летней нагрузки на 10 кВ подстанции

Интервал времени	$P_{зима}$	$Q_{зима}$	$S_{зима}$	$P_{лето}$	$Q_{лето}$	$S_{лето}$
час	МВт	Мвар	МВ·А	МВт	Мвар	МВ·А
1	2	3	4	5	6	7
0-2	1,69	0,820	1,876	1,56	0,736	1,732
2-4	1,52	0,806	1,724	1,22	0,680	1,397
4-6	1,77	0,830	1,953	1,38	0,770	1,577
6-8	2,71	0,943	2,869	1,95	0,916	2,159
8-10	3,00	1,176	3,229	2,02	1,126	2,473
10-14	2,67	1,250	2,951	2,32	1,124	2,631
14-16	2,55	1,156	2,797	2,14	1,096	2,408
16-18	2,49	1,133	2,736	2,28	1,503	2,747
18-20	3,02	1,160	3,238	2,29	1,470	2,739
20-22	3,53	1,283	3,758	2,27	1,240	2,584

График нагрузки представлен на рисунке 1.



Ряд 1 – Зима. Ряд 2 –Лето.

Рисунок 1 – График комплексной нагрузки на напряжение 10 кВ проектируемой подстанции.

Предполагаемые нагрузки потребителей по годам имеются в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузки потребителей по годам с учетом роста

Наименование нагрузки			Нагрузки по годам, МВт		
			2023 г. (отчет)	2025 г.	2029 г.
Шины 10 кВ	нн	МВт	4,6	6,8	8,9
	нн	МВар	2,35	3,15	3,9
	нн	МВ·А	5,16	7,49	9,7
Шины 35 кВ	нс	МВт	2,9	3,4	3,6
	нс	МВар	1,15	1,71	2,18
	нс	МВ·А	3,14	3,80	4,2
Итого	нв	МВт	7,5	10,2	12,5
	нв	МВар	3,5	4,86	6,08
	нв	МВ·А	8,3	11,3	13,9
Коэффициент мощности $\cos\varphi = P_{\text{сум}} / S_{\text{сум}}$			0,9		

## 2.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции

«Задача выбора трансформаторов на подстанции делится на две части. Вначале выбирается число трансформаторов на подстанции. При её решении исходят из требований надежности электроснабжения потребителей, питаемых через данные трансформаторы.

Затем производится определение мощности каждого из трансформаторов. В случае однитрансформаторной подстанции мощность трансформатора  $S_T$  должна быть не менее мощности потребителей  $S_P$ , которые питаются от него» [3].

$$S_T \geq S_P, \quad (1)$$

а коэффициент загрузки трансформатора  $K_3$  должен составлять около 0,9, что можно вычислить с помощью соответствующей формулы:

$$K_3 = \frac{S_P}{S_T}. \quad (2)$$

Высчитаем мощность:

$$\begin{aligned} \sum S_n &= S_1 + S_2; \\ \sum S_n &= 9,7 + 4,2 = 13,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned} \quad (3)$$

Мощность трансформаторов рассчитывается с помощью следующего выражения:

$$S_{расч} = \frac{\sum S_n}{k_{ав} \cdot (n-1)}, \quad (4)$$

где  $S_{расч}$  – расчетная мощность, МВ×А;

$S_H$  – общая мощность всех потребителей, МВ×А;

$k_{ав} = 1,4$  – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора;

$n$  – количество трансформаторов.

$$S_{расч} = \frac{13,9}{1,4 \cdot (2-1)} = 9,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформаторы ТДТН-10000/110 и ТДН-10000/110. В таблице 7 приведены характеристики.

Таблица 7 – Заводские данные выбранных трансформаторов

Характеристика	Описание трансформаторов	
	ТДТН-10000/110	ТДН-10000/110
Завод-изготовитель	Запорожский трансф. завод	Запорожский трансф. завод
Номинальная мощность, кВА	10 000	10 000
Номинальное напряжение, кВ	115/38,5/11	115/11
$P_x$ , кВт	30,4	30,4
$P_k$ , кВт	78,8	55,2
$U_k$ , %	18,9	10,3
$I_x$ , %	0,28	0,28

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме был найден с использованием формулы (2) и составил  $k_3^{норм} = 0,5$ . Также был найден коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме (при аварийном отключении любого трансформатора) с использованием той же формулы (2) и он составил  $k_3^{n/ав} = 0,993$ .

«Оптимальный коэффициент загрузки двухтрансформаторной подстанции в нормальном режиме составляет 0,7, а коэффициент аварийной

перегрузки  $\leq 1,4$ » [9]. Из результатов расчетов видно, что трансформаторы работают с недостаточной загрузкой.

«Из анализа полученных расчетов вытекает целесообразность замены трансформаторов Т-1 и Т-2. Даже при увеличении нагрузки со стороны потребителей, трансформаторы на подстанции в нормальном режиме смогут обеспечить требуемую мощность» [5].

## **2.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции**

«При проектировании главной схемы подстанции учитывается разработанная схема развития электрических сетей системы или района.

Для распределительных устройств (РУ) напряжением 35 кВ и выше в зависимости от числа цепей и ответвлений применяются следующие схемы электрических соединений: блок трансформатор-линия (с выключателем или без него, с разъединителем или короткозамыкателем), мостик, одна секционированная система сборных шин» [23].

«Выбор и обоснование электрических схем распределительных устройств при модернизации подстанции должен основываться на следующих требованиях:

- надежность электроснабжения всех потребителей понизительной подстанции;
- простота в эксплуатации, т.е. использование более простых электрических схем;
- возможность «быстрой адаптации» электрической схемы к любым режимам работы (аварийный, ремонтный, испытания) электроустановки;
- компактность электрической схемы;
- экологическая безопасность используемой схемы;
- высокие технико-экономические показатели;
- автоматическое управление подстанцией.

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием типовых схем РУ 35—750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании.

При реконструкции понизительной подстанции размещение подстанции останется неизменным, т.е. подстанция будет располагаться на той же площадке» [4].

Для данной подстанции можно использовать электрические схемы: «110–5Н» и «110-5АН», согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ОАО «ФСК ЕЭС»

Согласно этому ОРУ – 110 кВ выполняем по схеме 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Главное достоинство выбранной схемы является сохранение транзита мощности при повреждении в трансформаторе.

«Особенность данной схемы состоит в том, что при аварийной ситуации в линии автоматически отключается поврежденная линия и трансформатор. При аварии на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две линии и два источника питания» [4].

«Выбираем РУ НН на напряжение 35,10 кВ. Схему РУ выбираем одиночную секционированную систему шин» [12].

Выводы по разделу: в данном разделе были рассмотрены данные о загрузке трансформаторов. Выбраны трансформаторы ТДТН – 10000 /110/35/10 - У1 и ТДН – 10000/110 - У1 в связи с тем, что в данной подстанции устарело оборудование: трансформаторы 90-х годов выпуска, мощности трансформатора Т2 недостаточно для надежного обеспечения электроэнергией сельскохозяйственных и других потребителей и с учетом прогнозируемого роста электрической нагрузки. «Выбрали ОРУ-110 кВ по схеме Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [3].



### **3. Расчёт и выбор оборудования. Энергосберегающие мероприятия**

#### **3.1 Расчет токов короткого замыкания**

«Расчет токов короткого замыкания (далее токов КЗ) выполняется для определения требований к новой коммутационной аппаратуре для объектов рассматриваемой сети, проверки соответствия параметров устойчивости установленной аппаратуры к ожидаемым значениям токов короткого замыкания и выбора необходимых мероприятий для снижения значений последних (если это требуется)» [5].

При проектировании подстанции необходимо учитывать различные виды короткого замыкания (КЗ) в трехфазной сети. «Виды КЗ включают трехфазные, двухфазные, однофазные и двойные замыкания на землю.

Однако, при выборе или проверке параметров электрооборудования, наиболее распространенным и расчетным видом КЗ считается трехфазное короткое замыкание» [16]. Это связано с его наибольшей значимостью и влиянием на работу системы.

«Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и режимов работы всех элементов системы электроснабжения сложен. Поэтому для решения большинства практических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкости, а, следовательно, и емкостные токи в воздушных и кабельных сетях;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов» [5].

«Чтобы высчитать токи короткого замыкания (КЗ) нужно составить расчетную схему электроснабжения. Потом на её основе построить схему замещения. Расчетная схема - это упрощенная однолинейная схема, на ней указываются элементы системы электроснабжения, их параметры, влияющие на ток КЗ. Схема замещения соответствует расчетной схеме. На ней магнитные связи заменены электрическими. Элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями» [17].

«Для определения токов КЗ на расчетной схеме выбирают характерные точки, где токи имеют максимальные значения. Обычно это сборные шины ГПП, РУ, РП или начало питающих линий. Точки КЗ нумеруются в порядке их рассмотрения, начиная с высших ступеней. На основе расчетной схемы составляется простая схема замещения, которая позволяет упростить расчеты путем последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и обратно.

Ток короткого замыкания (КЗ) определяется выражением:

$$I_{KЗ}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot \sum X}, \quad (5)$$

где  $E$  – приведенное ЭДС системы или генератора;

$\sum X$  – суммарное приведенное индуктивное сопротивление от источника питания до точки КЗ, где-то вместо  $\sum X$  в формуле подставлена  $\sum Z$  - полное приведенное сопротивление от источника питания до точки КЗ» [17].

«Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости нужно знать наибольшее мгновенное значение тока КЗ, его называют ударным током и определяют по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\partial}, \quad (6)$$

где  $I_{no}$  – значение составляющей тока КЗ в начальный момент;  
 $K_{уд}$  – ударный коэффициент» [5].

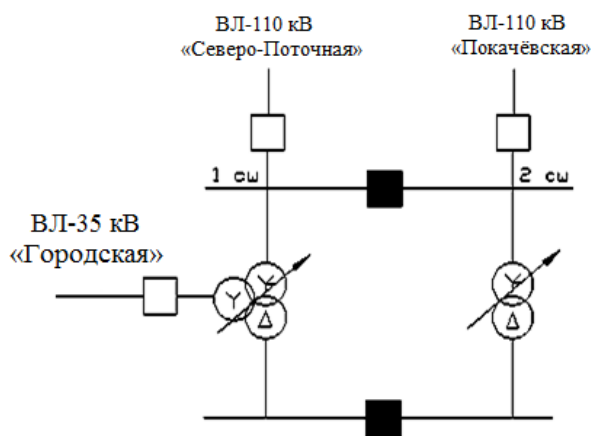


Рисунок 2 – Расчетная схема сети

«В схему замещения входят все элементы. Это силовые трансформаторы и все индуктивные сопротивления. Эти трансформаторы подстанции работают отдельно друг от друга на шинах низкого напряжения. Это сделано для снижения уровня токов короткого замыкания в электрической сети» [8]. Схема замещения представлена на рисунке 3.

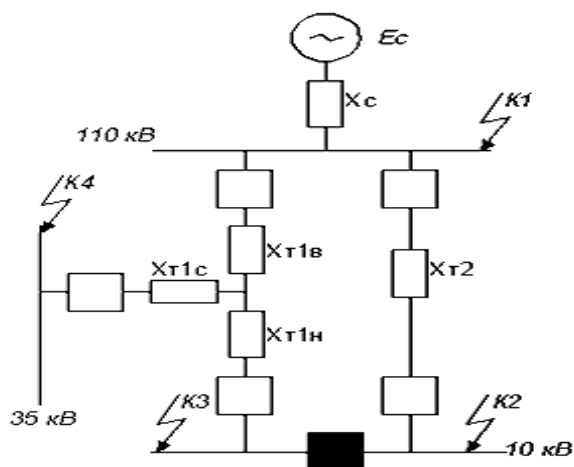


Рисунок 3 – Схема замещения сети

«Для определения базисной мощности принимаем значение  $S_6 = 100$  МВ×А. В качестве базисных напряжений выбираем средние номинальные значения напряжений в сети:  $U_{61} = 115$  кВ,  $U_{62} = 37$  кВ,  $U_{63} = 10,5$  кВ. Эти базисные напряжения определены на основе точек (К3) в расчетной схеме подстанции» [8]. Подразумевается, что точка К1 относится к шинам высокого напряжения. Точки К2 и К3 – шинам низкого напряжения, а точка К4 – шинам среднего напряжения.

Базисные токи определяются с использованием следующей формулы:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (7)$$

где  $U_6$  – базисное напряжение, кВ.

Рассчитаем и получим по формуле (7):

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

«Для определения сопротивления элементов схемы замещения, сопротивление системы будет вычислено следующей формулы:

$$X_C = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПО}}, \quad (8)$$

где  $I_{ПО}$  – периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения в максимальном  $I_{ПО \max} = 6,7$  кА и минимальном  $I_{ПО \min} = 3,94$  кА режимах» [8].

Приводим расчет максимального режима:

$$X_C = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,7} = 9,91 \text{ Ом.}$$

Определим базисное сопротивление:

$$X_{Cб} = \frac{U^2}{S_b}; \quad (9)$$

По формуле (9) получили  $X_{Cб} = 132,25 \text{ Ом}$ .

Сопротивление системы в относительных выразить таким образом:

$$X_{C*} = \frac{X_C}{X_{Cб}}; \quad (10)$$

По формуле (10) получили  $X_{C*} = 0,075$ .

Сопротивление трансформаторов определяем по формуле:

$$X_T = \frac{U_C \cdot S_B}{100 S_T}; \quad (11)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$S_T$  – номинальная мощность трансформатора, МВ×А.

Для трехобмоточного трансформатора Т1 для максимального режима

$$\begin{aligned} U_{KB} &= \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}); \\ U_{KC} &= \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \end{aligned} \quad (12)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}).$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (9,5 + 16,4 - 6,71) = 9,595\%;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (9,5 + 6,71 - 16,4) \approx 0;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (16,4 + 6,71 - 9,5) = 6,805\%.$$

Сопротивление обмоток трансформатора Т1 по формуле (11) будут равны:

$$X_{T1B} = \frac{9,595}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,959;$$

$$X_{T1C} = 0;$$

$$X_{T1H} = \frac{6,805}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,68.$$

Для двухобмоточного трансформатора Т2 сопротивление может быть вычислено с использованием формулы (11). Рассчитаем и получаем  $X_{T2} = 0,87$ . Произведем расчет тока КЗ в точке К4. Для этого упростим схему замещения, преобразуя ее к более удобному виду, и результат на рисунке 4.

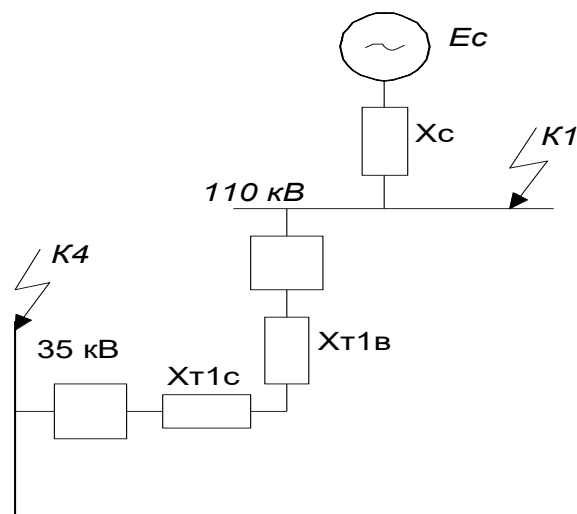


Рисунок 4 – Упрощенная схема замещения на стороне 35 кВ

В схеме замещения, указанной на рисунке 4, вычислено следующее:

$$X_{CVM1} = X_{T1C} + X_{T1B} + X_C;$$
$$X_{CVM1} = 0 + 0,959 + 0,075 = 1,034.$$

Для расчета ЭДС системы можно использовать следующую формулу:

$$E_C = 1 + X_{C*} \cdot \sin\varphi; \quad (13)$$
$$E_C = 1 + 0,075 \cdot 0,436 = 1,033.$$

Тогда ток короткого замыкания в относительных единицах можно выразить следующим образом:

$$I_{к4}^* = \frac{E_C}{X_{CVM1}}; \quad (14)$$
$$I_{к4}^* = \frac{1,033}{1,034} = 0,998.$$

Ток КЗ, выраженный в именованных единицах, составляет:

$$I_{к4} = I_{к4}^* \cdot I_{б2}; \quad (15)$$
$$I_{к4} = 0,998 \cdot 1,560 = 1,558 \text{ кА.}$$

$$I_{к4} = I_{к4}^* \cdot I_{б2} = 0,998 \cdot 1,560 = 1,558 \text{ кА.}$$

Ударный ток может быть рассчитан следующей формулы (6):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,558 = 3,552 \text{ кА.}$$

Для определения тока короткого замыкания в точке К2 и упрощения схемы замещения, представим ее на рисунке 5.

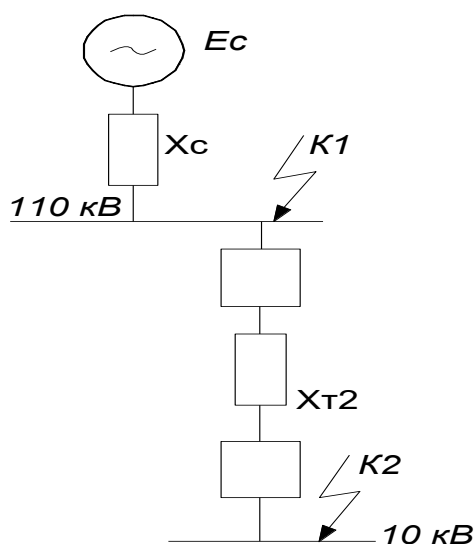


Рисунок 5 – Упрощённая схема замещения на стороне 10 кВ

Суммарное сопротивление данной схемы замещения можно определить путем суммирования сопротивлений всех элементов, учитывая их соединения и конфигурацию.

$$X_{\text{СУМ}2} = X_{\text{T}2} + X_{\text{C}};$$

$$X_{\text{СУМ}2} = 0,075 + 0,87 = 0,945.$$

Ток короткого замыкания в точке К2, выраженный в относительных единицах, будет равен:

$$I_{\text{К}2}^* = \frac{E_{\text{C}}}{X_{\text{СУМ}2}}; \tag{16}$$

$$I_{\text{К}2}^* = \frac{1,033}{0,945} = 1,093.$$

Ток короткого замыкания в точке К2, выраженный в именованных единицах, будет равен:



$$I_{к2}=I_{к2}^* \cdot I_{б3}; \quad (17)$$

$$I_{к2}=1,093 \cdot 5,499=6,009 \text{ кА.}$$

$$I_{к4} = I_{к4}^* \cdot I_{б2} = 0,998 \cdot 1,560 = 1,558 \text{ кА.}$$

Ударный ток может рассчитывается следующей формулой (6):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 6,009 = 11,642 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов короткого замыкания занесём в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчета токов КЗ в максимальном режиме

Ток	Точка короткого замыкания			
	К1	К2	К3	К4
$I_k$ , о.е.	-	1,04	0,6	0,99
$I_k$ , кА	6,7	6,01	3,3	1,56
$i_y$ , кА	15,26	13,68	7,54	3,55

Расчет токов КЗ минимального режима такой же и изображения не требует, а результаты расчета токов КЗ занесём в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ в минимальном и максимальных режимах

Точка кз		1	2	3	4
Режим питания	$I_{кмин}$ , кА	3,94	5,015	2,877	1,27
	$I_{кмах}$ , кА	6,7	6,009	3,311	1,558

Приступим к выбору оборудования.

### 3.2 Расчёт и выбор оборудования на стороне 110 кВ

Выберем выключатели и разъединители на стороне 110 кВ.

«Выключатели выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (18)$$

где  $U_{\text{уст}}$  – напряжение установки, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение аппарата, кВ.

- по рабочему утяжеленному току:

$$I_{\text{раб.ут.}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (19)$$

где  $I_{\text{раб.ут.}}$  – рабочий утяжеленный ток, А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток аппарата, А.

- по отключающей способности:

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{ном.откл.}}, \quad (20)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – сверхпереходной ток короткого замыкания;

$I_{\text{ном.откл.}}$  – номинальный ток отключения выключателя» [13].

«Выбранный выключатель проверяем:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (21)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ, кА;

$I_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости, кА.

- на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{м}}^2, \quad (22)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, определяется по формуле:

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (23)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ, кА;

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

$T_a$  – постоянная времени, с.

$I_T$  – предельный ток термической стойкости, кА.

$t_T$  – время протекания тока термической стойкости, с.» [13].

Следует отметить, что короткое замыкание, рассчитанное при испытаниях на электрическую и термическую стойкость, является трехфазным.

Чтобы определить максимальный рабочий ток, нужно провести расчет отключением одного из трансформаторов.

При этом следует учитывать максимальную загрузку оставшихся трансформаторов. Это является очень важным моментом для обеспечения надежной работы оборудования и подстанции.

При расчете необходимо учитывать номинальные мощности трансформаторов и напряжение сети.

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad (24)$$

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{13900}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,96 \text{ A.}$$

«Для определения термического импульса короткого замыкания используется формула (23).

$$B_k = 6,7^2 \cdot (1,026 + 0,02) = 46,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 10 представлены результаты расчета, касающиеся выбора выключателя» [3].

Таблица 10 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные GL312F1/4031P/VP	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 72,96 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 15,26 \text{ кА}$	$I_{дин} = 78 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 46,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 40 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$

К установке принимаем выключатель GL312F1/4031P/VP фирмы AREVA Energietechnik GmbH.

«Разъединители и выключатели нагрузки выбирают по номинальному напряжению  $U_{ном}$ , номинальному длительному току  $I_{ном}$ , а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость» [25].

Выключатели нагрузки также проверяются дополнительно по току отключения.

$$I_{раб.ут.} \leq I_{откл.} \quad (25)$$

Поскольку расчеты для выключателей и разъединителей совпадают, представляем выбор в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные РГН-2-110.П/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст.}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.раз.}$
$I_{раб.уг}=72,96 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{раб.уг} < I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд}=15,26 \text{ кА}$	$I_{дин}=80 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k=46,95 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T=31,5 \text{ кА}; \quad t_T=3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T=2977 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$

К установке принимаем выключатель РГН-2-110.П/1000 УХЛ1.

Выберем трансформаторы тока на стороне 110 кВ.

«Выбор трансформаторов тока (ТТ) производится по следующим условиям:

- по напряжению установки

$$U_{уст} < U_{ном}; \quad (26)$$

- по току (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т.к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей);

$$I_{раб. макс} < I_{ном} \quad (27)$$

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (28)$$

где  $k_{эд}$  – кратность динамической устойчивости по каталогу;

$I_{ном}$  – номинальный первичный ток ТТ, А.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин РУ, поэтому такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

— по термической стойкости:

$$B_K \leq (k_T \cdot I_{1НОМ})^2 \cdot t_T, \quad (29)$$

где  $k_T$  – кратность термической стойкости (справочные данные);

$t_T$  – допустимое время протекания тока термической стойкости, с;

$B_K$  – расчетный импульс квадратичного тока к.з. (тепловой импульс);

— по вторичной нагрузке:

$$Z_2 < Z_{2НОМ}, \quad (30)$$

где  $Z_{2НОМ}$  – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом;

$Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ, Ом.

Индуктивное сопротивление вторичных цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_K, \quad (31)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов, Ом,

$I_{2НОМ}$  – номинальный вторичный ток ТТ, А;

$S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами, В×А;

$r_{\text{пров}}$  – сопротивление измерительных проводов (зависит от длины и сечения соединительных проводов), Ом;

$r_K$  – переходное сопротивление контактов ( $r_K = 0,05$  Ом при 3 приборах и  $r_K = 0,1$  Ом при большем числе приборов).

Из выражения (31) определим сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_K. \quad (32)$$

Зная  $r_{\text{ПР}}$ , можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (33)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода ( $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$

для медных жил, а  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  для алюминиевых);

$l_{\text{РАСЧ}}$  – расчетная длина, зависящая от схемы с ТТ [4], м.» [8].

«Проверка измерительных трансформаторов тока по вторичной нагрузке осуществляется исключительно в распределительных установках (РУ) с низким напряжением, равным 10 (6) кВ. Этот процесс необходим для убеждения в правильной работе измерительных трансформаторов и точности измерений тока на вторичной стороне» [18].

«Провода с медными жилами применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами» [8].

«Площадь сечения не должна быть меньше 4 мм<sup>2</sup> для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 мм<sup>2</sup> для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения более 6 мм<sup>2</sup> обычно не применяются» [14].

Результаты по выбору ТТ представим в виде таблицы 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ110Б-1	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.уст} \leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут} = 72,96 \text{ А}$	$I_{ном.тт} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} < I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 15,26 \text{ кА}$	$I_{дин} = 42 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$W_k = 46,95 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 8 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \times t_T = 192 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$W_k < I_T^2 \times t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{приб} = 0,26$	$Z_{2ном} = 1,2$	$r_{приб} \leq Z_{2ном}$

«Для проведения проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, мы используем схему включения и обращаемся к каталожным данным приборов. С помощью этих данных мы определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока» [15]. Результаты этой проверки представлены в Таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях ВН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5,0	-	5,0
Итого:	-	6,5	0,5	6,5

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

«Вторичная номинальная нагрузка ТТ в классе точности 0,5 с вторичным номинальным током 5 А составляет  $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ .



Сопrotивление контактов возьмём  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ » [21].

Далее вычислим сопротивление провода по формуле (32):

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}.$$

Для соединительных проводов мы используем медные жилы и определяем необходимое сечение провода согласно формуле (33).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,84} = 2,08 \text{ мм}^2.$$

«Для соединения трансформаторов тока с приборами мы используем контрольный кабель негорючий и бездымный типа КВВГнг-LS. Кабель имеет медные жилы с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , что обеспечивает необходимую механическую прочность» [14].

Произведём выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ.

«Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по условиям:

— по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} < U_{\text{1ном}}, \quad (34)$$

где  $U_{\text{1ном}}$  – номинальное первичное напряжение ТН, кВ;

— по вторичной нагрузке:

$$S_{\text{П/СТ}} < S_{\text{2ном}}, \quad (35)$$

где  $S_{\text{П/СТ}}$  – мощность всей внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка), присоединенная к трансформатору напряжения с учетом РЗА, В×А;

$S_{2НОМ}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности. Для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме "звезда", следует взять суммарную мощность всех трех фаз;

- по классу точности;
- по конструкции и схеме соединения обмоток» [13].

Для упрощения нагрузку не разделяют по фазам:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{ПРИБ} \cdot \cos\varphi_{ПРИБ}\right)^2 + \left(\sum S_{ПРИБ} \cdot \sin\varphi_{ПРИБ}\right)^2}. \quad (36)$$

«Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения:

$$U_{пот\%} = \frac{I_{расч} \cdot R_{пров} \cdot 100}{U_{НОМ2} \cdot \sqrt{3}}, \quad (37)$$

где  $I_{расч}$  – расчетный ток, А,

$$I_{расч} = \frac{S_{н/см}}{U_{НОМ2}}, \quad (38)$$

где  $R_{пров}$  – сопротивление проводов, Ом,

$$R_{пров} = \rho \cdot \frac{L}{S}, \quad (39)$$

где  $L$  – длина соединительных проводов, м;

$S$  – сечение выбранного провода,  $\text{мм}^2$ .» [11].

«Для подключения к стороне 110 кВ выберем трансформаторы напряжения согласно данным, представленным в Таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S, В·А
Вольтметр	ЦП8501/15	0,5	1	1	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Варметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Электронный счетчик энергии	EA05RAL	1,0	3	1	3,0
Итого	-				6,5

Расчетная мощность подстанции с учетом РЗА:

$$S_{П/СТ} = 6,5 + 30 = 36,5 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Для выбора трансформатора типа НКФ-110-57У3 с номинальной мощностью  $S_{2\text{НОМ}} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$  и классом точности 0,5, проведена проверка и результаты представлены в Таблице 15» [14].

Таблица 15 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НКФ-110-57У3	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{2\Sigma} = 36,5 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}}$

«Для определения потери напряжения в соединительных проводах, проведем соответствующий расчет» [8].

По формуле (38) определили расчетный ток, он равен  $I_{\phi} = 0,64 \text{ А}$ .

Для определения сопротивления провода по формуле (39) получили  $R_{\text{пров}} = 0,7 \text{ Ом}$ .

По формуле (37) определили потерю напряжения и получили  $U_{\text{пот}\%}=0,77 \leq 0,5\%$ .

По формуле (39) также определили сопротивление провода и получили  $R_{\text{пров}}=0,44 \text{ Ом}$ .

Снова определяем потерю напряжения по формуле (37) и получаем  $U_{\text{пот}\%}=0,43 \leq 0,5\%$ .

«Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности» [17].

### 3.3 Расчёт и выбор оборудования на стороне 35 кВ

Произведём выбор выключателей и разъединителей на стороне 35 кВ.

«Расчет остальных выключателей также проводится по аналогичным принципам и результаты представлены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 – Выбор выключателя на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВГБЭ-35/630УХЛ1	Условия выбора
$U_{\text{уст.}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.вк.}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.вк.}}$
$I_{\text{раб.ут}}=69 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ут}} < I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{ПО}}=1,558 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{откл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}}=3,55 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$W_{\text{к}}=2,53 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{т}}=20 \text{ кА}; t_{\text{т}}=3 \text{ с},$ $I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}}=1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$W_{\text{к}} < I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}}$

Для установки выбираем выключатель ВГБЭ-35/630УХЛ1 производства ОАО "Уралэлектротяжмаш".

Таблица 17 – Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные РГН-35/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст.}=35$ кВ	$U_{ном.раз.}=35$ кВ	$U_{уст.}\leq U_{ном.раз.}$
$I_{раб.ут}=69$ А	$I_{ном.}=1000$ А	$I_{раб.ут}<I_{ном.}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд}=3,855$ кА	$I_{дин}=40$ кА	$i_{уд}<I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$В_к=2,53$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_T=16$ кА; $t_T=3$ с, $I_T^2\times t_T=768$ кА <sup>2</sup> ×с	$В_к<I_T^2\times t_T$

Для установки выбираем выключатель модели РГН-35/1000 УХЛ1» [5].

Далее выберем трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

Результаты по выбору ТТ представим в виде таблицы 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ТВЭ-35-У1	Условия выбора
$U_{уст.}=35$ кВ	$U_{ном.}=35$ кВ	$U_{ном.уст}\leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут}=69$ А	$I_{ном.тт}=100$ А	$I_{раб.утяж}<I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд}=3,55$ кА	$I_{дин}=21$ кА	$i_y<I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$В_к=2,53$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_T=3,5$ кА; $t_T=3$ с; $I_T^2\times t_T=37$ кА <sup>2</sup> ×с	$В_к<I_T^2\times t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$\Gamma_{приб}=0,26$	$Z_{2ном}=2$	$\Gamma_{приб}\leq Z_{2ном}$

«Для проведения проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке мы возьмём схему включения и обращаемся к каталожным данным приборов. С помощью их мы определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Результаты представлены в Таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях СН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	1,0	1,0	1,0
Итого:	-	2,1	2,1	2,1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем  $r_k = 0,1$  Ом.

Вторичная нагрузка ТТ в классе точности 0,5 с номинальным током 5 А составляет соответствует сопротивлению  $Z_{2\text{ном}} = 1,2$  Ом» [12].

Для определения сопротивления провода используем формулу (32):

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,084 - 0,1 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Для соединительных проводов принимаем медные жилы и определяем необходимое сечение с помощью формулы (33):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,016} = 1,29 \text{ мм}^2.$$

«Для соединения трансформаторов тока с приборами принимается контрольный сечени негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности» [16].

Произведём выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ.

Нагрузка на стороне 35 кВ приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S, В·А
Вольтметр	ЦП8501/15	0,2	1	3	0,6
Ваттметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Варметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Электронный счетчик энергии	ЕА05RAL	1,0	3	1	3,0
Итого:		-			6,6

Выбираем трансформатор типа НАМИ-35.

Результаты выбора и проверки представим в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НАМИ-35	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 6,6 \text{ В} \times \text{А}$	$S_{2ном} = 100 \text{ В} \times \text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$

Для определения потери напряжения проведем расчет.

«По формуле (38) определили расчетный ток и получили  $I_{\phi} = 0,04 \text{ А}$ .

По формуле (3) определили сопротивление провода  $R_{пров} = 0,525 \text{ Ом}$ .»

[20].

По формуле (37) определяем потерю напряжения и получили также  $U_{пот\%} = 0,04 \leq 0,5\%$ .

«Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

### 3.4 Расчёт и выбор оборудования на стороне 10 кВ

Выберем выключатели на стороне 10 кВ.

Расчет других выключателей аналогичен и сведен в таблицы 22 – 23.

Таблица 22 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВВ/TEL-10-20/1000-У2	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 560 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 6,009 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 13,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$W_k = 38,7 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$W_k < I_T^2 \times t_T$

К установке принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У2.

Таблица 23 – Выбор выключателей на отходящих линиях 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВВ/TEL-10-20/1000-У2	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 560 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 6,009 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 13,68 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$W_k = 38,7 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$W_k < I_T^2 \times t_T$

К установке принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У2» [20].



Произведём выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

Результаты по выбору ТТ представим в виде таблицы 24.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛО-10У3	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.уст} \leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут} = 560 \text{ А}$	$I_{ном.тт} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} < I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 13,68 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 38,7 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 35 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \times t_T = 3675 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$\Gamma_{приб} = 0,26$	$Z_{2ном} = 0,8$	$\Gamma_{приб} \leq Z_{2ном}$

«Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного ТТ» [20]. (Таблица 25).

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	ЦП8501	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Электронный счетчик энергии	ЕА05РАL	1,0	1,0	1,0
Итого	-	2,1	2,1	2,1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока (ТТ) с вторичным номинальным током 5 А и классом точности 0,5 соответствует сопротивлению  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Сопротивление контактов возьмём  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Далее высчитаем сопротивление провода по формуле (32):

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,084 - 0,1 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Для соединительных проводов выбираем медные жилы и определяем необходимое сечение с помощью формулы (33):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,016} = 1,29 \text{ мм}^2.$$

«Для соединения трансформаторов тока с приборами принимается контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности» [24].

Результаты выбора трансформаторов тока на стороне 10 кВ с использованием секционного выключателя представлены в Таблице 26.

Таблица 26 – Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ на секционном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛО-10У3	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.}}$
$I_{\text{раб.ут}} = 280 \text{ А}$	$I_{\text{ном.тт}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном.тт}}$

Продолжение таблицы 26

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛО-10У3	Условия выбора
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 13,68 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 38,7 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 35 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \times t_T = 3675 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{приб} = 0,02$	$Z_{2ном} = 0,8$	$r_{приб} \leq Z_{2ном}$

«Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного ТТ» [25]. Результаты в таблице 27.

Таблица 27– Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ на секционном выключателе

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Итого:	-	0,5	0,5	0,5

Рассчитаем сопротивление:

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Возьмём сопротивление контактов равное  $r_k = 0,05 \text{ Ом}$  ((поскольку только три прибора подключается), така что сопротивление проводов по формуле (32) равно:

$$r_{пров} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.}$$

«Затем определяем сечение соединительных проводов по формуле (33):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,73} = 0,23 \text{ мм}^2.$$

Для соединения трансформаторов тока с приборами используется контрольный кабель негорючий и бездымный типа КВВГнг-LS. Кабель имеет медные жилы с сечением 2,5 мм<sup>2</sup>, что обеспечивает необходимую механическую прочность» [4].

Выберем трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ.

«Нагрузки на стороне 10 кВ приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Наименование и тип прибора		Мощность, В·А	Число обмоток	Число приборов	Общая мощность, В·А
Вольтметр		2	1	1	2
Электронный счетчик	Линии 10 кВ	0,5	-	5	2,5
Ваттметр	Ввод 10 кВ от трансформатора	1,5	2	1	3
Варметр		1,5	2	1	3
Электронный счетчик		0,5	-	1	1
Итого		11,5			

Расчетная мощность подстанции с учетом РЗА:

$$S_{П/СТ} = 11,5 + 50 = 61,5 \text{ В·А}.$$

Выбираем трансформатор типа НАМИТ-10-95УХЛ2.  $S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В} \times \text{А}$  при классе точности 0,5.

Результаты выбора и проверки представим в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НАМИТ-10-95УХЛ2	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 61,5 \text{ В} \times \text{А}$	$S_{2ном} = 120 \text{ В} \times \text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$

Для определения потери напряжения в проводах, рассчитаем расчетный ток согласно формуле (38) и получаем  $I_{\phi} = 0,36 \text{ А}$ .» [15].

Дальше определяем сопротивление провода по формуле (39) и результат вышел  $R_{пров} = 0,042 \text{ Ом}$ .

Затем определили потерю напряжения по формуле (37) и вышло  $U_{пот\%} = 0,026 \leq 0,5\%$ .

«Для соединения трансформаторов напряжения с приборами используется контрольный кабель негорючий и бездымный типа КВВГнг-LS. Кабель имеет медные жилы с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , что обеспечивает необходимую механическую прочность» [3].

### 3.5 Расчет электрического освещения подстанции

«Наружное освещение может выполняться как светильниками, так и прожекторами. Выбираем прожекторное освещение» [19].

«В его выборе важным моментом являются большие размеры освещаемой поверхности и особенно нежелательность, и невозможность установки на ней опор. Высота установки выбирается с учетом требований ограничения слепящего действия и экономических соображений, оправдывающих увеличение высоты» [6].

«Определяем мощность прожекторного освещения:

$$P_{уст} = m \cdot E_n \cdot K_3 \cdot A, \quad (40)$$

где  $m = 0,13 \text{ Вт/лм}$  для ДНаТ;

$E_H$  – норма освещенности,  $E_H = 5$ лк;

$K_3$  – коэффициент запаса,  $K_3 = 1,3$ ;

$A = 3639$  м<sup>2</sup> – освещаемая площадь.

$$P_{уст} = 0,13 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 3639 = 3075 \text{ Вт.}$$

Для освещения выбираем восемь прожекторов типа ГО-330-400-001 с лампами LU-400 и с  $\Phi = 45000$  лм, по два прожектора на матче» [6].

«Осевая сила света с лампой ДНаТ:

$$I_0 = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (41)$$

где  $\Phi_1$  – световой поток лампы Г-1000,  $\Phi_1 = 18600$  лм.

$\Phi_2$  – световой поток лампы LU-400,  $\Phi_2 = 45000$  лм.

$$I_0 = \frac{100 \cdot 18600}{45000} = 41,33 \text{ ккд.}$$

Минимальная высота установки прожектора:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{I_0}{300}}; \quad (42)$$

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{41330}{300}} = 11,72 \text{ м.}$$

Принимаем высоту  $h = 12$  м.

Угол наклона в вертикальной плоскости:

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4\beta_{эм}) \operatorname{tg}(2\beta_{эм}) \cdot E_H \cdot K_3 \cdot h^2}{2 \cdot \Phi_n \cdot \eta}}; \quad (43)$$

где  $\beta_{\text{вм}}, \beta_{\text{зм}}$  – половинные максимальные углы рассеивания в вертикальной плоскости и горизонтальной плоскости [5];

$\Phi_{\text{л}}$  – поток лампы;

$\eta$  – КПД прожектора.

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4 \cdot 13) \operatorname{tg}(2 \cdot 15)}{2 \cdot 45000 \cdot 0,7} \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 12^2} = 10,1^\circ.$$

Светораспределение прожектора моделируется формулой:

$$I_{\beta} = I_0 \cdot \left[ \frac{1 + \cos n \cdot \beta}{2} \right]^M, \quad (44)$$

где  $M, n$  – справочные коэффициенты.

Освещение в любой точке:

$$E = \frac{I_{\beta} \cdot \sin^3(\Theta + \beta)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (45)$$

где  $\beta$  – угол рассеивания.

Определим угол рассеивания по формуле:

$$\beta = \arctg h/l - \Theta \quad (46)$$

Освещенность ближайшей к прожектору точки  $E_{\sigma}$ :

$$E_{\sigma} = \frac{41330 \cdot \left( \frac{1 + \cos 13 \cdot 11,7}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1 + 11,7)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 0,96 \text{ лк},$$

где  $\beta = \arctg \frac{12}{30} - 10,1 = 11,7^\circ$ .

Освещенность дальней к прожектору точки  $E_d$ :

$$E_d = \frac{41330 \cdot \left( (1 + \cos 13,57) / 2 \right)^{1,11} \cdot \sin^3(8,53)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 1,4 \text{ лк},$$

где  $\beta = 10,1 - \arctg \frac{12}{(30+50)} = 1,57^\circ$ .

Освещенность середины  $E_c$ :

$$E_{c1} = \frac{41330 \cdot \left( (1 + \cos 13,5,9) / 2 \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1+5,9)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 5,39 \text{ лк}.$$

Сечение проводов осветительной сети выберем по допустимому току:

$$I = \frac{P_{освнар}}{U_\phi} \quad (47)$$

где  $U_\phi$  – фазное напряжение, равное 220 В;

$$I = \frac{8 \cdot 400}{220} = 16 \text{ А}.$$

Выбираем кабель марки АВВГ(5×2,5) с  $I_{доп} = 29 \text{ А}$  [6].

«Выберем устройства для надёжного наружного освещения. При выборе номинальных токов автоматического выключателя и его расцепителя» [19]. Мы руководствуемся определенными условиями:

$$I_{н.а} \geq I_p; \quad (48)$$



$$I_{н.р.} \geq I_p.$$

«Ток срабатывания отсечки  $I_{ср.э}$  проверяем по условию:

$$I_{ср.э} \geq \alpha \cdot I_{ро}, \quad (49)$$

где  $\alpha$  – отношение тока срабатывания аппарата защиты к расчетному току осветительной линии» [6].

Для наружного освещения используем автоматические выключатели, выбранные согласно формуле (48).

Учитывая условия  $I_{на} \geq 16$  А;  $I_{нр} \geq 16$  А, мы выбираем автоматический выключатель ВА51 с номинальными токами ,  $I_{на} = 25$  А,  $I_{нр} = 25$  А. Расчетное значение  $I_{ср.э} = 3 \times 16 = 48$  А, что удовлетворяет условию (49):  $I_{ср.э} = 48 \geq 1,4 \times 16 = 22,4$  А. Таким образом, окончательным выбором является автоматический выключатель ВА51.

### **3.6 Расчет системы электроснабжения собственных нужд подстанции**

«Поскольку мощность потребителей собственных нужд подстанций невелика, они получают питание от сети 380/220 В, которая в свою очередь питается от понижающих трансформаторов. На подстанциях с напряжением 35-750 кВ, устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН)» [19].

«На подстанциях 110 кВ и выше с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН присоединяются к выводам 10 кВ главных трансформаторов через предохранители. Каждый трансформатор присоединяется через кабель низкого напряжения силового трансформатора, до его выключателя на низкой стороне» [22].

Для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) мы составляем таблицу, в которую вносим информацию о потребителях и производим расчет нагрузки. Результаты расчета приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Потребители собственных нужд подстанции

Тип потребителя	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	$P_{уст}$ , кВт	Кол-во		$P$ , кВт	$Q$ , квар
Охлаждение трансформаторов: ТДТН-10000/110, ТДН-10000/110	2,5	2	0,85	5,0	4,25
РПН Т-1	1,2	1	1	1,2	-
Подогрев выключателей ОРУ – 110 кВ	2,0	3	1	6,0	-
Подогрев РШ ТН-10 кВ	1,0	1	1	1,0	-
Подогрев клеммных шкафов Т-1, Т-2	1,5	1	1	1,5	-
Подогрев выключателей ОРУ – 35 кВ	2,0	1	1	2,0	-
Вентиляция ЗРУ-10 кВ	1,5	1	1	1,5	-
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	1,0	12	1	12,0	-
Подогрев приводов разъединителей	0,5	11	1	5,5	-
Подогрев релейного шкафа	1,0	4	1	4,0	-
РПН Т-2	1,2	1	1	1,2	-
Питание блока аварийного освещения	0,5	1	1	0,5	-
Заводка пружин ЭВ-110 кВ	0,2	3	1	0,6	-
Заводка пружин ЭВ-35 кВ	0,2	1	1	0,2	-
Питание блока аварийного освещения	0,5	1	1	0,5	-
Шкаф связи, АСКУЭ и ТМ	1,0	1	1	1,0	-
Отопление, освещение:	-				
ЗРУ-10 кВ совмещенное с ОПУ	25,0	1	1	25,0	-
Освещение:	-				
ОРУ-110,35 кВ	12,0	1	1	12,0	-
ШОТ	15,0	2	1	30,0	-
Щиток сварки ОРУ-110 кВ	30,0	1	1	30,0	-
Щиток сварки ЗРУ-110 кВ	30,0	1	1	30,0	-
Итого:				170,7	4,25

По итогам таблицы 30 рассчитаем установленную мощность ТСН:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (50)$$

$$S_{уст} = \sqrt{170,7^2 + 4,25^2} = 170,75 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

«Расчетную мощность потребителей собственных нужд подстанции определим по формуле:

$$S_{расч} = K_c \cdot S_{уст}, \quad (51)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса, связывающий расчетную нагрузку с номинальной мощностью, принимаем  $K_c = 0,8$ .

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 170,75 = 136,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для определения номинальной мощности трансформатора с учетом допустимой перегрузки 1,4 в случае проведения ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов, мы используем следующую формулу» [7]:

$$S_m = \frac{S_{расч}}{k_{ав}}; \quad (52)$$

$$S_m = \frac{136,6}{1,4} = 97,57 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для обеспечения эффективной работы системы, рекомендуется установить два трансформатора мощностью 100 кВА, типа ТМГ-100/10. Учитывая выбранную мощность трансформатора собственных нужд в 100 кВА, номинальный ток плавкой вставки предохранителей составляет 32 А. Для обеспечения безопасности и защиты системы, рекомендуется использовать кварцевый предохранитель типа ПКТ-10.

Выбор данных аппаратов защиты по 0,4 кВ производим по условию:

$$I_{н.а} \geq I_p; \quad (53)$$

$$I_{н.р} \geq I_p,$$

где  $I_{н.а}$  – номинальный ток автомата, А;

$I_p$  – расчётный ток, А;

$I_{н.р}$  – номинальный ток теплового расцепителя, А.

Определяем расчетный ток по формуле:

$$I_p = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (54)$$

Рассмотрим пример подогрева выключателей ОРУ (открытых распределительных устройств) с напряжением 110 кВ

Для определения расчетного тока выключателей ОРУ с напряжением 110 кВ, мы используем формулу (54):

$$I_p = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8,66 \text{ А.}$$

Для выбора автоматического выключателя серии ВА51 учитываем номинальные токи  $I_{н.а} = 25 \text{ А}$ ,  $I_{н.р} = 10 \text{ А}$ . Проверяем, удовлетворяют ли они условиям (53):  $25 \text{ А} \geq 8,66 \text{ А}$ ;  $10 \text{ А} \geq 8,66 \text{ А}$ . Условия выполняются. Также производим выбор для других типов. Результаты сводим в таблицу 31.

Таблица 31– Выбор вводных автоматов на 0,4 кВ

Тип потребителя	$I_p$ , А	$I_{н.а}$ , А	$I_{н.р}$ , А	Серия автомата
Охлаждение трансформаторов: ТДТН-10000/110, ТДН-10000/110	9,48	25	10,0	ВА51

Продолжение таблицы 31

Тип потребителя	$I_p$ , А	$I_{н.а.}$ , А	$I_{н.р.}$ , А	Серия автомата
РПН Т-1	1,73	25	4,0	ВА51
Подогрев выключателей ОРУ – 110 кВ	8,66	25	10,0	ВА51
Подогрев РШ ТН-10 кВ	1,44	25	4,0	ВА51
Подогрев клеммных шкафов Т-1, Т-2	2,17	25	4,0	ВА51
Подогрев выключателей ОРУ – 35 кВ	2,88	25	4,0	ВА51
Вентиляция ЗРУ-10 кВ	2,17	25	4,0	ВА51
Подогрев шкафов КРУ-10кВ	17,32	25	20,0	ВА51
Подогрев приводов разъединителей	7,94	25	10,0	ВА51
Подогрев релейного шкафа	5,77	25	6,3	ВА51
РПН Т-2	1,73	25	4,0	ВА51
Питание блока аварийного освещения	0,72	25	1,25	ВА51
Заводка пружин ЭВ-110 кВ	0,86	25	1,25	ВА51
Заводка пружин ЭВ-35 кВ	0,30	25	1,25	ВА51
Питание блока аварийного освещения	0,72	25	1,25	ВА51
Шкаф связи, АСКУЭ и ТМ	1,44	25	4,0	ВА51
Отопление, освещение: ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ	36,08	100	40,0	ВА51
Освещение ОРУ-110,35 кВ	17,32	25	20,0	ВА51
ШОТ	43,30	100	50,0	ВА51
Щиток сварки ОРУ-110 кВ	43,30	100	50,0	ВА51
Щиток сварки ЗРУ-10 кВ	43,30	100	50,0	ВА51

Продолжим расчет на примере подогрева выключателей ОРУ с напряжением 110 кВ. При выборе проводников электрических сетей, мы учитываем их допустимый нагрев при длительном расчетном токе  $I_p$ :

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_n}, \quad (55)$$

где  $I_{доп}$  – допустимый ток проводника, А;

$I_p$  – расчётный ток, А;

$K_{п}$  – поправочный коэффициент на фактические условия прокладки проводов и кабелей,  $K_{п} = 1$ .

Для данного случая, мы рекомендуем использовать пятижильный кабель марки АВВГ(5×4,0) с допустимым током  $I_{доп} = 36$  А.

$$36 \text{ А} \geq \frac{8,66}{1} = 8,66 \text{ А.}$$

При выполнении условий, мы выбираем кабель АВВГ(5×4,0). Аналогично проводим расчет для остальных проводов в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет электрической сети

Тип потребителя	$I_{п/ав.уч.}$ , А	$K_{п}$	$I_{доп.}$ , А	$I'_{п/ав.}$ , А	Количество и марка кабеля
Охлаждение трансформаторов: ТДТН-10000/110, ТДН-10000/110	9,48	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
РПН Т-1	1,73	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев выключателей ОРУ – 110 кВ	8,66	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев РШ ТН-10 кВ	1,44	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев клеммных шкафов Т-1, Т-2	2,17	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев выключателей ОРУ – 35 кВ	2,88	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев шкафов КРУ-10кВ	2,17	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев приводов разъединителей	17,32	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев релейного шкафа	7,94	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
РПН Т-2	5,77	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Питание блока аварийного освещения	1,73	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Заводка пружин ЭВ-110 кВ	0,72	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Заводка пружин ЭВ-35 кВ	0,86	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Питание блока аварийного освещения	0,30	1	36	36	АВВГ(5×4,0)

## Продолжение таблицы 32

Тип потребителя	$I_{п/ав.уч.},$ А	$K_{п}$	$I_{доп.},$ А	$I'_{п/ав.},$ А	Количество и марка кабеля
Шкаф связи, АСКУЭ и ТМ	0,72	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Отопление, освещение: ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ	1,44	1	50	50	АВВГ(5×6,0)
Освещение ОРУ-110,35 кВ	36,08	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
ШОТ	17,32	1	55	55	АВВГ(5×10,0)
Щиток сварки ОРУ-110 кВ	43,30	1	55	55	АВВГ(5×10,0)
Щиток сварки ЗРУ-10 кВ	43,30	1	55	55	АВВГ(5×10,0)

### 3.7 Разработка энергосберегающих мероприятий подстанции

Подстанции потребляют электроэнергию для обеспечения работы своего оборудования. Это включает охлаждение трансформаторов, освещение и вентиляцию помещений, зарядку батарей и многое другое.

«Наиболее важные приемники электроэнергии на подстанциях - устройства системы управления, релейной защиты и автоматики. Если энергия кратковременно прекращается к ним, подстанция может полностью отключиться. Такие приемники относятся к ответственным» [10].

«Для электроснабжения подстанций есть трансформаторы, получающие электроэнергию от сборных шин» [15].

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций можно сократить:

- использованием нагревательных элементов с аккумуляторами тепла для электрообогрева зданий и сооружений. Это позволяет использовать энергию в ночное время.
- применением светлых окрасок для поверхностей помещений и оборудования. Это повышает использование естественного и искусственного освещения.
- модернизацией и реконструкцией оборудования с использованием энергосберегающих технологий.

- внедрением новой, экономичной техники. Это распределительные трансформаторы с уменьшенными потерями энергии.
- заменой измерительных трансформаторов на эффективные модели.

Внедрение этих мероприятий поможет снизить расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Произведём экономический расчёт ТЭР осветительного оборудования

В разделе 3 произвели выбор осветительного оборудования для наружного освещения. Теперь рассмотрим эффективность замены двадцати старых ДРЛ-450 на шесть прожекторов типа ГО-330-400-001 с лампами LU-400 в ОРУ. «При такой замене, мощность освещения будет определена следующим образом:

$$\sum P_O = n \cdot K_C \cdot K_{ПРА} \cdot P_{ДРЛ}, \quad (56)$$

где  $K_C$  – коэффициент спроса;

$K_{ПРА}$  – коэффициент, который учитывает потери в пускорегулирующей аппаратуре» [15].

Тогда по формуле (56) рассчитаем и получим  $\sum P_O = 8910 \text{ Вт}$ .

«Определяем расход электроэнергии лампами ДРЛ за год:

$$W_D = \sum P_O \cdot T_D, \quad (57)$$

где  $T_D$  – количество времени использованного на освещения ДРЛ за год по старой схеме.

$$W_D = 8,91 \cdot 4500 = 40095 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Определяем мощность освещения прожекторов по формуле (56):

$$\sum P_{ПП} = 8 \cdot 0,91 \cdot 1,400 = 2376 \text{ Вт}.$$



Определяем расход электроэнергии прожекторов за год:

$$W_{\text{ПП}} = \sum P_{\text{ПП}} \cdot T_{\text{ПП}},$$

где  $T_{\text{ПП}}$  – количество времени использованного на освещения подстанции прожекторами за год с автоматическим управлением» [10].

$$W_{\text{ПП}} = 2,376 \cdot 3500 = 8316 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Рассчитаем экономию электроэнергии за год.

$$\Delta W = W_{\text{Д}} - W_{\text{ПП}}; \quad (58)$$

$$\Delta W = 40095 - 8316 = 31779 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Рассчитаем мощность освещения при замене 25 старых люминесцентных светильников марки ЛЛ-36 на светодиодные светильники марки РWP-OS в ЗРУ-10 кВ:

$$\sum P_{\text{ЛЛ}} = n \cdot K_{\text{С}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot P_{\text{ЛЛ}}, \quad (59)$$

где  $K_{\text{С}}$  – коэффициент спроса;

$K_{\text{ПРА}}$  – коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре;

$$\sum P_{\text{ЛЛ}} = 25 \cdot 0,91 \cdot 1,36 = 891 \text{ Вт}.$$

«Определяем расход электроэнергии ЛЛ за год:

$$W_{\text{ЛЛ}} = \sum P_{\text{ЛЛ}} \cdot T_{\text{ЛЛ}}, \quad (60)$$

где  $T_{ЛЛ}$  – количество времени использованного на освещения ЛЛ за год по старой схеме.

$$W_{ЛЛ} = 0,891 \cdot 4500 = 4009,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Определяем мощность освещения светодиодными светильниками:

$$\sum P_{LED} = n \cdot K_C \cdot K_{ППА} \cdot P_{LED}, \quad (61)$$
$$\sum P_{LED} = 15 \cdot 0,9 \cdot 1,118 = 267,3 \text{ Вт}.$$

Определяем расход электроэнергии светодиодных светильников за год:

$$W_{LED} = \sum P_{LED} \cdot T_{LED},$$

где  $T_{ПП}$  – количество времени на освещения подстанции прожекторами за год с автоматическим управлением» [10].

$$W_{LED} = 0,2673 \cdot 3500 = 935,55 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Определяем экономию электроэнергии за год:

$$\Delta W = W_{ЛЛ} - W_{LED}; \quad (62)$$
$$\Delta W = 4009,5 - 935,55 = 3073,95 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

«В качестве мероприятия по энергосбережению в настоящее время идет тенденция замены малозагруженных трансформаторов на КТП и ТП. От нашей подстанции питаются КТП, которые также работают недозагруженными» [3]. Рассмотрим на примере КТП-321 которая питается от ВЛ-350, установлен трансформатор ТМ-2500 произведем замену на

трансформатор меньшей мощности ТМ-630. Так как силовые трансформаторы работают круглый год, это позволит уменьшить потери электроэнергии.

«Потери электроэнергии в трансформаторах определяют по формуле:

$$\Delta W_m = \Delta P_{XX} \cdot 8760 + \Delta P_{K3} \cdot \left( \frac{S_{\Phi T}}{S_{HT}} \right)^2, \quad (63)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт» [3].

Определяем потери электроэнергии в одном трансформаторе (63).

До замены:

$$\Delta W_{TM-2500} = 2,6 \cdot 8760 + 26,5 \cdot \left( \frac{450}{2500} \right)^2 = 22776,86 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

После замены:

$$\Delta W_{TM-630} = 1,25 \cdot 8760 + 8,5 \cdot \left( \frac{450}{630} \right)^2 = 10954,34 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Экономия электроэнергии при замене трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{э}} &= \Delta W_{TM-2500} - \Delta W_{TM-630}; \\ \Delta W_{\text{э}} &= 22776,86 - 10954,34 = 11822,53 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned} \quad (64)$$

Выводы по разделу: В этом разделе установили современное коммутационное и силовое оборудование для подстанции «Новые Покачи». Оно успешно прошло проверку на термическую и динамическую устойчивость по нашим расчётам.

Представлен расчет по выбору трансформаторов собственных нужд, в результате которого к установке приняты два трансформатора марки ТМГ мощностью 100 кВ·А.

Согласно правилам и нормам освещения был выбран уровень освещённости территории подстанции. Для освещения использовались прожекторы ЖО07-400-001 с натриевыми лампами LU-400. Установлены соответствующие кабели и защитная аппаратура.

Также выбрали осветительное оборудование наружного освещения подстанции и произвели расчёт по экономии электроэнергии за год. Для обеспечения наружного освещения мы выбрали шесть прожекторов типа ГО-330-400-001 с лампами LU-400. А для внутреннего освещения в ЗРУ-10 кВ мы установили светодиодные светильники марки PWP-OS.

Произведен расчет экономии электроэнергии после замены малозагруженных трансформаторов. Замена малозагруженных трансформатор является технически обоснованным решением, что позволяет экономить предприятию в год до 11822,53 кВт·ч.

## 4 Релейная защита и автоматика элементов подстанции

### 4.1 Выбор токовых защит

«Релейная защита и автоматика – это комплекс автоматических устройств, состоящих из устройств автоматического управления и устройств автоматического регулирования.

Для защиты отходящих линий применяются следующие типы защит:

- максимальная токовая защита, максимальная направленная защита или МНЗ с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении, как самого трансформатора, так и элементов связанных с ним.
- защита от перегрузки, действующая на сигнал на подстанции с обслуживающим персоналом и на отключение – без обслуживающего персонала.
- токовая отсечка мгновенного действия для защиты линии» [18].

В данном проекте для защиты отходящих линий, секционного выключателя и вводных выключателей выбран комплект защиты на базе микропроцессорного блока БЭМН МР-750. Внешний вид реле приведен на рисунке 6.



Рисунок 6– Внешний вид реле БЭМН МР-750

Микропроцессорные реле МР-750 предназначены для защиты и автоматического управления электропередачей напряжением 6-35 кВ.

Оно имеют две группы уставок, которые можно выбрать при программировании. Можно использовать резервные уставки по выбору или автоматически.

## 4.2 Расчет токов КЗ

«Для расчетов токов короткого замыкания составляют расчетную схему системы электроснабжения, на основании которой составляется схема замещения, используемая при расчете токов короткого замыкания.

Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания, а также указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания» [21].

«Схема замещения является электрической моделью, которая соответствует расчетной схеме. В этой модели все магнитные связи заменены электрическими, а все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями» [5]. При расчете токов короткого замыкания, мы предполагаем раздельную работу шин трансформаторов. Схема замещения, которую можно увидеть на рисунке 7, отражает эту модель.

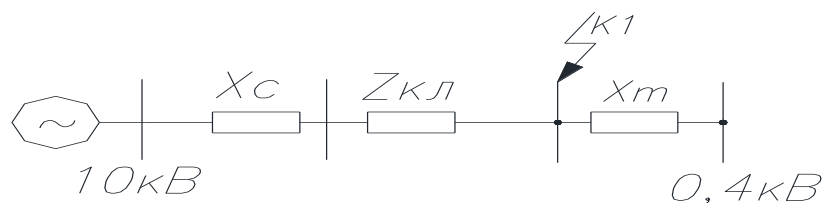


Рисунок 7 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

«Для выбора уставок защит и их согласования по селективности и времени срабатывания необходимо рассчитать ток короткого замыкания на

шинах 10 кВ ВЛ-351, а также привести его к напряжению 0,4 кВ, чтобы проверить отключающую способность аппарата защиты после трансформатора» [21].

Для питания ВЛ-351 используется линия длиной 10,38 км.

Принимаем следующие значения напряжений :

$U_{\text{срВН}} = 10,5$  кВ,  $U_{\text{срНН}} = 0,4$  кВ, для системы  $U_{\text{с}} = E_{\text{с}} = U_{\text{срВН}} = 10,5$  кВ.

На основании расчетных данных было определено, что ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ составляет 3,32 кА в максимальном режиме и 2,88 кА в минимальном режиме. Следовательно, можно рассчитать сопротивление системы на стороне 10 кВ:

$$X_{c1\max} = X_{c2\max} = \frac{U_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к1}\max}}; \quad (65)$$

По формуле (65) высчитали и получили  $X_{c1\max} = 1,83$  Ом;

$$X_{c1\min} = X_{c2\min} = \frac{U_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к1}\min}}; \quad (66)$$

По формуле (66) высчитали и получили  $X_{c1\min} = 2,11$  Ом.

Сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l, \quad (67)$$

где  $l$  – протяженность линии, км.

Подставляем по формуле (67) и получаем  $X_{\text{вл}} = 4,152$  Ом.

«Для определения токов трехфазного короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы системы, необходимо провести соответствующие расчеты.

Точка К1:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{вл})^2 + R_{вл}^2}}; \quad (68)$$

По формуле (68) высчитали и получили  $I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = 1,01 \text{ кА}$ ;

$$I_{\kappa 2 \min}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{вл})^2 + R_{вл}^2}}; \quad (69)$$

По формуле (68) высчитали и получили  $I_{\kappa 2 \min}^{(3)} = 0,97 \text{ кА}$ .» [21].

Ток двухфазного КЗ будет равен:

$$I_{\kappa 1 \max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 1 \max}^{(3)}; \quad (70)$$

По формуле (70) высчитали и получили  $I_{\kappa 2 \min}^{(3)} = 0,97 \text{ кА}$ .

$$I_{\kappa 1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 1 \min}^{(3)}; \quad (71)$$

По формуле (71) высчитали и получили  $I_{\kappa 1 \min}^{(2)} = 0,84 \text{ кА}$ .

Определяем ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\delta}; \quad (72)$$

$$i_{y\delta \max} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 1,37 = 1,96 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta \min} = \sqrt{2} \cdot 0,97 \cdot 1,37 = 1,88 \text{ кА}.$$



«Расчет токов короткого замыкания выполняется для определения требований к новой коммутационной аппаратуре для объектов рассматриваемой сети, проверки соответствия параметров устойчивости установленной аппаратуры к ожидаемым значениям токов короткого замыкания, и выбора необходимых мероприятий для снижения значений последних.

Расчет токов производится для трехфазного короткого замыкания, потому что этот режим является наиболее тяжёлым для трёхфазной сети» [21].

Основные предположения, принимаемые при расчете токов КЗ:

- отсутствие насыщения магнитных систем позволяет использовать линейные схемы замещения, что упрощает расчеты.
- при расчетах игнорируются токи намагничивания трансформаторов.
- симметрия трехфазной системы сохраняется, за исключением случаев, когда возникают повреждения элементов и нарушается симметрия.
- при расчетах пренебрегаются емкостными проводимостями ЛЭП с напряжением до 330 кВ.
- пренебрежение активными сопротивлениями, что применимо для высоковольтных сетей с напряжением выше 1 кВ.

Для определения уставок релейной защиты на стороне 0,4 кВ для ТП-1 ВЛ-351 (ТМ-1000), мы проводим аналогичный расчет и для остальных трансформаторных подстанций.

Для этого мы составляем схему замещения, которую можно увидеть на рисунке 8.

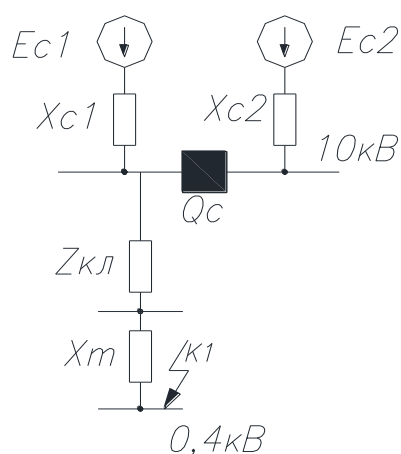


Рисунок 8 – Схема замещения к расчету токов короткого замыкания

«Сопровитления трансформатора 10 кВ находим по формулам:

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}; \quad (73)$$

$$R_T = \frac{P_k \cdot U_{ВН}^2}{S_{ном.тр}^2}, \quad (74)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{ВН}$  – напряжение трансформатора на стороне ВН, кВ;

$S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА» [21].

В таблице 33 представлены паспортные данные трансформатора ТП-1 ВЛ-351 (ТМ-1000).

Таблица 33 – Паспортные данные трансформатора

Тип транс-ора	$S_n$ , МВА	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$U_k$ , %	$P_{кз}$ , кВт
ТМ	1,0	10,5	0,4	5,5	10,8

По формулам (73), (74) определим сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 10 кВ и получили  $X_T=0,00606 \text{ Ом}$  и  $R_T=0,0119 \text{ Ом}$ .

Для определения тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 на стороне ВН трансформатора, необходимо провести соответствующий расчет:

$$I_{K1.BH}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{(r_T + r_k)^2 + (x_C + x_L + x_T)^2})}; \quad (75)$$

$$I_{K1max.BH}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{(0,0119 + 0,57)^2 + (1,83 + 4,152 + 0,00606)^2})} = 1,01 \text{ кА};$$

$$I_{K1min.BH}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{(0,0119 + 0,57)^2 + (2,11 + 4,152 + 0,00606)^2})} = 0,96 \text{ кА}.$$

Выводы расчета токов КЗ занесены в таблице 34.

Таблица 34 – Результаты расчета токов короткого замыкания

I <sub>кз</sub> <sup>(3)</sup> , кА		Точка короткого замыкания
Максимальный режим	Минимальный режим	
1,01	0,96	1
3,31	2,88	2

### 4.3 Выбор уставок терминалов защиты

Расчетная схема участка сети представлена на рисунке 9.

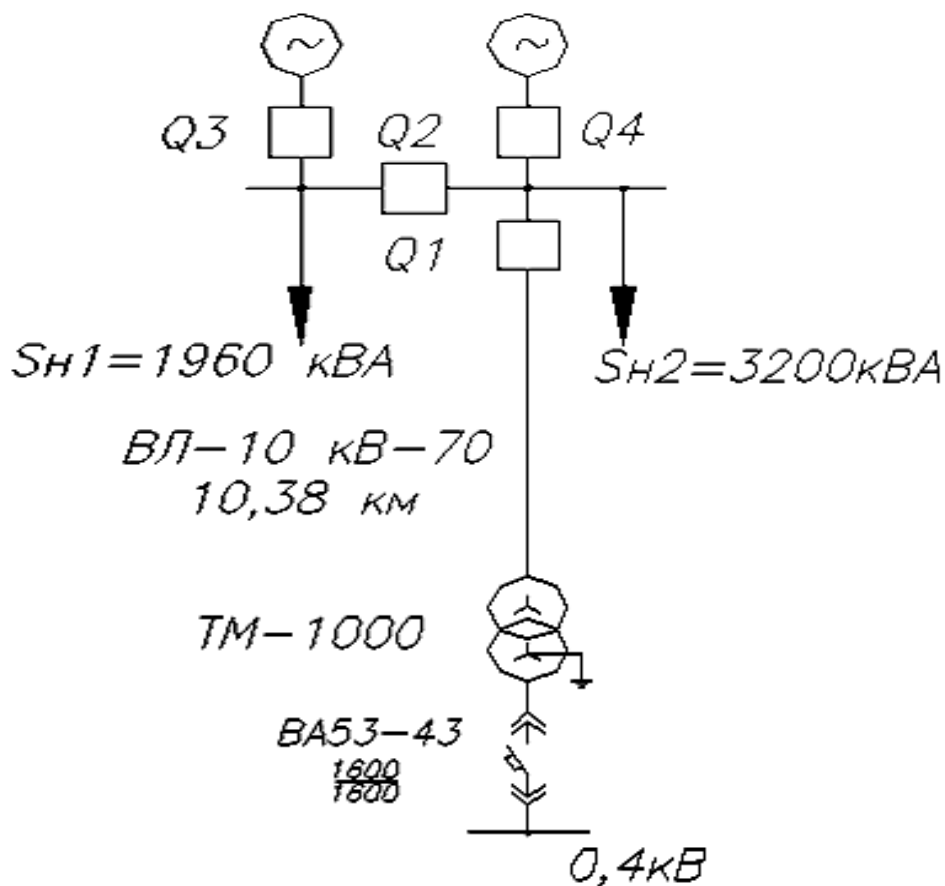


Рисунок 9 – Расчетная схема участка сети

«Для определения максимально возможных рабочих токов трансформатора, необходимо учесть его номинальную мощность и характеристики нагрузки» [5].

«Ток нагрузки на стороне НН и ВН трансформатора:

$$I_{m.раб.}^{НН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т}}; \quad (76)$$

По формуле (76) подставляем и получаем  $I_{m.раб.}^{НН} = 1443,38 \text{ А}$ ;

$$I_{m.раб.}^{BH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.т}}; \quad (77)$$

По формуле (77) подставляем и получаем  $I_{m.раб.}^{BH} = 54,98 \text{ А}$ .

Выбираем уставки автоматического выключателя ВА 53-43: номинальный ток выключателя  $I_{НОМ.В} = 1600 \text{ А}$ , ток расцепителя  $I_{НОМ.В} = 1600 \text{ А}$ .

Далее определяем ток срабатывания выключателя (при перегрузке):

$$I_{сз} = 1,25 \cdot I_{расц}; \quad (78)$$

$$I_{сз} = 1,25 \cdot 1600 = 2000 \text{ А}.$$

Ток срабатывания при коротком замыкании

$$I_{к} \geq k_{отс} \cdot I_{пер} = k_{отс} \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.макс}, \quad (79)$$

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

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска,  $k_{сзп} = 2$ ;

$$I_{к} \geq 1,3 \cdot 2 \cdot 1443,38 = 3752,79 \text{ А}.$$

Принимаем  $I_{к} = 3 \cdot I_{расц} = 3 \cdot 1600 = 4800 \text{ А}$ .

Время срабатывания защиты принимаем 0,1 с. Рассчитаем уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) на выключателе Q1:

Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сз}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{m.раб.}, \quad (80)$$

где  $I_{сз}$  – первичный ток срабатывания МТЗ, А;

$k_{c3}$  – коэффициент самозапуска, показывающий во сколько раз увеличится ток нагрузки линии после отключений внешнего КЗ, который для общепромышленной нагрузки равен  $k_{c3} = 1,8 \dots 2,5$ , в расчетах принимаем равным 2;

$k_B$  – коэффициент возврата. Для цифровых реле  $k_B = 0,95 \dots 0,96$ ;

$k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1 \dots 1,2$ ;

$I_{m,раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки линии, А» [21].

$$I_{c3} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,96} \cdot 54,98 = 123,71 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{K_I}, \quad (81)$$

где  $K_I$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{cp} = \frac{123,71}{20} = 6,19 \text{ A.}$$

Реле  $I_{cp}$  срабатывает при токе равном 8,7 А, то ток защиты составляет:

$$I_{c3} = K_I \cdot I_{cp}; \quad (82)$$

По формуле (82) подставляем и получаем  $I_{c3} = 124$ ;

Чувствительность защиты, выраженная коэффициентом:

$$k_{\chi} = \frac{0,87 \cdot I_{K1.min}^{(3)}}{I_{c3}}; \quad (83)$$

$$k_q = \frac{0,87 \cdot 0,96}{0,124} = 6,74 \geq 1,5.$$

Время, за которое отработают защиты:

$$t_{сз} = t_{сз\text{ ва}} + \Delta t, \quad (84)$$

где  $t_{сз\text{ ва}}$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, для цифровых реле  $\Delta t = 0,3$  с.

По формуле (84) подставляем и получаем  $t_{сз} = 0,4$ .

«Расчет уставок токовой отсечки (ТО)

Ток срабатывания защиты находится по формуле:

$$I_{сз} = k_n \cdot I_{кз.max}, \quad (85)$$

где  $I_{кз.max}$  – максимальный ток КЗ, А;

$k_n$  – коэффициент надежности; для цифровых реле  $k_n = 1,2$ .

По формуле (85) подставляем и получаем  $I_{сз} = 1,212$  кА.

Ток срабатывания реле по формуле (80) посчитали и получили  $I_{ср} = 60,6$  А.

Находим коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_q = \frac{0,87 \cdot 2877}{60,6} = 41,3 \geq 1,2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию» [21]. «Для остальных выключателей применяется аналогичный расчет. Теперь рассмотрим процесс определения уставок защиты от перегрузки:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном.тр}; \quad (86)$$

По формуле (86) высчитали и получили  $I_{C3}=89,3$  А.

Время срабатывания защиты:  $t_{сз}= 10$  с.

Для определения уставки по току защиты от замыкания на землю применяется условие, при котором защита не активируется в результате емкостного тока данного присоединения (линии). Формула, используемая для расчета такой уставки, имеет следующий вид:

$$I_{C3} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.лр}, \quad (87)$$

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

$K_{бр}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги, для цифровых реле  $K_{бр}=1,8\dots 2$ ;

$I_{с.лр}$  – свой емкостной ток защищаемого присоединения» [5].

«Для проведения приближенных расчетов допускается использовать следующее выражение для расчета тока замыкания на землю линий:

$$I_{с.лр} = \frac{U_{л} \cdot L_{вл}}{10}; \quad (88)$$

где  $U_{л}$  – линейное напряжение, кВ;

$L_{вл}$  – суммарная длина кабельной линии, км.

По формуле (88) подставляем и получаем  $I_{с.лр}=0,00105$  А.

Тогда ток срабатывания защиты рассчитали по формуле (87) и он составил  $I_{C3}=0,0025$  А .

Для проверки выбранного тока срабатывания защиты необходимо учесть условие его чувствительности.



$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{с}} - I_{\text{с.лп}}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,2..1,5, \quad (89)$$

где  $\sum I_{\text{с}}$  – суммарный емкостной ток всех присоединений.

$$I_{\text{с}} = \frac{U_{\text{л}} \cdot L_{\sum \text{кЛ}}}{10}; \quad (90)$$

где  $L_{\sum \text{кЛ}}$  – суммарная длина кабельных линий, км» [5].

$$I_{\text{с}} = \frac{10,5 \cdot 0,02}{10} = 0,021 \text{ A.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,021 - 0,00105}{0,0025} = 8,82 \geq 1,2..1,5.$$

«Условие выполняется, приступим к расчету уставок для секционного выключателя Q2» [5]. Сначала определим максимальный рабочий ток секций сборных шин:

$$I_{\text{max.секц.1}} = \frac{S_{\text{п1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (91)$$

По формуле (91) подставляем и получаем  $I_{\text{max.секц.1}} = 107,77 \text{ A}$ ;

$$I_{\text{max.секц.2}} = \frac{S_{\text{п2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (92)$$

По формуле (92) подставляем и получаем  $I_{\text{max.секц.2}} = 175,95 \text{ A}$ .

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с.з.ап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{max.секц.2}}; \quad (93)$$

По формуле (93) подставляем и получаем  $I_{C3}=395,89 \text{ A}$ .

$$I_{C3}=K_H \cdot (I_{C3OЛ} + \sum I_{\text{раб}} - I_{\text{рабOЛ}}); \quad (94)$$

По формуле (94) подставляем и получаем  $I_{C3}=542,13 \text{ A}$ .

Принимаем самое большее значение  $I_{C3}=542,13 \text{ A}$ .

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{K2.\text{min}}^{(3)}}{I_{C3}} > 1,5; \quad (95)$$

По формуле (95) подставляем и получаем  $K_{\text{ч}}=4,62 > 1,5$ .

Условие выполняется.

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{MTЗ}} = t_{C3.Q1} + \Delta t; \quad (96)$$

Посчитали по формуле (96) время срабатывания и получили  $t_{\text{MTЗ}}=0,7 \text{ с}$ .

«Для расчета уставок защиты вводных выключателей Q3 и Q4, учтем, что в случае успешной работы АВР через них проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска второй секции» [21]. Таким образом, ток срабатывания защиты будет равен:

$$I_{C3Q3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot (K_{C.3АП} \cdot I_{\text{max.секц.1}} + I_{\text{max.секц.2}}); \quad (97)$$

По формуле (97) подставляем и получаем  $I_{C3Q3}=462,42 \text{ A}$ ;

$$I_{C3Q3} = K_H \cdot (I_{C3CB(Q2)} + I_{\max.секу.2}); \quad (98)$$

По формуле (98) подставляем и получаем  $I_{C3Q3} = 858,1 \text{ А}$ .

Принимаем наибольшее значение  $I_{C3Q3} = 858,1 \text{ А}$ .

Коэффициент по чувствительности можем найти по формуле (96):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2877}{858,1} = 2,92 > 1,5 .$$

Рассчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{C3Q4} = \frac{K_H}{K_B} \cdot (K_{C.3АП} \cdot I_{\max.секу.2} + I_{\max.секу.1}); \quad (99)$$

По формуле (99) подставляем и получаем  $I_{C3Q4} = 530,6 \text{ А}$ ;

$$I_{C3Q4} = K_H \cdot (I_{C3CB(Q2)} + I_{\max.секу.1}); \quad (100)$$

По формуле (100) подставляем и получаем  $I_{C3Q4} = 779,88 \text{ А}$ .

Из полученных данных мы выбираем самое наибольшее значение и это  $I_{C3Q4} = 779,88 \text{ А}$ .

Коэффициент чувствительности также считаем по формуле (96):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2877}{779,88} = 3,21 > 1,5 .$$

Условие выполняется.

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{MTЗ} = t_{CЗ, Q2} + \Delta t; \quad (101)$$

По формуле (101) подставляем и получаем  $t_{MTЗ} = 1,0$  с.

Выводы по разделу:

В данном разделе выполнен расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ в двух режимах: максимальном и минимальном. Для защиты отходящих линий выбран комплект защиты на базе микропроцессорного блока БЭМН МР-750 и определены уставки его срабатывания.

Также определены значения «для расчета уставок защиты вводных выключателей Q1, Q2, Q3 и Q4, учтем, что в случае успешной работы АВР через них проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска второй секции» [21], что в свою очередь позволило определить максимально возможные рабочие токи трансформатора, необходимо учесть его номинальную мощность и характеристики нагрузки.

## Заключение

В ходе проекта были получены следующие результаты:

- рассчитаны токи короткого замыкания при максимальной и минимальной нагрузке на подстанции 110 кВ «Новые Покачи». Максимальные значения токов составили: 6,7 кА на 110 кВ, 1,558 кА на 35 кВ и 6,01 кА на 10 кВ.
- выбрано оборудование для коммутации, измерения и энергетического снабжения подстанции. Установлены современные аппараты: для 110 кВ - элегазовые выключатели фирмы AREVA Energietechnik GmbH, для 35 кВ - выключатели ВВ/TEL-10-20/1000-У2. Все выбранное оборудование проверено на устойчивость к токам короткого замыкания. Также выбраны трансформаторы для собственного использования - два трансформатора мощностью 100 кВА, проведен расчет проводников и защитной аппаратуры для напряжений 0,4 кВ и 10 кВ.
- рассчитано электрическое освещение в соответствии с правилами и нормами. Установлены шесть прожекторов для наружного освещения и светодиодные светильники для внутреннего освещения в ЗРУ-10 кВ. Также проведен расчет экономии электроэнергии после замены малозагруженных трансформаторов. Согласно результатам, замена трансформаторов позволяет экономить до 11822,53 кВт ч в год.
- рассчитаны токи короткого замыкания на стороне 0,4 кВ при максимальной и минимальной нагрузке. Для защиты отходящих линий выбран комплект защиты на базе микропроцессорного блока БЭМН МР-750 с уставками срабатывания.

Результаты позволяют улучшить энергетическую эффективность подстанции, снизить потребление электроэнергии. Рекомендации и предложения могут быть использованы для оптимизации работы.

## Список используемой литературы

1. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие. М.: Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
2. Горфинкель В. Я., Швандара В. А. Энергосбережение на тепловых электростанциях. 4-е издание, переработанное и дополненное. М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2007. 670 с.
3. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. 312 с.
4. Евминов Л.И., Добродей А.О. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Уч. Пособие к практическим занятиям по специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение по отраслям». М. : Гомель, 2016. 81 с.
5. Изд-во НЦ ЭНАС РД «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98. 2006 г.
6. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. М. : «Энергия», 1976. 296 с.
7. Коновалов В.И., Сотскова Е.Н., Хуртин А.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосистем: Учебное пособие. М. : Москва: Издательство МГУ, 2018. 234 с.
8. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование. М. : СПб, 2014. 192 с.
9. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.

10. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. М. : Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016.
11. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Том 6. М. : Москва: Энергия, 2006. 302 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : Москва: Энергоатомиздат, 1989. 420 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. М. : Москва: Форум-Инфра, 2013. 480 с.
14. ООО «Лукойл-Энергосети» [Электронный ресурс]. Официальный сайт.URL: <https://es.lukoil.ru/ru-007-2018.pdf> (дата обращения: 20.09.2023).
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-ое издание. Утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204. М. : Москва: ЭНАС, 2015. 552 с.
16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. 10-е изд. М. : Академия, 2013. 448 с.
17. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
18. СТП 09110.35.250-12. Инструкция по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. М. : Минск: ГПО «Белэнерго», 2013. 42 с.
19. Ус А.Г., Елкин В.Д. Электрическое освещение: практ. пособие по выполнению курсового и для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение». М. : Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2005. 111 с.
20. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. М.: Москва: Энергоатомиздат, 1981. 624 с.
21. Arzúa I., González S., Casenave L., Olaizola G. Design and Implementation of an Advanced Control System for a 110/10 kV Substation.

22. A. Silvester, C. Mather. Electric Machinery and Transformers. M. : Oxford: Oxford University Press, 2015.
23. Choi S.J., Kim K.W., Kim S.K. Upgrading a 110/10 kV Substation for Increased Reliability and Efficiency.
24. Dvorak J., Slavik L., Holecek M. Innovative Approach to the Modernization of a 110/10 kV Substation.
25. Gupta A.K., Sharma P.K. Modernization and Improvement of 110/10 kV Substations.