

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)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Цифровая модернизация электрической части главной понизительной подстанции
110 кВ Безымянской отопительной котельной

Обучающийся

Т.А. Ганина

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В. И. Платов

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

Консультант

А.В. Прошина

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

Тольятти 2025

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе была проведена цифровая модернизация электрической части главной понизительной подстанции 110/10/6 кВ «Безымянская отопительная котельная», с помощью силового электрического оборудования, которые работают на одном сертификате и протоколах, а также были выбраны релейные терминалы.

Для того чтобы, определить, насколько важна модернизация нужно определиться, с тем, что в конечном итоге нужно получить: для любой подстанции важна эффективность, надежность электрооборудования, что напрямую влияет на работу главной понизительной подстанции «Безымянская отопительная котельная» (ГПП «БОК»), выбор цифрового оборудования и сертификатов позволит перейти на новый уровень защиты электрооборудования.

Целью работы является цифровая модернизация подстанции 110/10/6 кВ. Для достижения поставленной цели будут проведены исследования и расчеты трехфазного короткого замыкания для выбора выключателей, разъединителей и трансформаторов тока, расчет мощности для определения силового трансформатора которые позволят подобрать электрооборудования, работающие, на протоколах. А также выбор релейных терминалов, выбор оперативного постоянного тока и цифрового шкафа для батарей. В следствие этого будут выбраны электрооборудования для открытого распределительного устройства (ОРУ), высокого, низкого напряжения (ВН, НН), выбраны электрооборудования закрытого распределительного устройства (ЗРУ).

Данная выпускная квалификационная работа имеет пояснительную записку объемом 48 страниц, 16 таблиц, 5 рисунков и 6 чертежей формата А1.

Annotation

In this final qualifying work, the digital modernization of the electrical part of the main 110/10/6 kV step-down substation of the Nameless heating boiler house was carried out using electric power equipment that operate on the same certificate and protocols, and relay terminals were selected.

In order to determine how important modernization is, it is necessary to determine what ultimately needs to be obtained: for any substation, efficiency and reliability of electrical equipment are important, SRT directly affects the operation of the main step-down substation of the Bezymyanskaya heating boiler house (GPP BOK), the choice of digital equipment and certificates will allow moving to a new level of protection electrical equipment.

The purpose of the work is the digital modernization of the 110/10/6 kV substation. To achieve this goal, studies and calculations of the three-phase short circuit will be carried out to select switches, disconnectors and current transformers, power calculation to determine the power transformer that will allow you to select electrical equipment operating on protocols. As well as a choice of relay terminals, a choice of operational DC and a digital battery cabinet. As a result, electrical equipment for an open switchgear (OPU), high, low voltage (VH, NN), and electrical equipment for a closed switchgear (ZRU) will be selected.

This final qualifying paper has an explanatory note of 48 pages, 16 tables, 5 figures and 6 drawings in A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ технического состояния подстанции «БОК».....	7
1.1 Расчёт электрических нагрузок потребителей.....	7
1.2 Обоснование реконструкции подстанции.....	7
2 Реконструкция электрической части подстанции.....	9
2.1 Выбор схемы подстанции.....	9
2.2 Расчет электрических нагрузок.....	10
2.3 Расчет и выбор трансформатора.....	12
2.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	14
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	16
2.6 Выбор электрических аппаратов.....	21
2.6.1 Выбор выключателя для стороны 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ.....	21
2.6.2 Выбор трансформаторов тока.....	26
2.6.3 Выбор разъединителей.....	28
3 Выбор оперативного тока, системы измерений, трансформаторов собственных нужд.....	30
3.1 Выбор оперативного тока.....	30
4 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов.....	33
4.1 Расчет общих уставок.....	33
4.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2).....	34
4.3 Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1).....	35
4.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).....	35
5 Релейная защита.....	40
6 Молниезащита и заземление.....	42
Заключение.....	45
Список используемых источников.....	47

Введение

Электрическая энергия является главной и основной в современных реалиях. Следовательно, без электрической энергии невозможно вообще представить нормальную жизнь в 21 веке. Электрическая энергия используется не только в промышленности для приведения механизмов, а также в технологическом процессе, также электрическая энергия нужна в быту, транспорте.

Электрическую энергию легко передавать на большие расстояния с относительными малыми потерями электроэнергии, а также легко преобразовывается в другие виды энергии.

Электроэнергия вырабатывается на электростанциях, которые преобразуются из других видов энергии. Энергию, которую выработали на электростанциях передают по воздушным и кабельным линиям в распределительные пункты.

В данный промежуток времени для получения электрической энергии существуют: тепловые электростанции, которые подразделяются на конденсационные, теплофикационные, газотурбинные. А также гидроэлектростанция, атомные, гелиоэлектростанции, солнечные, ветряные, дизельные, угольные, приливные, геотермальные электростанции также используют для получения электрической энергии.

Самая большая часть электроэнергии идет на электродвигатели строительных механизмов, немалую часть электроэнергии занимают технологические нужды строительства, такие как электросварка, электрокалориферная сушка, и малая часть, на которую используют электроэнергию это освещение объектов, территорий, прилежащих к строительной площадке, а также на самой строительной площадке, а также освещение административных и культурно- бытовых помещений.

От выбора своевременного решения и замены электрооборудования зависит обеспечение достаточного количества электроэнергии. Нужно ежегодно проводить специальные работы за подстанциями, ведь с каждым годом промышленность растет, появляются новые технологии в быту, новые виды транспорта на альтернативных и экологических батареях, на это все нужно все больше и больше электроэнергии, которая должна быть бесперебойной, экономичной и качественной, ибо от этого всего зависит наша жизнь в современных реалиях.

Для качественного и бесперебойного преобразования, передачи и распределения электрической энергии, нужно сократить все виды потерь в системах электроснабжения и электрооборудования, внедрение цифровых технологий. Правильное решение вопроса касемо электроэнергии, самая главная задача наших дней.

Основным потоком передачи электрической энергии являются воздушные линии переменного тока напряжением 6 – 1150 кВ. Это самый удобный и экономичный метод передачи энергии. Все линии, что кабельные, что воздушные приходят на распределительные, понизительные подстанции. Про одну главную понизительную подстанцию 110/35/10 кВ, которая находится в Самарской области и является собственностью ОРЭС Тольятти, будет выполнена выпускная работа. Будет произведена цифровая модернизация электрической части подстанции.

1 Анализ технического состояния подстанции «БОК»

1.1 Краткие сведения о подстанции

Данная главная понизительная подстанция входит в распоряжение ОРЭС Тольятти.

Потребители 1й категории ПС «БОК»:

ЗРУ-6 кВ: ф.№20, 45 на РП-11.

Потребители 2й категории ПС «БОК»:

ЗРУ-6 кВ: ф.№1, 6 на ТП-701; ф.№16, 32 на РП-6; ф.№22, 34 на Котельную;

ЗРУ-10 кВ: ф.№52, 62 на РП-4; ф.№56, 64 на Котельную; ф.№60, 68 на РП-13.

Остальные потребители 3й категории.

Тип подстанции ПС «БОК» 110/10/6 кВ: (ГПП) тупикового типа. Мощность силовых трансформаторов 2 по 40 МВА.

1.2 Обоснование реконструкции подстанции

Для реконструкции главной понизительной подстанции БОК главной причиной является физический и моральный износ электрооборудования подстанции. Сама подстанция начала работать в 1941 года. Следовательно, довольно долгий промежуток времени подстанция обслуживала многие ПС, и ООО. На протяжении двух лет подстанция не работала.

За время цифровой модернизации планируется заменить в ОРУ МКП-110М-630-20 У1, ТДТН 40000/110, ТМЗ-160/6. В ЗРУ ТМЗ-630/6, МТР-333/6, РБГ 10-2500-014.

Основаниями для реконструкции подстанции являются как моральный, так и физический износ электрооборудования, включая силовые масляные

трансформаторы, выключатели, разъединители, которые установлены с момента ввода в эксплуатацию данной главной тупиковой понизительной подстанции 110/10/6 кВ [4]. Цифровая модернизация поможет повысить мощность понизительной подстанции и обеспечить безаварийную работу. Ознакомится с перечнем оборудования можно в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Состав электрооборудования, которые требуют замены в ОРУ-110 кВ ПС 110/10/6 кВ «БОК»

Вид оборудования	Тип оборудования	Единица измерения	Количество	Примечания
Масляный выключатель	МКП-110М-630-20 У1	Штук	3	1972 год выпуска
Трансформатор силовой масляный	ТДТН-40000/110	Штук	2	1992 год выпуска
Трансформатор силовой масляный	ТМЗ-160/6	Штук	2	1993 год выпуска

Таблица 2 – Состав электрооборудования ЗРУ-10 кВ ПС 110/10/6 кВ «БОК»

Вид оборудования	Тип оборудования	Единица измерения	Количество	Примечания
Трансформатор силовой масляный	ТМЗ-630/6	Штук	2	1994 год выпуска
Магнито-Тиристорный регулятор	МТР-333/6	Штук	2	1992 год выпуска
Реактор токоограничивающий	РБГ 10-2500-014	Штук	2	1992 год выпуска

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Выбор схемы подстанции

При выборе схемы учитывается: 1,2,3 категории потребителей, 2 силовых трансформаторов и тупиковый тип подстанции.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается главная понизительная подстанция тупикового типа. Следовательно, будет выбран 5Н - мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. На рисунках 1 и 2 изображены схемы мостик с выключателями и секция шин.

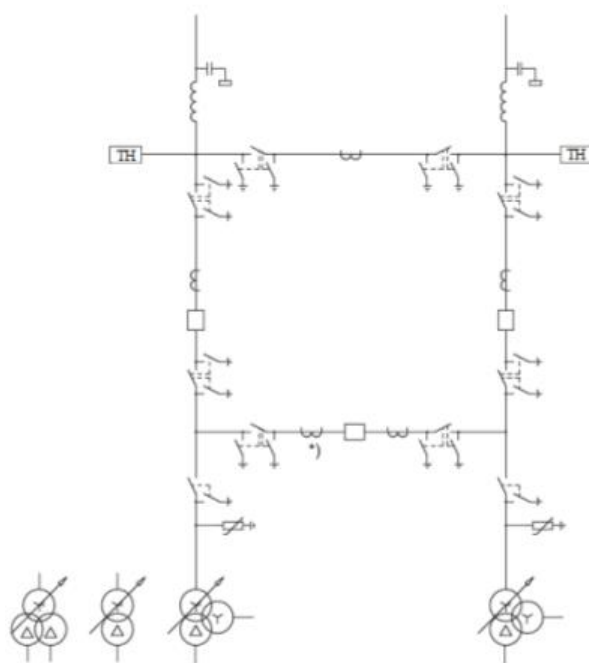


Рисунок 1 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

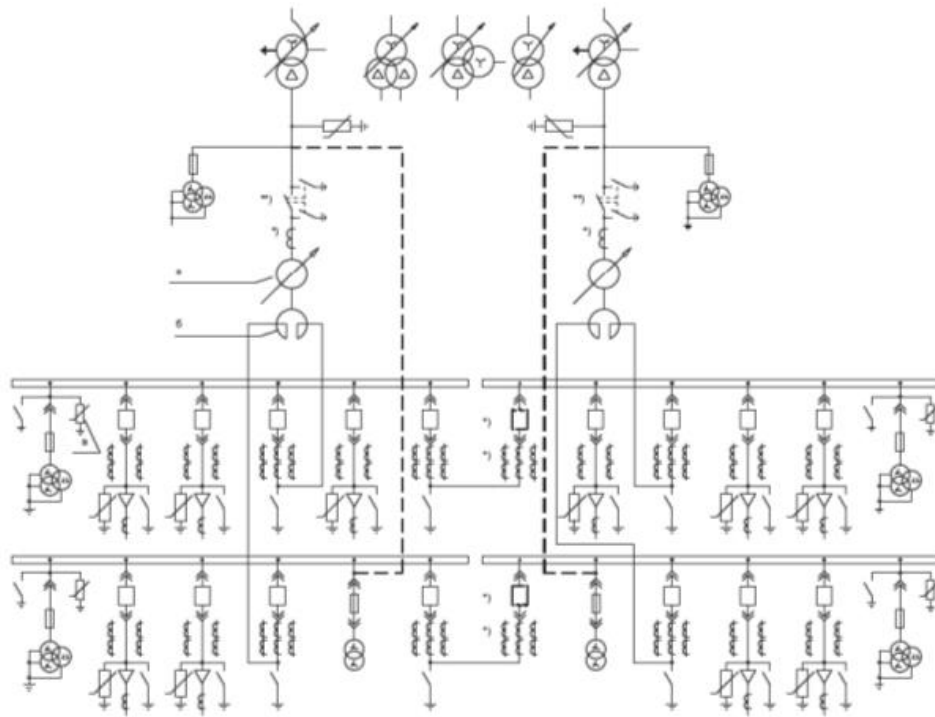


Рисунок 2 – Две системы шин, секционированные выключателями

2.2 Расчет электрических нагрузок

«Полные мощности подстанции по ступеням напряжения» [25]:

$$S_M^{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos\varphi} = \frac{46}{0,95} = 48,42 \text{ МВА}, \quad (1)$$

$$48,42 \text{ МВА} - 100\% S_{1\text{ступени}} - 50\%, \quad (2)$$

$$S_{1\text{ступени}} = \frac{S_M^{CH}}{100} = \frac{48,4250}{100} = 24,21 \text{ МВА}, \quad (3)$$

$$S_{2\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = \frac{S_M^{CH} \cdot 70}{100} = \frac{48,42 \cdot 70}{100} = 33,89 \text{ МВА}. \quad (4)$$

«Даны потребители 1-й, 2-й, 3-й категории. Питание данных категорий потребителей должно осуществляются от независимых источников, для этого требуется установка двух силовых трансформаторов, следовательно, выбрана

двух трансформаторная подстанция» [25]. Мощность трансформатора будет рассчитана по формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{мах.пс}} \geq 0,7 \cdot 46 = 32,2 \text{ МВА.} \quad (5)$$

Расчет проходящей через ПС энергии в зимний период по уровням напряжения рассчитаны по формулам:

$$W_{3C}^{\text{CH}} = P1 \cdot t1 + P2 \cdot t2 + P3 \cdot t3,$$

$$W_{3C}^{\text{CH}} = P1 \cdot t1 + P2 \cdot t2 + P3 \cdot t3 + P4 \cdot t4,$$

$$W_{3C}^{\text{CH}} = 40 \cdot 7 + 70 \cdot 12 + 80 \cdot 7 = 1680 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (6)$$

$$W_{3C}^{\text{HH}} = 40 \cdot 8 + 70 \cdot 5 + 80 \cdot 6 + 100 \cdot 9 = 2050 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (7)$$

Расчет проходящей через ПС энергии в летний период рассчитана по уровням напряжения:

$$W_{\text{ЛС}}^{\text{CH}} = P4 \cdot t4 + P5 \cdot t5 + P6 \cdot t6,$$

$$W_{\text{ЛС}}^{\text{CH}} = P5 \cdot t5 + P6 \cdot t6 + P7 \cdot t7,$$

$$W_{\text{ЛС}}^{\text{CH}} = 30 \cdot 9 + 30 \cdot 17 + 50 \cdot 7 = 1130 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

$$W_{\text{ЛС}}^{\text{HH}} = 30 \cdot 8 + 70 \cdot 11 + 20 \cdot 7 = 1150 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (9)$$

Количество потребляемой энергии ПС за год вычислены по формулам:

$$W_{\text{ГОД}}^{\text{CH}} = W_{\text{эс}} \cdot N3 + W_{\text{лс}} \cdot Nл,$$

$$W_{\text{ГОД}}^{\text{CH}} = 1680 \cdot 213 + 1130 \cdot 152 = 529600 \text{ МВт}, \quad (10)$$

$$W_{\text{ГОД}}^{\text{HH}} = 2050 \cdot 213 + 1150 \cdot 152 = 611450 \text{ МВт}. \quad (11)$$

Время максимума потребления нагрузки рассчитано по формулам:

$$T_{M.} = \frac{W_{\Gamma}}{P_{M.}},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{M.}}{10000}\right)^2 \cdot 8760,$$

$$T_{M.HH} = \frac{611450}{46} = 13292 \text{ ч}, \quad (12)$$

$$T_{M.CH} = \frac{529600}{46} = 11513 \text{ ч}, \quad (13)$$

$$T_{M.BH} = \frac{46 \cdot 13292 + 46 \cdot 11513}{46} = 24805 \text{ ч}, \quad (14)$$

$$\tau_{BH} = \left(0,124 + \frac{24805}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 5942 \text{ ч}, \quad (15)$$

$$\tau_{CH} = \left(0,124 + \frac{11513}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1425 \text{ ч}, \quad (16)$$

$$\tau_{HH} = \left(0,124 + \frac{13292}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1845 \text{ ч}. \quad (17)$$

2.3 Расчет и выбор трансформатора

Мощность трансформатора (ТР) определяется его нагрузкой и определяется как:

$$S_{H.TP} \geq (0,7 \dots 0,65) \cdot S_M, \quad (18)$$

$$S_{H.AT} \geq 0,7 \cdot 106,52 = 74,564 \text{ МВт},$$

$$S_{H.TT.1BAP} \geq 0,7 \cdot 48,42 = 33,894 \text{ МВт},$$

$$S_{H.TT.2BAP} \geq 0,7 \cdot 33,89 = 23,723 \text{ МВт}.$$

«Расчетная мощность трансформатора округляется до ближайшей стандартной мощности по шкале и ГОСТ 11920 – 85, ГОСТ 12965 – 85»

[25].

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{24,21^2 \times 4 + 33,89^2 \times 4 + 33,89^2 \times 8}{16}} = 0,79; \quad (19)$$

$$K_2 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{46^2 \times 8}{8}} = 1,15; \quad (20)$$

Так как $K_2 = 1,4 \geq 0,9 \cdot \frac{46}{40} = 1,035$, то $K_2 = K_2^\circ = 1,4$;

$$S_{\max} = 46 \text{ МВА} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_2^\circ = 56 \text{ МВА}$$

Таблица 3 – Параметры выбранного трансформатора

Тип	Номинальное напряжение, кВ			Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	ВН	СН	НН	холостого хода	короткого замыкания	ВН СН	ВН НН	СН НН	
ТДТН 40000/110	11	11	6,6	35	200	10,5	17,5	6,5	0,2

Вывод: трансформаторы типа ТДТН-40000/110 удовлетворяют всем расчетным условиям. ТДТН-40000/110 масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор с регулирование под нагрузкой. С параметрами данного трансформатора можно ознакомиться в таблице 3. Данный трансформатор имеет номинальную мощность 40 МВА и класс напряжения 110 кВ. Поэтому проверка данного трансформатора является успешной, так как трансформатор подходит под нужды данной понизительной подстанции. И мощности хватит для необходимых нужд. Данная проверка трансформатора нужна была чтобы убедиться в правильном выборе трансформатора. На рисунке 3 представлен данный трансформатор.

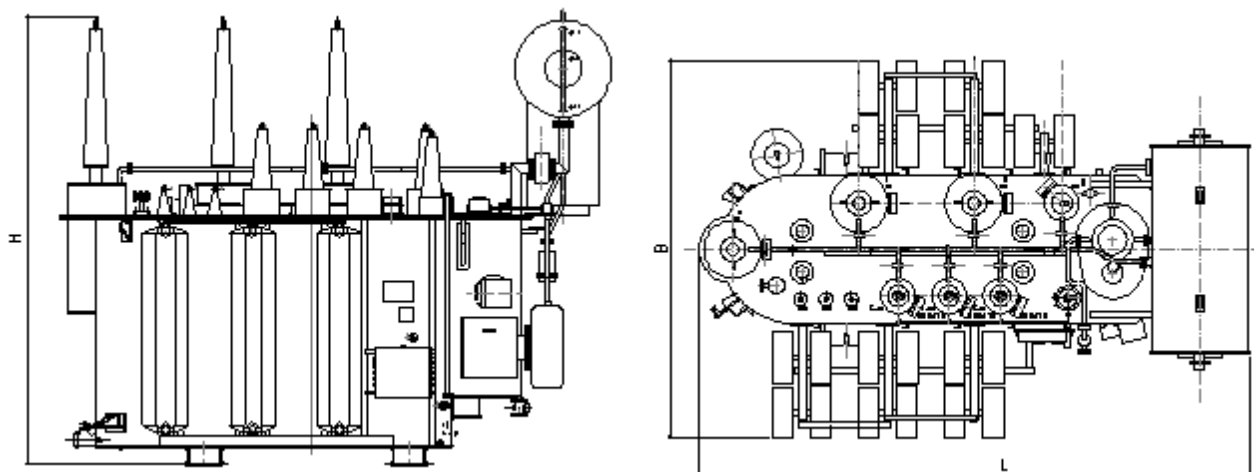


Рисунок 3 – Силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор ТДТН-40000/110

2.4 Технико–экономическое сравнение вариантов

«Экономическая целесообразность схем» [20].

$$З = p_n \cdot K + И. \quad (21)$$

где «К – капиталовложения на сооружение электроустановки, млн. руб».
[20];

« p_n – нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,12» [20].

«И – годовые эксплуатационные издержки, млн. руб./год» [20].

Составляющая расчетных затрат – годовые эксплуатационные издержки» определяется:

$$И = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W \cdot 10^{-5}, \text{ млн. руб.} \quad (22)$$

где P_a , P_0 – отчисления на амортизацию и обслуживание, %;

ΔW – потери электроэнергии, кВт · ч;

β – стоимость 1 кВт · ч потерь электроэнергии, $\beta = 85$ коп/кВт · ч.

Таблица 4 – Капитальные затраты

Оборудование	Цена, млн.руб.	Первый вариант ЗАО «Трансформатор»		Второй вариант ПАО «Запорожтрансформатор» (ЗТР)	
		количество	стоимость млн. руб.	количество	стоимость млн. руб.
T1, T2: ТДТН 40000/110	28/25,5	2	56	2	51
ИТОГО с учётом удорожания ×30	28/25·30	–	56×30	–	1·30

В таблице 4 представлены для сравнения два производителя данного силового трансформатора с учетом капитальных затрат. Издержки: $P_a = 2\%$, $P_0 = 6,4\%$, $\tau_b = \tau_c = \tau_n = \tau = 8335$ ч; потери $\Delta P_{кв} = \Delta P_{кc} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{кв-н} = 0,5 \cdot 315 = 157,5$ кВт; $\cos\varphi = 0,87$; потери холостого хода $\Delta P_{хх} = 65$ кВт; максимальное время работы $T_{max} = 9057$; максимальная мощность нагрузки $S_{max,в} = S_{max,с} = S_{max,н} = S_{max}$.

Потери электроэнергии:

$$\Delta W_1 = \left(\Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau \right), \quad (23)$$

$$\Delta W_1 = 65 \cdot 9057 + 157,5 \cdot \left(\frac{152,78}{125} \right)^2 \cdot 8335 = 2530597 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

«По второму варианту изменяются потери холостого хода $\Delta P_x = 50$ кВт, потери $\Delta P_k = 245$ кВт» [20]. Расчетная формула:

$$\Delta W'_2 = 2 \cdot \left(\Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \right), \quad (24)$$

$$\Delta W'_2 = 2 \cdot (50 \cdot 8760 + 245 \cdot \left(\frac{152,78}{50} \right)^2 \cdot 8335) = 39008448,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W'_2, \quad (25)$$

$$\Delta W = 2530597 + 39008448,02 = 41539045,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$И_1 = \frac{2+6.4}{100} \cdot 1612 \cdot 30 + 85 \cdot 41539045,02 \cdot 10^{-5} = 39370,44 \text{ тыс. руб.},$$

$$З_1 = 0,12 \cdot 1612 \cdot 30 + 39370,44 = 45173,64 \text{ тыс. руб.}$$

«Сравнение вариантов» [20].

$$K = \left(\frac{45173,64 - 5433,4}{45173,64} \right) \cdot 100 = 88\%. \quad (26)$$

Вывод: был выбран ЗАО «Трансформатор», так как, по всем показателям данный поставщик трансформатора выгоднее и надежнее.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

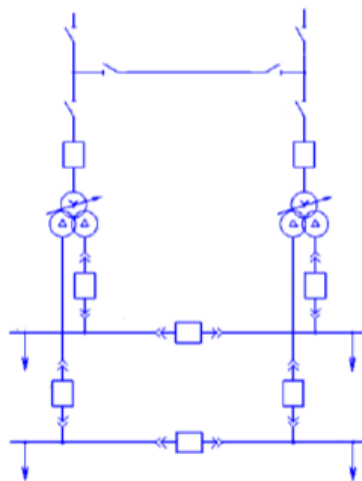


Рисунок 4 – Упрощенная электрическая схема подстанции

Исходные данные: $S_6=1000$ МВА, $S_K = 2100$ МВА, 2хТДТН-40000/110, напряжение КЗ: ВН-СН=10,5 %, ВН-НН=17,5 %, СН-НН=6,5 %. На рисунке 4 представлена упрощенная электрическая схема подстанции.

Расчет токов КЗ на шинах 110 кВ:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{115^2}{2100} = 6,3 \text{ Ом.} \quad (27)$$

Токи трехфазного КЗ рассчитываются:

$$I_{\text{КЗ110}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot x_c} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 10,5 \text{ кА,} \quad (28)$$

$$X_{*6,c} = \frac{S_6}{S_K}, \quad (29)$$

$$X_{*6,c} = \frac{1000}{2100} = 0,48;$$

$$X_{*6,l} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (30)$$

$$X_{*6,l} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,12;$$

$$X_{*6,TB} = \frac{U_{\text{К,В}}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (31)$$

$$X_{*6,TB} = \frac{U_{\text{К,В}}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,48;$$

$$U_{\text{К.В}} = U_{\text{К.ВН-НН}} - 0,25 \cdot u_{\text{КНН1-НН2}}, \quad (32)$$

$$U_{\text{К.В}} = U_{\text{К.ВН-НН}} - 0,25 \cdot u_{\text{КНН1-НН2}} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3\%,$$

$$X_{*6,TН1} = \frac{U_{\text{К,Н1}}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (33)$$

$$X_{*6,TН1} = \frac{U_{\text{К,Н1}}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{15\%}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,38;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5 \cdot u_{кНН1-НН2}, \quad (34)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5 \cdot u_{кНН1-НН2} = 0,5 \times 30 = 15\%,$$

$$X_{*рез(б)} = X_{*б,с} + X_{*б,л}, \quad (35)$$

$$X_{*рез(б)} = X_{*б,с} + X_{*б,л} = 0,48 + 0,12 = 0,6.$$

Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ:

Сопротивление трансформатора:

$$X_{Т1} = \frac{U_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 40} = 0,29 \text{ Ом.} \quad (36)$$

Суммарное сопротивление (система + трансформатор):

$$X_{сум} = X_c + X_{Т1} = 6,3 + 0,29 = 6,59 \text{ Ом.} \quad (37)$$

Приведенное к 10 кВ:

$$X_{сум10} = X_{сум} \cdot \left(\frac{10,5^2}{115} \right) = 0,054 \text{ Ом.} \quad (38)$$

Ток трехфазного КЗ на шинах 10 кВ:

$$I_{кз10} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,054} = 112 \text{ кА.} \quad (39)$$

Расчет токов КЗ на шинах 6 кВ:

Сопротивление трансформатора:

$$x_{T2} = \frac{U_{K3} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{17,5 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 40} = 0,17 \text{ Ом.} \quad (40)$$

Ток трехфазного КЗ на шинах 6 кВ:

$$I_{K36} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,19} = 19,2 \text{ кА.} \quad (41)$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (42)$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кВ,}$$

$$I_{п.о} = \frac{E_{*6}''}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6, \quad (43)$$

$$I_{п.о} = \frac{E_{*6}''}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,6} \cdot 5,02 = 8,36 \text{ кА,}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,36 \cdot 1,72 = 20,33 \text{ кА,} \quad (44)$$

$$x_{*рез(6)} = x_{*6,с} + x_{*6,л} + x_{*6,ТВ} + x_{*6,ТН1}, \quad (46)$$

$$x_{*рез(6)} = x_{*6,с} + x_{*6,л} + x_{*6,ТВ} + x_{*6,ТН1} = 0,48 + 0,12 + 0,48 + 2,38 = 3,46.$$

Расчет токов короткого замыкания для точки К2:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (47)$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА,}$$

$$I_{п.о} = \frac{E''_{*б}}{X_{*рез(б)}} \cdot I_б, \quad (48)$$

$$I_{п.о} = \frac{E''_{*б}}{X_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{3,46} \cdot 55 = 15,89 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 15,89 \cdot 1,82 = 40,89 \text{ кА}. \quad (49)$$

Таблица 5 – Расчет трехфазных токов КЗ

Задание	Ответ
$I_{п.о}$ В точке К1	8,36 кА
$I_{п.о}$ В точке К2	15,89 кА
i в точке К1	20,33 кА
i в точке К2	40,89 кА

Вывод: был проведен расчет трехфазных токов короткого замыкания, данные значения нужны для дальнейшего выбора выключателей на стороне 110 кВ, а также трансформатора тока и разъединителя. В таблице 5 представлены расчетные значения трехфазных токов короткого замыкания (КЗ).

2.6 Выбор электрических аппаратов

2.6.1 Выбор выключателя для стороны 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ

Сторона 110 кВ.

Расчет токов нагрузки для одного трансформатора 40 МВА:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ A.} \quad (50)$$

Следовательно, ток нагрузки на стороне 110 кВ = 201А (на один трансформатор).

Сторона 10 кВ:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{СН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{СН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309 \text{ A.} \quad (51)$$

Следовательно, ток нагрузки на стороне 10 кВ = 2309 А (на один трансформатор).

Сторона 6 кВ:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3848 \text{ A,} \quad (52)$$

Следовательно, ток нагрузки на стороне 6 кВ = 3848 А (на один трансформатор).

Выбор и проверка элегазового выключателя для ГПП 110/10/6 кВ

Напряжения: 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ

Токи нагрузки (для 2 трансформаторов): 110 кВ: 420 А, 10 кВ: 4 618 А, 6 кВ: 7 696 А.

Токи КЗ: 110 кВ: 10.5 кА, 10 кВ: 112 кА, 6 кВ: 19.2 кА

Номинальный (рабочий) ток одного трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.} \quad (53)$$

«Номинальное напряжение» [20]. $U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$:

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ.} \quad (54)$$

«Номинальное длительное (рабочий) ток» [20]. $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ А,} \quad (55)$$

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 280 \text{ А,} \quad (56)$$

$$I_{\text{раб}} = 209,9 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А;}$$

$$I_{\text{мах}} = 280 \leq I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А.} \quad (57)$$

Отключающая способность:

на симметричный ток отключения $I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}, I_{\text{н,т}} = I_{\text{по}} = 8,36 \text{ кА.}$

$$\tau = \tau_{\text{рз}} + \tau_{\text{св}} = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с,} \quad (58)$$

$$i_{\text{аном}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 40 = 25,45 \text{ кА,} \quad (59)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,36 \cdot e^{-\frac{0,048}{0,03}} = 2,39 \text{ кА.} \quad (60)$$

Включающая способность $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл.ном}}; i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$

$$\begin{aligned} I_{\text{по}} &= 8,36 \leq I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА;} \\ i_{\text{уд}} &= 20,33 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (61)$$

«Предельный сквозной ток короткого замыкания» [20].

$$\begin{aligned} I_{\text{по}} &\leq I_{\text{прс}}, \\ i_{\text{уд}} &\leq i_{\text{дин}} = i_{\text{прс}}, \\ I_{\text{по}} &= 8,36 \leq I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА;} \\ i_{\text{уд}} &= 20,33 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 102 \text{ кА,} \end{aligned} \quad (62)$$

«Тепловой импульс» [20].

$$\begin{aligned} B_k &\leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_T; \\ B_k &= I_T^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,36^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 6,64 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.} \end{aligned} \quad (63)$$

Таблица 6 – ВГТ-110-20/630 УХЛ1

Параметр	Расчетное значение	Характеристики
U _{ном}	110 кВ	110 кВ
I _{ном}	420 А	630 А
I _{откл}	10,5 кА	20 кА
i _{дин}	26,7 кА	40 кА
I _{терм}	10,5 кА	20 кА

В таблице 6 приведены характеристики элегазового выключателя. Преимущество элегазового выключателя колонкового типа в том, что герметичная дугогасительная камера – заполнена элегазом (SF₆) под давлением.

Модульная конструкция – три полюса с общим приводом. Встроенные датчики – контроль давления SF_6 , положения контактов. Ручное/дистанционное управление – совместимость с АСУ ТП. ВГТ-110-20/630 УХЛ1 – это русский аналог Siemens ZAP1-FI-110. В связи с неблагоприятной обстановкой в мире, был выбран отечественный аналог данному выключателю, который ничем не уступает в качестве иностранному производителю, только вот стоимость российского выключателя в разы меньше.

Следовательно, исходя из выше представленных формул и расчетов, элегазовый выключатель колонкового типа ВГТ-110-20/630 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки. На рисунке 5 представлены габаритные размеры данного выключателя.

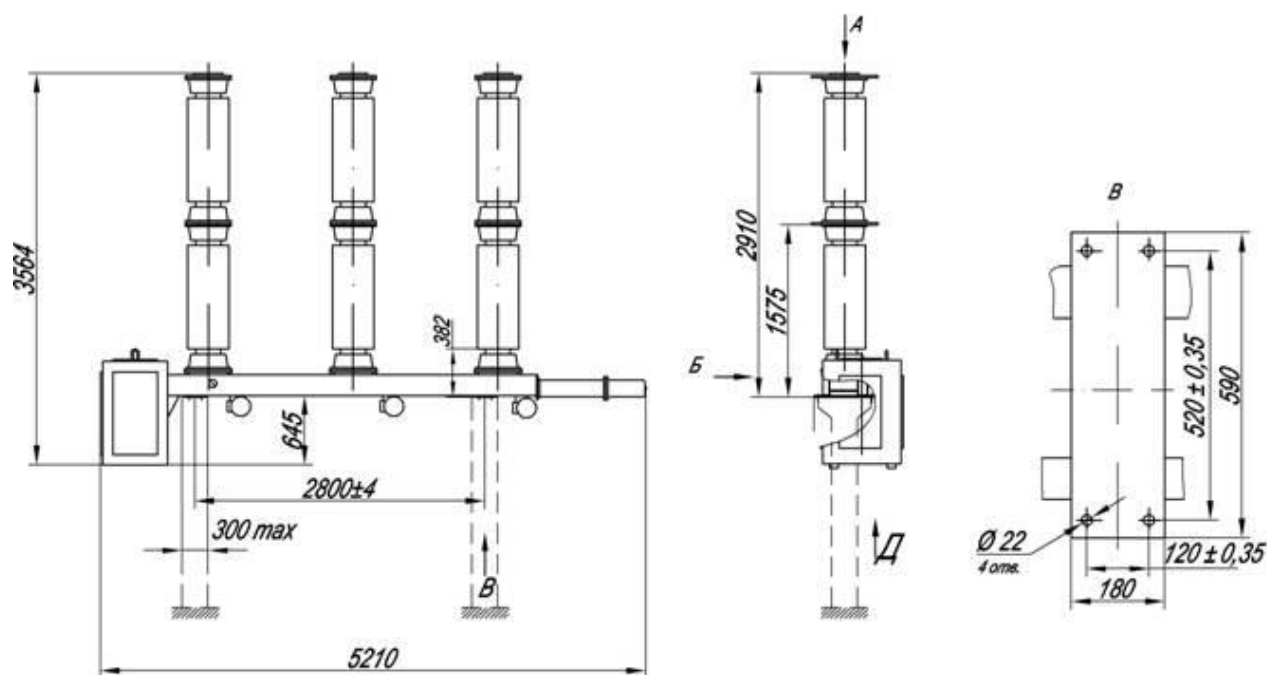


Рисунок 5 – Габаритные размеры элегазового выключателя
ВГТ–110 – 20/630 УХЛ1

Выбор выключателя для стороны 10 кВ:

Выбор выключателя на 10 кВ для ГПП (исходные данные: $I_{ном} = 2\,309\text{ А}$, $I_{откл} = 112\text{ кА}$)

Таблица 7 – ВВ/TEL-10-20/1600У3

Параметр	Расчетное значение	Характеристики
U _{ном}	10 кВ	12 кВ
I _{ном}	2309 А	2500 А
I _{откл}	112 кА	125 кА
i _{дин}	300 кА	125 кА
I _{терм}	125 кА/1 с	125 кА/1 с

Исходя из расчетов для стороны 10 кВ, идеальным вариантом будет ВВ/TEL-10-20/1600У3 модульный, с пружинным приводом. ВВ/TEL-10-20/1600У3 – оптимальное решение для объектов с высокими токами КЗ, которое полностью соответствует требованиям: номинальный ток 3 150 А (с запасом для ваших 2 309 А), ток отключения 125 кА (покрывает расчетные 112 кА), и, самое главное, это российское производство (нет проблем с санкциями). В таблице 7 представлены исходные данные выключателя.

Выбор выключателя для стороны 6 кВ:

Таблица 8 – Вакуумный выключатель ВВЭ-6-20/4000У3

Параметр	Расчетное значение	Характеристики
U _{ном}	6 кВ	7,2 кВ
I _{ном}	3848 А	4000 А
I _{откл}	19,2 кА	25 кА

Выкатное исполнение (удобство обслуживания в ЗРУ), полное соответствие требованиям по току и напряжению, российское производство.

Высокая надежность – вакуумная камера не требует обслуживания, компактность – занимает на 30% меньше места, чем элегазовые аналоги, совместимость с отечественными ЗРУ, низкие эксплуатационные затраты – нет замены дугогасящей среды. В таблице 8 представлены исходные данные выключателя.

Вывод: были выбраны выключатели на стороны 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ, которые совместимы с АСУ ТП (автоматизированная система управления технологическим процессом) [14].

2.6.2 Выбор трансформаторов тока

Вводные данные: $S_{\text{ном}} = 40000$ кВА, $I_{\text{по}} = 15,89$ кА, $i_{\text{уд}} = 40,89$ кА.

Трансформатор тока будет выбран по формулам ниже:

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$.

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}. \quad (64)$$

«Номинальное длительное (рабочий) ток $I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$ » [20].

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А}, \quad (65)$$

$$I_{\text{раб}} = 210 \text{ А} \leq I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}. \quad (66)$$

«Электродинамическая стойкость $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}$ » [20].

$$i_{\text{уд}} = 40,89 \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}. \quad (67)$$

«Термодинамическая стойкость $B_{\text{к}} \leq K_{\text{т}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$ » [20].

$$B_k = 24 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq I_T^2 \cdot t_T = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 4800 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}. \quad (68)$$

«Для стороны 110 кВ будет использован трансформатор тока для защиты, передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления» [20]. Тип защиты на данной стороне 110 кВ дифференционная (дифзащита), которой требуется высокая точность, поэтому выбран класс 5P и максимальная токовая защита, а также отсечка класса точности 10 P. Номинальный ток 420 А, ближайший стандартный коэффициент трансформации 500/5 А. Класс точности для дифзащиты 5P20. Термическая стойкость $I_{\text{терм}} \geq 10,5 \text{ кА (1 с)}$, динамическая стойкость: $I_{\text{дин}} \geq 26,7 \text{ кА (уд. ток } \approx 2,55 \cdot I_{\text{кз}})$. Для ОРУ 110 кВ обычно устанавливают опорные трансформаторы тока, поэтому именно такой конструкции и будет выбран трансформатор тока. Исходя из вышеприведенных данных выбран трансформатор тока ТОЛ-110-500/5.

Изначально на подстанции в ОРУ 110 кВ стоял ТВТ-110, это встроенный в масляный выключатель трансформатор тока, но из-за того, что были выбраны вакуумные и элегазовые выключатели было принято решение менять трансформатор тока. ТВТ-110 отлично подходит если на подстанции уже стоит масляный выключатель, чаще подходит для максимальной токовой защиты и требует совместной работы с выключателем. Данный трансформатор тока можно было бы оставить если не нужна была бы высокая точность и место в ОРУ было бы крайне мало.

В итоге выбран ТОЛ-110-500/5, так как имеет несколько преимуществ: готовность к IEC 61850 ТОЛ-110 имеет встроенный цифровой интерфейс (IEC 61869-9), что позволяет передавать данные напрямую в релейную защиту без дополнительных устройств, высокая точность (0.2S), не требует обслуживания [2].

Для стороны 10 кВ будет использован трансформатор тока ТОЛС-10-3000/5 с цифровым выходом, который совместим с выключателем ВВ/TEL-10-20/1600У3. Коэффициент трансформации 3000/5 А, класс точности 0.5S / 5P20, термическая стойкость 25 кА/1 с, динамическая стойкость: 60 кА. Поддержка ИЕС 61869-9 подключение к цифровым реле и совместимость с РЗА-СПАРК.

Для стороны 6 кВ будет использован трансформатор тока ТОЛС-6-4000/5 совместим с выключателем ВВЭ-6-20/4000У3. Коэффициент трансформации 4000/5 А, встроенный цифровой интерфейс (ИЕС 61869-9), совместим с СПАРК-6.

Таблица 9 – Совместимые трансформаторы тока

Напряжение	Выключатель	Трансформатор тока
110 кВ	ВГТ–110 – 20/630 УХЛ1	ТОЛ-110-500/5
10 кВ	ВВ/TEL-10-20/1600У3	ТОЛС-10-3000/5
6 кВ	ВВЭ-6-20/4000У3	ТОЛС-6-4000/5

Вывод: в данном пункте были подобраны трансформаторы тока, которые хорошо работают с выключателями. Под каждый выключатель был выбран трансформатор тока. В таблице 9 указаны выбранные трансформаторы тока.

2.6.3 Выбор разъединителей [3]

«Номинальное напряжение $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$ » [20].

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}. \quad (69)$$

«Номинальное длительное (рабочий) ток $I_{раб} \leq I_{1ном}$ » [20].

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ A}, \quad (70)$$

$$I_{\text{раб}} = 210 \text{ A} \leq I_{1\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}. \quad (71)$$

«Электродинамическая стойкость $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{прс}}$ » [20].

$$i_{\text{уд}} = 20,33 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}. \quad (72)$$

Вывод: исходя из этого был выбран разъединитель горизонтальный с моторным приводом МПР-110 и цифровым интерфейсом РГД-110/2000У1, так как номинальный ток 2000 А, термическая стойкость 25 кА/3 с, динамическая стойкость 63 кА, имеются датчики положения контактов (норма/авария), для данной цифровой модернизации подстанции нужно наличие подключений к АСУ ТП через IEC 61850 (GOOSE), а также совместимость с БМРЗ, СПАРК. Выбор разъединителя происходил на основании совместимости выключателя в ОРУ 110 кВ ВГТ-110 и трансформатора тока ТОЛ-110, которые также совместимы друг с другом и имеют место быть в модернизированной цифровой подстанции. Также данный разъединитель поддерживает полный цифровой мониторинг и имеет достаточно высокую стойкость к токам короткого замыкания [3]. В следующем разделе будет выбран оперативный ток для нагрузки приводов выключателей, а также для обеспечения питания релейной защиты, которая направлена на управление выключателями. Так же будут выбраны батареи и шкаф цифрового типа для размещения в нем батарей. Будет произведен расчет мощности и подобран трансформатор собственных нужд и трансформаторы напряжения для передачи данных в АСУ ТП по сертификату.

3 Выбор оперативного тока, системы измерений, трансформаторов собственных нужд

3.1 Выбор оперативного тока

«Для данной главной понизительной подстанции нужен оперативный постоянный и переменный ток для обеспечения питания систем релейной защиты и автоматики, управление выключателями и связи» [23].

Постоянный оперативный ток напряжением 220 В нужен для нагрузки приводов выключателей ВГТ-110, ВВ/TEL-10, ВВЭ-6, для цифровых терминалов релейной защиты БМРЗ, СПАРК и для автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Таблица 10 – Расчет общей мощности

Оборудование	Мощность (Вт)	Количество	Сумма (Вт)
Привод ВГТ-110	3000	2	6000
Привод ВВ/TEL-10	800	4	3200
Привод ВВЭ-6	800	4	3200
Терминалы РЗА	50	20	1000
АСУ ТП	500	1	500

В таблице 10 была рассчитана общая мощность для последующего расчета и выбора аккумуляторной батареи.

Емкость аккумуляторной батареи формула (73):

$$Q = \frac{P \cdot T}{U \cdot \eta} = \frac{13900 \cdot 8}{220 \cdot 0,85} = 600 \text{ А} \cdot \text{ч.} \quad (73)$$

Исходя из необходимой емкости аккумуляторной батареи выбрана OPzV 600 А·ч гелевая модель, которая не нуждается в обслуживании. В таблице 11

указаны исходные данные данной батареи. И зарядное устройство ВЗУ-220/100 (100 А, с микропроцессорным управлением) для автоматического перехода буфер/заряда, который предотвращает перезаряд, имеет температурную компенсацию что ведет за собой компенсацию напряжения при нагреве или охлаждении аккумуляторной батареи. Так же защищает от короткого замыкания и перегрева, обеспечивает интеллектуальный заряд и интеграцию в АСУ ТП. В таблице 12 указаны исходные данные зарядного устройства.

Таблица 11 – Аккумуляторная батарея OPzV 600 А·ч

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	2 В/элемент (110 элементов = 220 В)
Емкость	600 А·ч
Глубина разряда	80 %
Срок службы	12-15 лет
Температурный диапазон	-20...+50 °С
Ток заряда	0,1С(60 А)

Для размещения 110 элементов OPzV 600 А·ч (2 В/элемент) и обеспечения безопасной эксплуатации требуется специализированный аккумуляторный шкаф. Для правильного выбора шкафа нужно учесть: количество элементов в данном случае 110 шт. (220 В система), габариты аккумуляторной батареи: размер на один элемент OPzV 600 А·ч 260×180×370 мм (Д×Ш×В). В итоге общий объем 3.5 м³, напольный шкаф, с естественной вентиляцией. Стальной шкаф с порошковой окраской для защиты от коррозии. Должен поддерживать вес 110 элементов × 25 кг = 2.75 тонны. И самое главное иметь изолированные перегородки между элементами для защиты от короткого замыкания.

В итоге выбран шкаф ШАП-220/600-УХЛ1 с количеством секций 4 по 28 элементов в 3 секциях + 26 в четвертой. Габариты (Ш×Г×В): 1800×800×2200 мм. Сталь 1.5 мм, RAL 7035 и перфорация с вентиляционными решетками.

Таблица 12 – Зарядное устройство ВЗУ-220/100

Параметр	Значение	Комментарий
Входное напряжение	380 В $\pm$ 15 %	Подключение к ТСН 0,4 кВ
Выходное напряжение	198 – 264 В	Подстройка под температуру
Ток заряда	100 А	0,17С для АБ 600 А·ч
Алгоритм заряда	3 – ступенчатый	Основной заряд Буферный Выравнивание
КПД	$\geq$ 92%	Энергоэффективность
Интерфейс	RS – 485/Modbus RTU	Интеграция с АСУ ТП

Для переменного, оперативного тока напряжение которого 380/220 В нужен трансформатор собственных нужд. Трансформатор собственных нужд на подстанции нужен для питания систем освещения, обогрева, вентиляции и резерва аккумуляторных батарей. Общая мощность, которая нужна на: освещение ОРУ/ЗРУ это 5 кВт, обогрев шкафов 10 кВт, вентиляция 7 кВт, зарядное устройство аккумуляторной батареи 15 кВт. Следовательно, для нормальной работы нужно как минимум 37 кВт. Выбран трансформатор ТМГ-40/10: сухой, с естественным охлаждением и КПД, которого, меньше 98%.

Для передачи данных в АСУ ТП по IEC 61850 нужны трансформаторы напряжения. Выбранные трансформаторы напряжения указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Трансформаторы напряжения

Напряжение	Модель	Тип
110 кВ	НКФ-110-58У1	Каскадный
10 кВ	ЗНОЛ-10-0,5	Сухой
6 кВ	ЗНОЛ-6-0,5	Сухой

Вывод: исходя из вышеуказанных данных были выбраны трансформаторы напряжения для стороны 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ, каскадного и сухого типа, зарядное устройство ВЗУ-220/100, шкаф ШАП-220/600-УХЛ1, аккумуляторная батарея OPzV 600 А·ч.

4 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов

4.1 Расчет общих уставок

«Номинальные токи сторон силового трансформатора» [10]:

$$I_{\text{ном.перв.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201, \quad (74)$$

$$I_{\text{ном.перв.НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1832,9; \quad (75)$$

$$I_{\text{ном.перв.СН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,8. \quad (76)$$

«Расчет вторичных номинальных токов сторон» [10]:

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = I_{\text{базВН}} = \frac{I_{\text{ном.перв.ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{201 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 2,5; \quad (77)$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = I_{\text{базНН}} = \frac{I_{\text{ном.перв.НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{1832,9 \cdot 1}{\frac{2000}{5}} = 4,58; \quad (78)$$

$$I_{\text{ном.втор.СН}} = I_{\text{базСН}} = \frac{I_{\text{ном.перв.СН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{599,85 \cdot 1}{\frac{1000}{5}} = 4,99. \quad (79)$$

Вывод: были произведены расчеты номинальных токов и вторичных номинальных токов сторон.

4.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

«Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих» [10]:

$$I_{\text{НБ.Расч.}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}} = 0,4. \quad (80)$$

«Дифференциальный ток, который равняется току небаланса» [10]:

$$I_{\text{диф}} = I_{\text{НБ.Расч.}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{СКВ}} = 0,4 \cdot I_{\text{СКВ}}. \quad (81)$$

«Коэффициент снижения тормозного тока» [10]:

$$K_{\text{СН.Т}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{СКВ}}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.Расч.}}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77. \quad (82)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ТОРМ}}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}}{K_{\text{СН.Т}}},$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НБ.Расч.}}}{\sqrt{1 - I_{\text{НБ.Расч.}}}} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,4}{0,77} = 62,34\%. \quad (83)$$

«Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется» [10]:

$$\frac{I_{\text{Т1}}}{I_{\text{баз}}} = \left(\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \right) \cdot \frac{100}{K_{\text{торм}}} = 0,48 \cdot \frac{100}{62,34\%} = 0,769. \quad (84)$$

Вывод: были произведены расчеты тока небаланса, дифференциальный ток, коэффициент снижения тормозного тока и вычислена первая точка излома тормозной характеристики.

4.3 Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

«Расчетное выражение для отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ» [10].

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}}, \quad (85)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}} = 0,75. \quad (86)$$

Вывод: проведены расчеты отстройки от тока небаланса при внешнем коротком замыкании.

4.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

«Ток небаланса» [10].

$$I_{\text{нб}} = |I_{\text{ВН}} - I_{\text{НН}}| = |316,29 - 2886,75| = 2570,46. \quad (87)$$

«Приведенный ток к стороне НН» [10].

$$I_{\text{ННприв}} = I_{\text{НН}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 2886,75 \cdot \frac{400}{10000} = 115,47. \quad (88)$$

«Таблица 14 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора» [10].

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.перв.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 149,96$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 458,21$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_1	100/5	200/5	500/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y,Δ	Y	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{I_{\text{ном.перв.НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1}$	$\frac{50,2 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 4,347$	$\frac{149,96 \cdot 1}{200/5} = 3,75$	$\frac{458,21 \cdot 1}{500/5} = 4,58$

Продолжение таблицы 14

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		ВН	СН	НН
Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой)	« $I_{\text{баз}}$ ВН» « $I_{\text{баз}}$ СН» « $I_{\text{баз}}$ НН» Диапазон уставок: (0,15-15,00) А	4,347	3,75	4,58
Группа соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ)	—	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ (0/1/5/6/7/11)	—	11	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы)	«Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН», «Группа ТТ НН», Диапазон значений: (0/1/5/6/7/11)	11	11	0

Таблица 15 – Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{\text{НБ.Расч.}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} I_{\text{НБ.Расч}}$	0,48
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки $(0,3-1,0)I_{\text{баз}}$	Принимаем 0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{СН.Т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.Расч.}}}$	$\sqrt{1 - 0,4} = 0,77$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НБ.Расч.}}}{\sqrt{1 - I_{\text{НБ.Расч.}}}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,4}{0,77} = 62,34\%$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{\text{тормчувст, \%}}$ » Диапазон уставки $(10-100)\%$	62
Принятое значение уставки второй точки излома	" $I_{\text{Т2}}/I_{\text{ном}}$ " Рекомендуемый диапазон уставки: $(1,0-2,0)I_{\text{ном}}$	2
Принятое значение установки блокировки по второй гармонике	$\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}}$ Диапазон уставки $(0,006-0,2)$	0,15

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Таблица 16 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		СН	НН
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{кз.внеш.макс}}$	640	993
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах)	$I_{\text{кз.внеш.макс}}^* = I_{\text{кз.внеш.макс}} / I_{\text{базВН}}$	$\frac{640}{149,96} = 4,27$	$\frac{993}{149,96} = 6,62$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{нб.}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 4,27 = 3,2$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 6,62 = 4,96$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	Должно выполняться условие: $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq I_{\text{нб.}}$ и $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 6$	Принимаем значение 5,0	

Вывод: проведены расчеты дифференциальной отсечки и уставок и сведено. В таблице 14 представлен расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора, в таблице 15 представлен расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты, в таблице 16 представлен расчет уставок дифференциальной отсечки.

5 Релейная защита

Для цифровой модернизации данной подстанции был выбран стандарт IEC 61850 [6] для проектирования автоматизированных систем управления энергообъектами (АСУ ТП), он обеспечивает единую цифровую среду для защиты, автоматики и мониторинга. Данный стандарт был выбран, потому что, он подходит для выбранных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, релейной защиты и автоматики и соответственно АСУ ТП. Данный стандарт служит для замены медных проводов на оптоволокно, следовательно, меньше кабельных линий, а также упрощенная интеграции с разными производителями оборудования.

Данный стандарт имеет модель данных «Logical Nodes» LN, представляет собой набор логических узлов с стандартными именами: «PDIS» дифференциальная защита, «PTOC» токовая отсечка, «MMXU» измерения (ток, напряжение, мощность). Трансформатор тока ТОЛ-110 передаёт данные по SV протоколу на терминал РЗА БМРЗ-152. БМРЗ-152 анализирует токи и при КЗ отправляет GOOSE-сообщение выключателю ВГТ-110, и он отключается за 20 мс [7].

На основе ранее выбранного оборудования ВГТ-110, ВВ/TEL-10, ВВЭ-6, ТОЛ-110 будут выбраны терминалы релейной защиты и автоматики, которые соответствуют стандарту IEC 61850 (GOOSE, Sampled Values, MMS) [8]. Для правильного выбора терминалов будут учтены: поддержка IEC 61850-8-1 (GOOSE) и IEC 61850-9-2LE (SV), совместимость с российскими трансформатором тока ТОЛ-110 и трансформатором напряжения НКФ-110, совместимость с выключателями ВГТ-110, ВВ/TEL-10 и самое главное наличие сертификации в РФ (ФСТЭК, Минэнерго) в связи с ситуацией в мире [13].

Для стороны 110 кВ (защита трансформатора и шин) БМРЗ-152-110 для дифференциальной защиты, МТЗ, ТО, защита от замыканий на землю, а также

совместимость с стандартом IEC 61850-9-2LE (Sampled Values от ТОЛ-110), протоколом GOOSE для управления ВГТ-110, протоколом MMS для АСУ ТП [12].

Для стороны 10 кВ (защита фидеров) СПАРК-10 для МТЗ, ТО, защиты от ЗНЗ, АВР (автоматическое включение резерва). Наличие протокола GOOSE для блокировок и управления ВВ/TEL-10, протокола SV от ТОЛС-10-3000/5.

Для стороны 6 кВ (защита двигателей/фидеров) РЗА-СПАРК-6М для МТЗ, ТО, защиты от перегрузки, контроля изоляции, и наличие протоколов GOOSE для управления ВВЭ-6 и SV от ТОЛС-6-4000/5.

Для системы собственных нужд 0.4 кВ БМРЗ-130 для защиты вводов, контроля напряжения и совместимость с Modbus TCP (для связи с АСУ ТП). Для мониторинга нужно будет использовать ПТК "Квантор".

Вывод: в данном пункте были выбраны релейные терминалы для защиты силового трансформатора на стороне 110 кВ БМРЗ-152-110 для дифференциальной защиты, МТЗ, ТО, защита от замыканий на землю, терминалы для защиты фидеров на стороне 10 кВ СПАРК-10 для МТЗ, ТО, защиты от ЗНЗ, АВР (автоматическое включение резерва) и терминалы для защиты двигателей на стороне 6 кВ РЗА-СПАРК-6М для МТЗ, ТО, защиты от перегрузки, контроля изоляции, для системы собственных нужд 0.4 кВ БМРЗ-130 для защиты вводов, контроля напряжения и совместимость с Modbus TCP (для связи с АСУ ТП)

6 Молниезащита и заземление

Молниезащита нужна для защиты оборудования и персонала от прямых ударов молнии и перенапряжений [6]. Наличие молниезащиты на подстанции обезопасит от: повреждения оборудования, снизит вероятность возникновения пожаров при взрывах масляных выключателей, а также трансформаторов. Так же наличие молниезащиты снизит вероятность поражения током, в связи с тем, что имеется большая вероятность того, что при ударах молнии ток при растекании создает шаговое напряжение [1].

Для того, чтоб молниезащита работа корректно нужны:

- молниеотводы стержневые или тросовые (перехватывают удары молнии)
- заземляющее устройство (направляет ток молнии в землю)
- экраны, которые устанавливаются в ОРУ (защищают открытые участки токоведущих частей от поражения тока)

Параметры молниеотводов: высота (h) 35 м (для увеличения зоны покрытия), габариты подстанции: 273 × 82 м, высота ОРУ: 10 м, удельное сопротивление грунта (ρ): 100 Ом·м (глина), класс молниезащиты: II (для ГПП 110 кВ).

Зона защиты одного молниеотвода на уровне земли (r_0):

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 35 = 52,5 \text{ м.} \quad (89)$$

Зона защиты на высоте ОРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h}\right) = 52,5 \cdot \left(1 - \frac{10}{35}\right) = 37,5 \text{ м.} \quad (90)$$

Количество и расположение молниеотводов:

Расстояние между молниеотводами (L): по длине (273 м) 6 шт, с шагом 54.6 м, по ширине (82 м) 2 шт. с шагом 82 м., общее количество: $6 \times 2 = 12$ молниеотводов.

Проверка условия перекрытия зон:

$$L \leq 4 \cdot h = 82 \leq 140 \text{ м.} \quad (91)$$

«Внутренняя молниезащита УЗИП» [13].

УЗИП класса I (В): на вводах 110 кВ (импульс 10/350 мкс).

УЗИП класса II (С): на шинах 10/6 кВ (импульс 8/20 мкс).

«Требования для заземления: сопротивления заземления (R_z): меньше 0.5 Ом, ток однофазного КЗ ($I_{кз}$): 10.5 кА» [1].

Произведен расчет контурного заземлителя: горизонтальные полосы по периметру (273×82 м) и дополнительные поперечные. Вертикальные электроды: омеднённая сталь ($\varnothing 16$ мм, $l = 5$ м).

Сопротивление горизонтальных полос: общая длина полос (L): $2 \times (273 + 82) = 710$ м и поперечные (шаг 10 м) = 1000 м.

Сопротивление (R_r):

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho}{L} \cdot \log \frac{2L^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 100}{1000} \cdot \log \frac{10^6}{0,04 \cdot 0,5} = 0,05 \text{ Ом.} \quad (92)$$

Сопротивление электрода:

$$R_1 = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \log \frac{2l}{d} = \frac{0,366 \cdot 100}{5} \cdot \log \frac{10}{0,016} = 30 \text{ Ом.} \quad (93)$$

Количество электродов:

$$N = \frac{R_1}{R_3 \cdot \eta} = \frac{30}{0,5 \cdot 0,6} = 100 \text{ шт.} \quad (94)$$

Итоговое сопротивление заземления формула:

$$R_3 = \frac{R_r \cdot R_B}{R_r + R_B} = \frac{0,05 \cdot 0,3}{0,05 + 0,3} = 0,043 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.} \quad (95)$$

Вывод: параметры молниеотводов: высота (h) 35 м (для увеличения зоны покрытия), габариты подстанции: 273 × 82 м, высота ОРУ: 10 м, удельное сопротивление грунта (ρ): 100 Ом·м (глина), класс молниезащиты: II (для ГПП 110 кВ), произведен расчет контурного заземлителя: горизонтальные полосы по периметру (273 × 82 м) и дополнительные поперечные. Вертикальные электроды: омеднённая сталь (Ø 16 мм, l = 5 м), сопротивление горизонтальных полос: общая длина полос (L): 2 × (273 + 82) = 710 м и поперечные (шаг 10 м) = 1000 м. Были приведены габаритные параметры подстанции. На основе этих данных рассчитана зона защиты одного молниеотвода на уровне земли, зона защиты на высоте ОРУ. Проведена молниезащита закрытого распределительного устройства (ЗРУ), рассчитаны сопротивления электродов, на основе этого выбрано количество электродов и рассчитано итоговое сопротивление заземления.

Заключение

Проведена цифровая модернизация главной понизительной подстанции БОК проблемами которой являлись физический и моральный износ электрооборудования подстанции. За время модернизации были заменены в ОРУ МКП-110М-630-20 У1, ТДТН 40000/110, ТМЗ-160/6. В ЗРУ ТМЗ-630/6, МТР-333/6, РБГ 10-2500-014. На 110 кВ установлены два трансформатора ТДТН-40000. Выключатели ВГТ-110 на элегазе с интеллектуальным управлением, на 10 и 6 кВ - современные вакуумные ВВ/TEL и ВВЭ-6 с цифровыми интерфейсами. Для измерений и защиты были выбраны трансформаторы тока ТОЛ-110 и ТОЛС серии с прямой поддержкой стандарта IEC 61850 для проектирования автоматизированных систем управления энергообъектами (АСУ ТП), он обеспечивает единую цифровую среду для защиты, автоматики и мониторинга. Данный стандарт был выбран для трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, релейной защиты и автоматики и АСУ ТП. Данный стандарт служит для замены медных проводов на оптоволокно, следовательно, меньше кабельных линий, а также для упрощения совместимости с разными производителями оборудования.

Система релейной защиты построена на российских терминалах: на 110 кВ БМРЗ-152 для дифференциальной защиты трансформаторов, на распределительных сетях 10 и 6 кВ - СПАРК-10 и РЗА-СПАРК-6М. Все устройства связаны в единую цифровую сеть через GOOSE и Sampled Values, что обеспечивает скорость срабатывания защит до 4 мс.

Молниезащита сделана с запасом - 12 молниеотводов по 35 метров полностью перекрывают нашу площадку 273x82 метра. Внутри были установлены УЗИП двух классов для защиты от всех видов перенапряжений. Заземляющее устройство с запасом сопротивления 0.05 Ом при норме 0.5 Ом, для этого было заложено 1000 метров полосы и 100 вертикальных электродов.

Под гелевые аккумуляторы был выбран шкаф ШАП-220/600-УХЛ1 с количеством секций 4 по 28 элементов в 3 секциях + 26 в четвертой. Габариты (Ш×Г×В): 1800×800×2200 мм, Сталь 1.5 мм, RAL 7035 и перфорация с вентиляционными решетками.

Для переменного оперативного тока выбран трансформатор собственных нужд. Трансформатор собственных нужд на подстанции нужен для питания систем освещения, обогрева, вентиляции и резерва аккумуляторных батарей. Общая мощность, которая нужна на: освещение ОРУ/ЗРУ это 5 кВт, обогрев шкафов 10 кВт, вентиляция 7 кВт, зарядное устройство аккумуляторной батареи 15 кВт. Следовательно, для нормальной работы нужно как минимум 37 кВт. Выбран трансформатор для собственных нужд ТМГ-40/10: сухой, с естественным охлаждением и КПД, которого меньше 98%.

Для передачи данных в АСУ ТП по IEC 61850 нужны трансформаторы напряжения.

Оперативный ток обеспечивают необслуживаемые гелевые аккумуляторы OPzV на 600 А·ч с интеллектуальным зарядным устройством ВЗУ-220/100. Система собственных нужд запитана через трансформатор ТМГ-40/10 с дизель-генератором 50 кВА в резерве.

Список используемых источников

- 1.ГОСТ12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: Стандартинформ, 2019. 18 с.
2. ГОСТ Р 61869-1-2021 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Общие технические требования. – Введ. 2022-01-01. – М: Стандартинформ, 2021. – 80 с.
- 3.ГОСТ Р 52726-2007 Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2008. 28 с.
4. ГОСТ Р 58698-2019 Подстанции электрические. Нормы проектирования. М.: Стандартинформ, 2019.45 с.
- 5.Клименко Б.М. Автоматизация проектирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2018. 288 с.
- 6.Кузнецов В.С. Молниезащита объектов электроэнергетики. М.: Издательский дом МЭИ, 2020. 264 с.
- 7.Лабунцов В.А. Энергосбережение в электрических сетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 2022. 312 с.
- 8.Министерство энергетики РФ [Официальный сайт]. URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 12.05.2025).
- 9.Научная электронная библиотека eLIBRARY [Электронный ресурс]. URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 12.05.2025).
- 10.Петров С.М., Иванов Г.П. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2019. 416 с.
- 11.Попов В.М. Электрические машины и преобразователи. СПб.: Политехника, 2021. 480 с.
- 12.Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. М.: Энергосервис, 2020. 480 с.

- 13.РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. М.: Энергоатомиздат, 1988. 56 с.
- 14.Смирнов А.В., Козлов В.А. Цифровые подстанции: принципы построения и эксплуатации. СПб.: Энергопресс, 2021. 320 с.
- 15.Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина. М.: Энергоатомиздат, 2017. 544 с.
16. Тарасов Б.А. Электрические сети и системы: учебное пособие. М.: Инфра-М, 2023. 368 с.
- 17.Тульский М.Л. Электрические сети и системы. М.: Академия, 2020. 384 с.
- 18.Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергия, 2019. 256 с.
- 19.Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 2018. 320 с.
- 20.Черненко Ю.В. Проектирование понизительной подстанции с применением цифровых технологий., 2025. 78 с.
- 21.IEEE Std 81-2012 Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System. New York: IEEE, 2012. 86 p.
- 22.IEC 61850-1:2013 Communication networks and systems for power utility automation Part 1: Introduction and overview. Geneva: IEC, 2013. 28 p.
- 23.IEC 62305-1:2010 Protection against lightning Part 1: General principles. Geneva: IEC, 2010. 82 p.
- 24.IEEE Std 141-1993 IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. New York: IEEE, 1993. 768 p.
- 25.IEEE Xplore Digital Library [Электронный ресурс]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/> (дата обращения: 12.05.2025).