

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 Реконструкция электрической части тяговой подстанции «Холмечи» Брянской области с применением цифровых средств измерения и автоматики

Обучающийся

И.О. Гулбеков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., П.А. Николаев

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта реконструкции электрической части тяговой подстанции «Холмечи» с применением цифровых средств измерения и автоматики.

Ключевым вопросом выпускной работы является разработка надежной и энергоэффективной электрической части подстанции, с оптимизированными параметрами элементов схемы электроснабжения за счет правильного выбора их выбора, применения современных цифровых средств измерения и автоматики.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности электрической части подстанции за счет внедрения цифровых приборов и устройств в релейную защиту и автоматику. Для этого необходимо на основе имеющихся данных, в том числе используя годовой график электрической нагрузки, произвести расчёты электрической нагрузки, произвести расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработать новую схему электрических соединений, выбрать основное электротехническое оборудование открытого распределительного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения, разработать схему релейной защиты с применением цифровых приборов и устройств.

Данная бакалаврская работа содержит пояснительную записку объемом 60 страниц, дополняемую 6 таблицами, 14 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

## **Abstract**

Title of the bachelor's thesis «Reconstruction of the electrical part of the traction substation «Kholmechi» Bryansk region using digital measuring instruments and automation»

The bachelor's thesis contains an explanatory note of 59 pages, supplemented by 6 tables, 4 figures, and 6 A1 format drawings. The key issue of the final thesis is the development of a reliable and energy-efficient electrical part of the substation, with optimized parameters of the elements of the power supply circuit due to the correct choice of their selection, the use of modern digital measuring instruments and automation.

The aim of the bachelor's thesis is to increase the reliability of the electrical part of the substation by introducing digital instruments and devices into relay protection and automation.

The bachelor's thesis can be divided into the following logically interconnected parts: using the annual electrical load schedule, conducting electrical load calculations, conducting power calculations and selecting new power transformers, developing a new electrical connection diagram, selecting the main electrical equipment of an open high-voltage switchgear and a low-voltage switchgear, developing a relay protection circuit using digital instruments and devices.

In conclusion, we would like to emphasize that this work is relevant not only for traction substations of the Bryansk track section, but also for other similar facilities.

## Содержание

Введение .....	5
1 Анализ технического состояния тяговой подстанции «Холмечи» .....	8
1.1 Краткие сведения о подстанции .....	8
1.2 Годовые графики нагрузки .....	13
2 Реконструкция электрической части тяговой подстанции .....	20
2.1 Выбор мощности силовых трансформаторов .....	20
2.1.1 Выбор мощности трансформатора 110/35/10 кВ.....	20
2.1.2 Выбор мощности понижающего трансформатора .....	22
2.2 Выбор электрооборудования ОРУ-110 .....	24
2.3 Выбор электрооборудования РУ-10 кВ .....	30
2.4 Защита трансформатора ТДТН-110/35/10 .....	34
2.4.1 Существующая релейная защита .....	34
2.4.2 Предлагаемая микропроцессорная релейная защита и автоматика ...	34
2.4.3 Телеметрия параметров сети .....	41
3 Охрана труда и техника безопасности на подстанции .....	49
3.1 Меры безопасности при обслуживании и ремонте микропроцессорного защитного устройства .....	49
3.2 Проверка сопротивления изоляции .....	51
3.3 Проверка электрической прочности изоляции .....	51
Заключение .....	52
Список используемых источников.....	53
Приложение А Функциональная схема логической части терминала БЭ2502Ф0101.....	58
Приложение Б Пример подключения внешних цепей к терминалам БЭ2502Ф0101.....	59
Приложение В Структурная схема ПО ARIS-22××.....	60

## Введение

Сложно переоценить важность электроэнергии для современного общества, поскольку его экономическое, техническое и культурное развитие в значительной степени зависит от широкого использования этого ресурса [26].

Различные сферы народного хозяйства и быта активно используют электроэнергию, что обусловлено ее рядом существенных преимуществ по сравнению с другими формами энергии.

Преимущества электроэнергии охватывают возможность экономичной передачи на большие расстояния и легкость преобразования в другие формы энергии [27].

Электричество также обладает простотой распределения между различными потребителями и возможностью получения из различных источников.

Электричество, производимая на электростанциях, доставляется на электрические подстанции, где происходит ее преобразование по напряжению, частоте или виду тока.

«Подстанции играют важную роль в системе электроснабжения, обеспечивая энергией промышленные и сельскохозяйственные потребители различных регионов.

Подстанции могут быть закрытыми, открытыми или комбинированными, включая как закрытые помещения, так и открытые участки для установки оборудования» [28].

«Подстанции различают по следующим признакам:

- по значению питающего напряжения: 6, 10, 35, 110 или 220 кВ;
- по схеме присоединения к сети внешнего электроснабжения: опорные, промежуточные, концевые;
- по обслуживанию системы электротяги: переменного тока 25 кВ или

2×25 кВ, постоянного тока 3,3 кВ;

- по системе управления: телеуправления и нетелеуправления;
- по способу обслуживания: без дежурного персонала, с дежурным персоналом, с дежурством на дому;
- по типу: стационарные и передвижные» [9].

«Электрические железные дороги классифицируются как потребители электрической энергии I категории» [29], и любые нарушения в питании таких систем могут причинить серьезный ущерб национальной экономике.

С целью обеспечения высокой надежности и бесперебойного электроснабжения тяговых подстанций разрабатываются схемы питания, в которых учитывается секционирование питающих линий, достигаемое благодаря установке выключателей на подстанциях.

«В случае возникновения повреждений на участке линии соответствующий выключатель автоматически отключается, при этом подача электроэнергии к подстанции продолжается через неповрежденные линии.

Схема электроснабжения тяговых подстанций разрабатывается с учетом обеспечения допустимого уровня напряжения на их шинах, как в нормальных, так и в аварийных режимах работы питающей сети.

Для этого каждые 200 километров в областях питания тяговых подстанций напряжением 110 кВ строятся опорные подстанции, имеющие не менее трех питающих линий, подключенных к их шинам.

Между опорными подстанциями проложены промежуточные подстанции, на которых устанавливаются понижающие трансформаторы 110 кВ, подключенные на стороне первичного напряжения» [30].

«В ходе реальной эксплуатации оборудования было установлено, что отделители и короткозамыкатели демонстрируют недостаточную надежность в определенных условиях. Это наблюдалось при экстремально низких зимних температурах и при сильных гололедных условиях» [29], вызывающих

повреждения. В результате, в ряде районов отделители с короткозамыкателями были заменены на более эффективные и надежные выключатели.

Цель работы – разработать проект реконструкции электрической части тяговой подстанции «Холмечи» с применением цифровых приборов и устройств.

Объектом исследования является подстанция «Холмечи».

Предмет исследования – электрическая часть подстанции «Холмечи».

Для достижения поставленной в работе цели необходимо решение ряда задач: используя годовые графики потребительских нагрузок произвести расчёты электрической нагрузки, произвести расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработать новую схему электрических соединений, выбрать основное электротехническое оборудование открытого распределительного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения, разработать схему релейной защиты с применением цифровых приборов и устройств, произвести расчет заземления, рассмотреть вопросы проверки сопротивления изоляции и ее электрической прочности.

# 1 Анализ технического состояния тяговой подстанции «Холмечи»

## 1.1 Краткие сведения о подстанции

На тяговой подстанции «Холмечи» в Брянске существует необходимость замены оборудования, так как оно эксплуатируется с 1959 года и прогнозируемое развитие железнодорожного транспорта требует увеличения мощности как для тяговых, так и для нетяговых потребителей.

Эта тяговая подстанция получает электроэнергию от линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 35 кВ, функционируя в режиме ответвления и получая питание от открытого распределительного устройства (ОРУ 35 кВ). Энергия поступает на тяговые трансформаторы типа ТМР, которые предназначены для понижения напряжения до 3,02 кВ. Схема показана на рисунке 1.

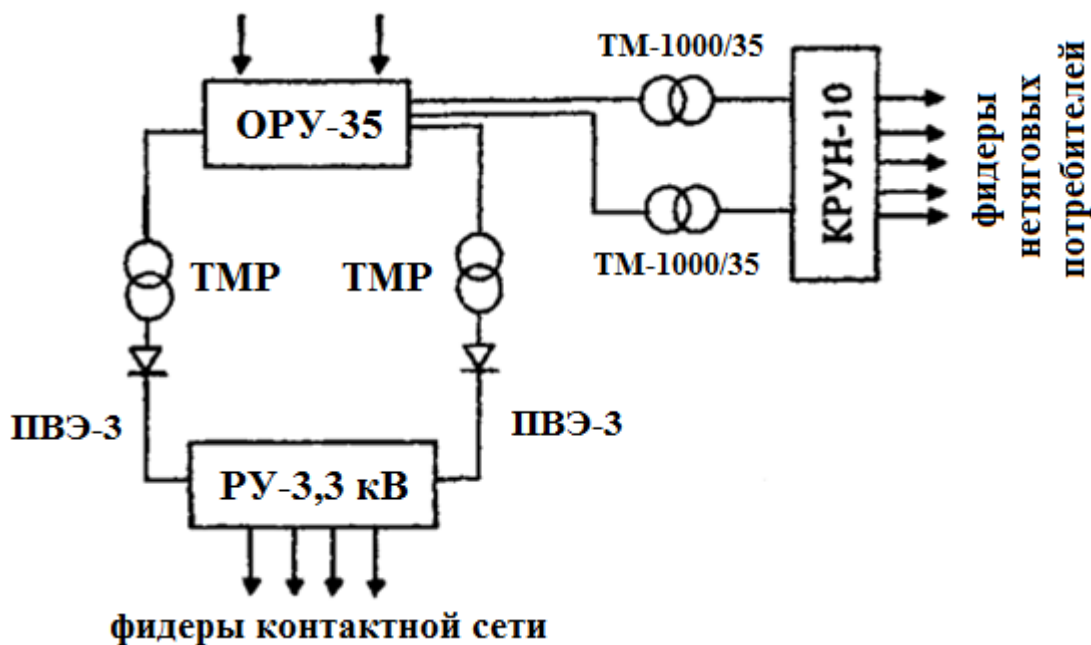


Рисунок 1 – Структурная схема тяговой подстанции «Холмечи»



«Далее осуществляется выпрямление с использованием преобразователей ПВЭ-3, после чего энергия передается в контактную сеть» [12]. Этот процесс представляет собой одноступенчатую трансформацию, обеспечивающую эффективное преобразование энергии. Для обеспечения питания нетяговых потребителей применяется напряжение 10 кВ, которое формируется с помощью специализированных трансформаторов ТМ-1000/35. Другие участки Брянской железной дороги получают питание от системы напряжением 110 кВ, что представлено на рисунке 2 [12].

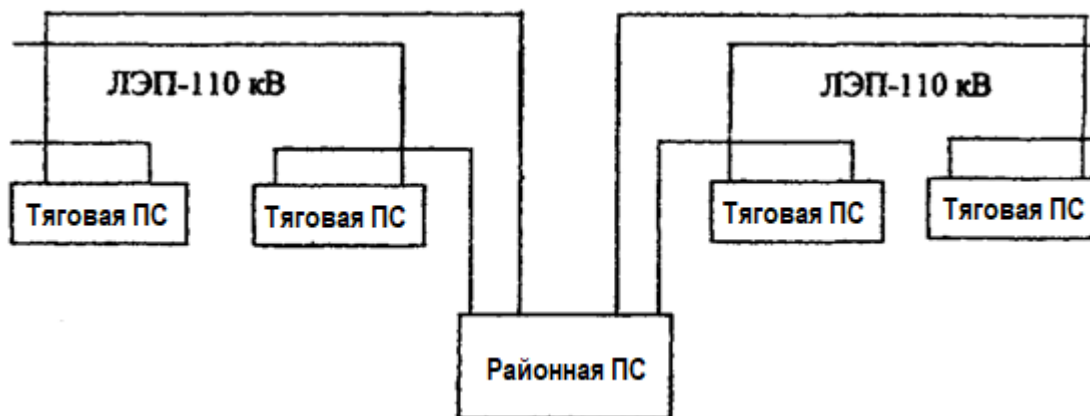


Рисунок 2 – Схема внешнего электроснабжения тяговых подстанций 110 кВ

«Поскольку тяговые подстанции получают питание от двухцепной линии электропередач (ЛЭП) с напряжением 110 кВ, все транзитные подстанции последовательно включаются в рассечку каждой цепи поочередно. На подобных тяговых подстанциях осуществляется двухступенчатая трансформация, которая включает несколько этапов. Электроэнергия поступает от открытого распределительного устройства (ОРУ) с напряжением 110 кВ сначала на понижающие трансформаторы» [23].

«Эти трансформаторы снижают напряжение до 35 кВ, а затем до 10 кВ для дальнейшего распределения. От ОРУ-5 кВ питание получают нетяговые

потребители, включая районных потребителей, находящихся в зоне электрифицируемой линии на расстоянии до 30 км от неё. От распределительного устройства РУ-10 кВ электроэнергия поступает на тяговые трансформаторы, которые понижают напряжение до 3,02 кВ для использования. С помощью полупроводниковых выпрямителей ПВЭ-3 напряжение выпрямляется и подается в контактную сеть, что наглядно показано на рисунке 3» [23].

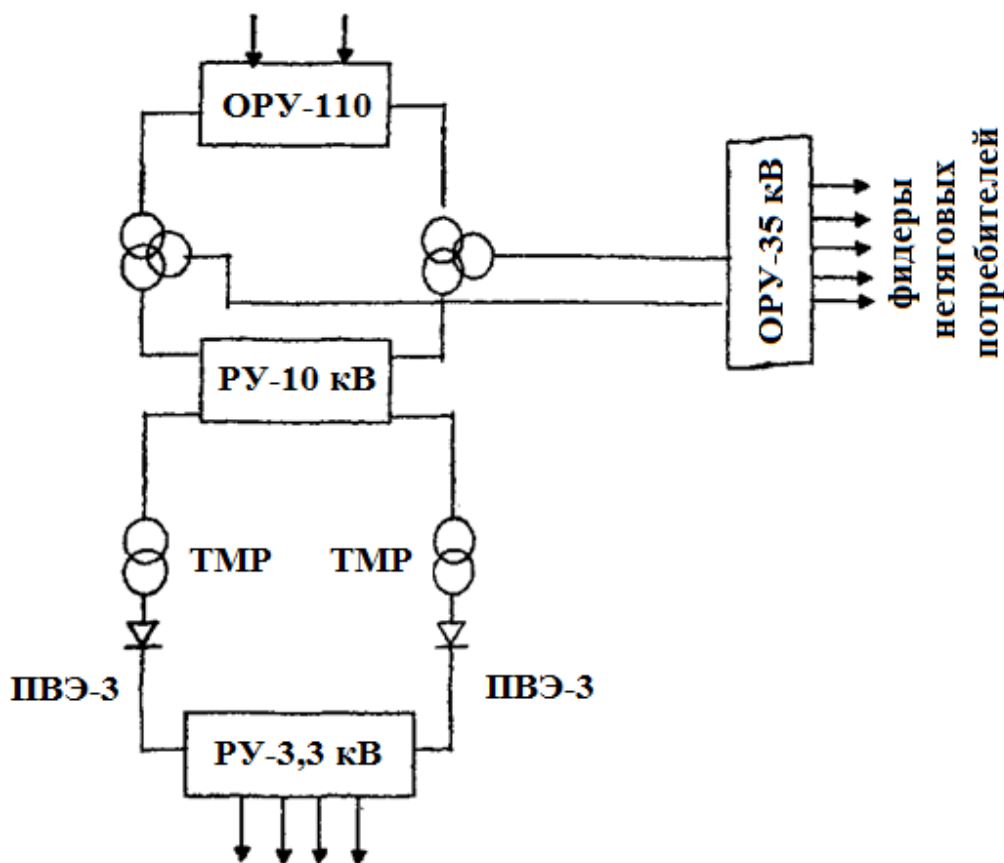


Рисунок 3 – Структурная схема тяговых подстанций 110 кВ

На тяговой подстанции «Холмечи» используется питающее напряжение 35 кВ, которое служит для обеспечения работы двух установленных здесь преобразовательных агрегатов ПВЭ-3. «Эти устройства являются полупроводниковыми выпрямителями, предназначенными для надежного

обеспечения электрической энергией на электрифицированных железных дорогах в условиях повышенных нагрузок. Каждый из этих агрегатов соединен параллельно с двумя тяговыми трансформаторами ТМРУ–6200/35, которые специально разработаны для данной системы. Эти трансформаторы являются маслонаполненными и предназначены для питания ртутных выпрямителей, обеспечивая стабильное функционирование системы. Трансформаторы оснащены уравнивающим реактором, что позволяет улучшить их работу. Номинальная мощность этих трансформаторов составляет 3700 кВА, что достаточно для обеспечения требуемой нагрузки. Они функционируют при напряжении сетевой обмотки 35 кВ, что способствует стабильной работе системы» [12].

В рамках бакалаврской работы планируется осуществить «модернизацию оборудования тяговой подстанции с целью повышения ее эффективности. Одной из задач является изменение источника питания сетевой обмотки тягового трансформатора. Для этого будут использоваться сборные шины напряжением 10 кВ, что позволит оптимизировать процесс питания и повысить общую эффективность системы» [12].

«Процесс модернизации включает замену существующего тягового трансформатора на новый, более современный. Новый трансформатор будет работать в сочетании с преобразовательным агрегатом ПВЭ–3, что обеспечит улучшенные эксплуатационные характеристики. Это позволит достичь более стабильной и эффективной работы системы в целом» [12].

«Паспортные данные ПВЭ–3, необходимые для расчета мощности тягового трансформатора:

- мощность – 9900 кВт;
- номинальное выпрямленное напряжение – 3,3 кВ;
- максимальное выпрямленное напряжение – 4 кВ;
- номинальный выпрямленный ток – 3000 А;

- длительно допустимый выпрямленный ток – 4500 кА;
- схема выпрямления – «две обратные звезды с уравнительным реактором»;
- допустимые перегрузки ПВЭ–3:
  - 25% от номинального значения – 1 раз в 2 часа в течение 15 мин;
  - 50% от номинального значения – 1 раз в 1 час в течение 2 мин;
  - 100% от номинального значения – 1 раз в 2 мин в течение 10 с» [19].

«Поскольку на подстанции не установлено фиксированное значение выпрямленного тока, мощность тягового трансформатора определяется на основе анализа суточного графика нагрузки тяговой подстанции. Этот график разрабатывается с учётом детального часового расхода электроэнергии, необходимого для тяги поездов на протяжении суток» [12]. Максимальная активная нагрузка, принимаемая во внимание при расчёте, достигает значительной величины в 2800 кВт, поддерживаемой в течение 9 часов. Это значение нагрузок учитывается в процессе расчётов для обеспечения точности и надёжности результатов. Следует также отметить, что в данный период значение реактивной нагрузки составляет 1120 квар, что важно учитывать при оценке общей нагрузки, указанной в таблице 1. Получаем:

$$S_T = (1 + (P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}})/100) \cdot \sqrt{\left(\sum_1^n P\right)_{\text{max}}^2 + \left(\sum_1^n Q\right)_{\text{max}}^2}, \quad (1)$$

где « $P_{\text{пост}} = 2\%$  – постоянные потери в стали трансформатора,

$P_{\text{пер}} = 10\%$  – переменные потери в сетях и трансформаторах,

$\left(\sum_1^n P\right)_{\text{max}}$  – максимальное значение нагрузки, кВт,

$\left(\sum_1^n Q\right)_{\text{max}}$  – значение суммарной реактивной нагрузки в час максимума, квар.

$n$  – количество преобразовательных агрегатов» [25].

$$S_T = (1 + (2 + 10)/100) \cdot \sqrt{2800^2 + 1120^2} = 3388 \text{ кВА.}$$

На тяговой подстанции установлены два преобразовательных агрегата ПВЭ-3, следовательно,  $n = 2$ , и мощность трансформаторов делится пополам:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_T}{2}, \quad (2)$$
$$S_{ном.Т} = \frac{3388}{2} = 1694 \text{ кВА.}$$

Для снабжения электричеством собственных нужд, на подстанции предусмотрен трансформатор собственных нужд (ТСН) марки ТМ-320/35.

## 1.2 Годовые графики нагрузки

В таблице 1 и на рисунке 4 представлены данные суточного графика активной нагрузки подстанции на тягу электропоездов, а на рисунке 5 – суточный график реактивной нагрузки.

Таблица 1 – Почасовой расход электроэнергии

Время суток, ч	На тягу поездов	
	Активная, кВт	Реактивная, квар
1	2311	1078
2	1388	799
3	1388	799
4	1705	799
5	2311	1078
6	2007	612
7	1705	612
8	2483	1014
9	2795	1078

Продолжение таблицы 1

Время суток, ч	На тягу поездов	
	Активная, кВт	Реактивная, квар
10	1388	799
11	277	612
12	905	612
13	1093	612
14	554	612
15	905	612
16	554	612
17	554	138
18	905	612
19	554	299
20	905	612
21	1093	612
22	1093	799
23	1093	799
24	1705	1078

По графикам рисунков 4 и 5 определяются расчетные мощности тяговых потребителей подстанции до модернизации.

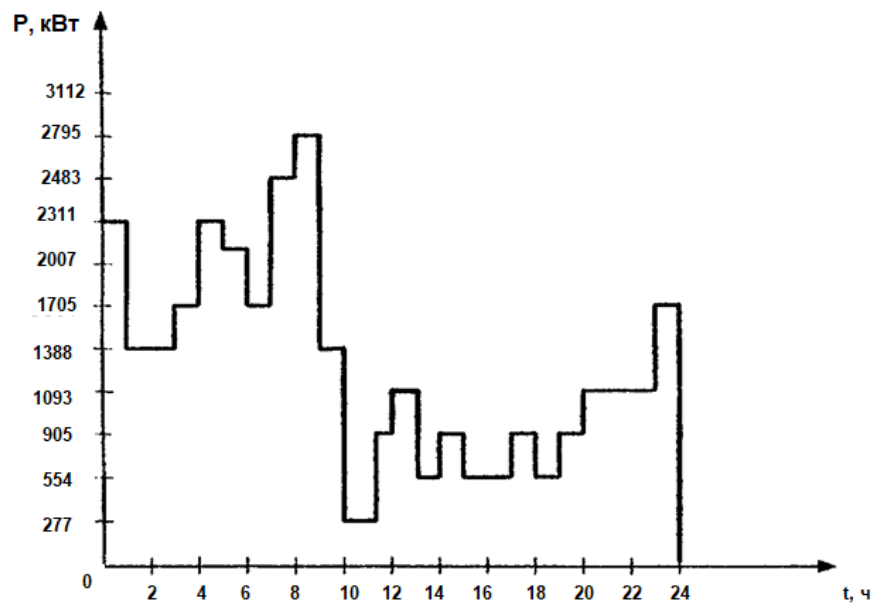


Рисунок 4 – Суточный график активной нагрузки

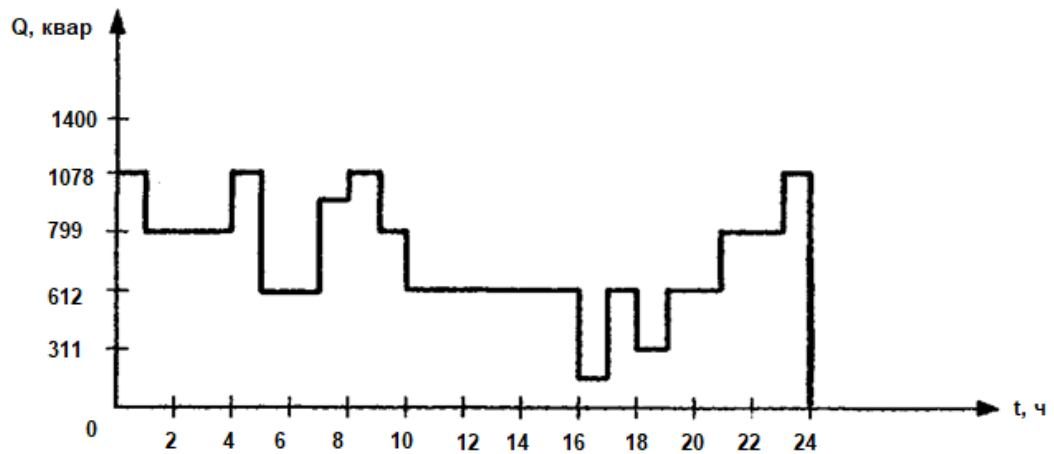


Рисунок 5 – Суточный график реактивной нагрузки

Распределение энергии, потребляемой не электровозами (нетяговая нагрузка) по фидерам ПС и времени суток показано в таблице 2. Отбор мощности осуществляется через трансформатор ТМ-1000/35.

График суммарной активной нагрузки фидеров нетяговых потребителей 10 кВ показан на рисунке 6, а график суммарной реактивной мощности показан на рисунке 7.

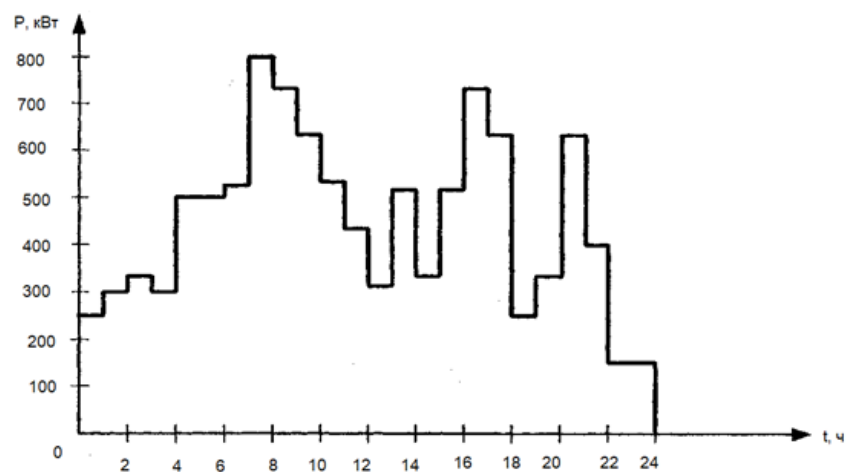


Рисунок 6 – График суммарной активной нагрузки фидеров нетяговых потребителей 10 кВ

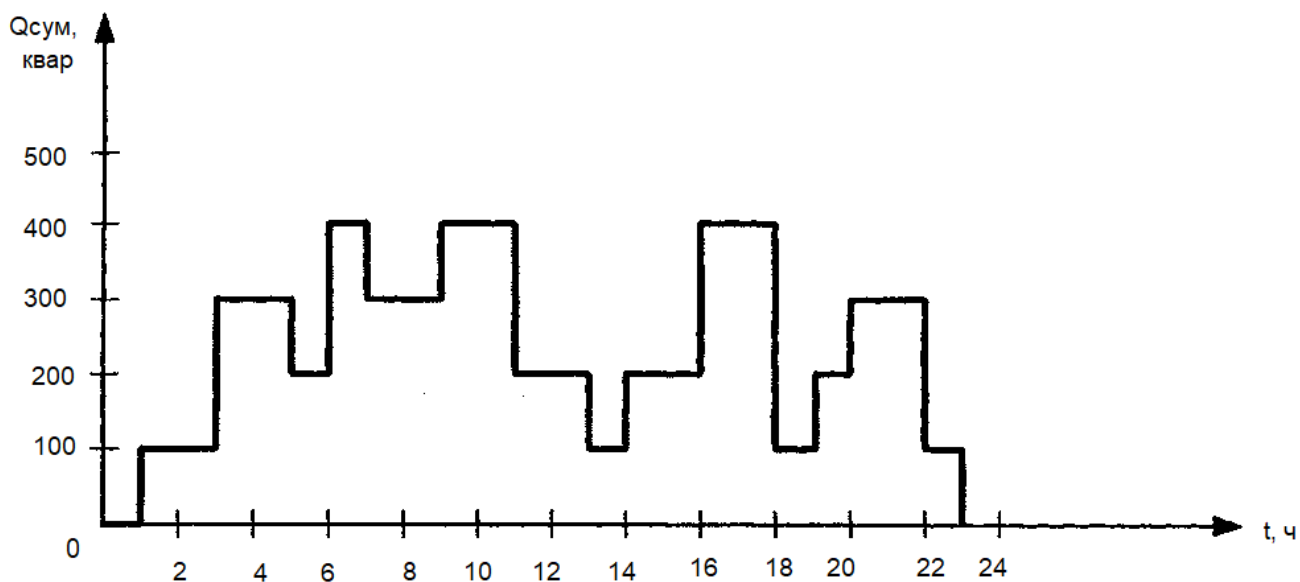


Рисунок 7 – График суммарной реактивной нагрузки фидеров нетяговых потребителей 10 кВ

Таблица 2 – Почасовой расход электроэнергии по фидерам 10 кВТ

Время суток	Активная мощность, кВт			Суммарная активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар			Суммарная реактивная мощность, квар
	Фидер №1	Фидер №2	Фидер ЦСБ		Фидер №1	Фидер №2	Фидер ЦСБ	
1	195	44	–	244	–	–	–	–
2	97	195	–	295	–	95	–	95
3	198	95	9	308	95	–	–	95
4	198	95	–	295	195	95	–	295
5	295	195	–	495	195	95	–	295
6	396	95	–	495	195	–	–	195
7	396	95	9	490	295	95	–	395
8	595	195	–	795	195	95	–	295
9	497	195	35	733	195	95	–	295
10	397	195	9	597	295	95	–	395
11	397	95	18	511	295	95	–	395
12	195	195	9	398	95	95	–	195
13	195	95	9	295	95	95	–	195
14	398	95	9	498	95	–	–	95
15	95	195	25	322	95	95	–	195
16	398	95	9	495	195	–	–	195
17	595	95	9	697	295	95	–	395
18	395	95	9	597	295	95	–	395



Продолжение таблицы 2

Время суток	Активная мощность, кВт			Суммарная активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар			Суммарная реактивная мощность, квар
	Фидер №1	Фидер №2	Фидер ЦСБ		Фидер №1	Фидер №2	Фидер ЦСБ	
19	195	95	9	255	95	–	–	95
20	195	95	9	297	95	95	–	195
21	397	195	9	598	195	95	–	295
22	298	95	9	399	195	95	–	295
23	95	495	9	595	95	–	–	95
24	95	44	9	155	–	–	–	–

«На тяговой подстанции «Холмечи» с питающим напряжением 35 кВ питание нетяговых потребителей осуществляется напряжением 10 кВ, которое преобразуется из напряжения 35 кВ с помощью трансформатора ТМ–1000/35» [12].

Максимальное значение суммарной нагрузки на стороне 10 кВ приходится на 8 и 16 часов  $S_{\max 10} = 5054$  кВА. Данные о почасовом расходе электроэнергии по фидерам 35 кВ показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Почасовой расход электроэнергии по фидерам 35 кВ

Время t, ч	Фидера районных потребителей 35 кВ				Суммарная нагрузка	
	Фидер №1		Фидер №2			
	Активная, кВт	Реактивная, квар	Активная, кВт	Реактивная, квар	Активная, кВт	Реактивная, квар
1	3780	1470	3010	1400	6790	2870
2	3570	1260	3010	1400	6580	2660
3	3675	1890	3010	2100	6685	3990
4	3675	1260	3010	1400	6685	2660
5	3675	1575	3010	2100	6685	4585
6	3675	1575	3010	2100	6685	4585
7	4515	1575	3570	2100	8085	4585
8	3675	1470	3080	1400	6755	2870
9	5985	1155	3500	1400	9485	2555
10	2625	1575	3640	2100	4200	3675

Продолжение таблицы 3

Время t, ч	Фидера районных потребителей 35 кВ				Суммарная нагрузка	
	Фидер №1		Фидер №2			
	Активная, кВт	Реактивная, квар	Активная, кВт	Реактивная, квар	Активная, кВт	Реактивная, квар
11	3570	1365	3220	1400	4935	2765
12	3570	1260	3220	2100	6790	3255
13	4095	1260	2870	1400	6965	2765
14	3780	1470	3220	1400	7000	2660
15	4305	1155	3010	2100	7315	3360
16	3150	1470	3150	1400	6300	2870
17	3465	1260	3430	2100	6895	2555
18	5880	1365	3780	2100	9660	3570
19	3885	1260	3920	1400	7805	3360
20	4725	1365	3710	1400	8435	2765
21	3990	1260	2940	1400	6930	2660
22	4305	1260	3990	2100	8295	3360
23	3885	1260	4060	2100	7945	3360
24	3885	1365	3150	1400	7035	2765

«Максимальное значение суммарной нагрузки фидеров районных потребителей 35кВ равной 9660 кВт приходится на 18 часов» [12]. Определяем максимальную и номинальную нагрузку трансформаторов:

$$S_{\max,35} = \left(1 + (P_{\text{ном}} + P_{\text{пер}})/100\right) \cdot \sqrt{\left(\sum_1^n P\right)_{\max}^2 + \left(\sum_1^n Q\right)_{\max}^2}, \quad (3)$$

$$S_{\max 35} = (1 + (2 + 10)/100) \cdot 9660 = 13387,4 \text{ кВА},$$

$$S_{\max T} = S_T + S_{\max 10} + S_{TCH}, \quad (4)$$

$$S_{\max T} = 3800 + 956,93 + 400 = 5054 \text{ кВА},$$

$$S_{\max} = S_{\max T} + S_{\max 35}, \quad (5)$$

$$S_{\max} = 5054 + 13387,4 = 18441,4 \text{ кВА},$$

$$S_{H.TP} \geq S_{\max} / K_{\text{ог}} \cdot (n-1), S_{H.TP}, \quad (6)$$

$$S_{H.TP} \geq 8441,4 / 1,4(2-1) = 12244,9 \text{ кВА}.$$

## Выводы по разделу 1.

В настоящее время в районе тяговой подстанции «Холмечи» наблюдается значительное расширение жилого массива, что требует неотложного пересмотра существующей системы электроснабжения. В связи с этим, в рамках моей бакалаврской работы разрабатывается комплексный проект модернизации тяговой подстанции «Холмечи», направленный на перевод электропитания от районной подстанции через воздушную линию электропередачи (ВЛ) с напряжением 110 кВ. Основная цель проекта заключается в переходе питающего напряжения с текущего уровня 35 кВ на более высокий уровень напряжения 110 кВ, что обеспечит эффективное и устойчивое электроснабжение, учитывая новые требования населения и развитие инфраструктуры. Для достижения этой цели необходимо переоборудовать открытую распределительную установку на 35 кВ, а также провести переоборудование распределительного устройства на 10 кВ и установить новую открытую распределительную установку на 110 кВ.

Подстанция «Холмечи», введённая в эксплуатацию в далёком 1959 году, в настоящее время нуждается в значительном расширении и замене части оборудования, что необходимо с учётом прогнозируемого увеличения потребляемой мощности в будущем. Проект предусматривает использование современных элегазовых выключателей на стороне 110 кВ, а также включает в себя замену трансформаторов и выключателей на сторонах 35 и 10 кВ для повышения надёжности и эффективности работы. В дополнение к этому, в проекте запланировано внедрение передовых микропроцессорных устройств, что значительно повысит эффективность релейной защиты трансформаторов и общую надёжность электроснабжения.

## 2 Реконструкция электрической части тяговой подстанции

### 2.1 Выбор мощности силовых трансформаторов

#### 2.1.1 Выбор мощности трансформатора 110/35/10 кВ

«Число и мощность понижающих трансформаторов следует выбирать исходя из технико–экономических расчетов и нормативных требований по резервированию, согласно которым, на тяговых подстанциях следует предусматривать по два понижающих трансформатора. Мощность их целесообразно принять такой, чтобы при отключении одного из них электроснабжение обеспечивалось оставшимся в работе трансформатором» [2].

Номинальная мощность трансформатора с учетом аварийного режима:

$$S_{н.тр} > \frac{S_{max}}{K_{ав}(n-1)}, \quad (7)$$

где « $S_{max}$  – суммарная максимальная нагрузка первичной обмотки понижающего трансформатора;

$K_{ав} = 4,4$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности в аварийном режиме;

$n$  – количество трансформаторов» [17].

Мощность трансформатора с нагрузкой 35 кВ:

$$S_{max} = S_{max.m} + S_{max.35}, \quad (8)$$

где « $S_{max.т}$  – мощность потребителей, присоединенных к шинам тягового электроснабжения, кВА;

$S_{max35}$  – максимальная полная мощность всех районных потребителей, питающихся от обмотки СН (35кВ)» [17].

Мощность трансформатора с нагрузкой 10 кВ:

$$S_{\max.T} = S_T + S_{\max 10} + S_{\text{ТСН}}, \quad (9)$$

где « $S_T$  – мощность, расходуемая на тягу, кВА;

$S_{\max 10}$  – мощность потребителей, питающихся от обмотки НН, кВА;

$S_{\text{ТСН}}$  – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА» [17].

«Выбор тягового трансформатора производится исходя из следующих данных:

- номинальная мощность тягового трансформатора должна быть больше  $S_{\text{н.тр}} = 1688,5$  кВА;
- номинальное напряжение преобразователя ПВЭ – 3  $U_{\text{дн}} = 3,3$  кВ;
- номинальный ток преобразователя ПВЭ – 3  $I_{\text{дн}} = 3000$  А;
- номинальное напряжение вентильной обмотки тягового трансформатора  $U_2 = 3,02$  кВ;
- номинальное напряжение сетевой обмотки –  $U_1 = 10$  кВ;
- схема соединения вентильной обмотки – две обратные звезды с уравнительным реактором» [5].

Выбираем к проектированию трансформатор ТМПУ-6300/10 ЖУ-1 в комплекте с преобразователем ПВЭ–3 [15]. «Основные параметры:

- номинальное  $U$  сетевой обмотки  $U_1 = 10$  кВ;
- номинальное  $U$  вентильной обмотки  $U_2 = 3,02$  кВ;
- номинальный ток преобразователя  $k_{\text{ч}} = 3000$  А;
- номинальное  $U$  преобразователя  $U_{\text{дн}} = 3,3$  кВ;
- схема соединения первичной обмотки – «звезда»;
- потери холостого хода  $\Delta P_x = 12,5$  кВт;
- потери короткого замыкания  $\Delta P_k = 52$  кВт;

- схема соединения вторичной обмотки – «две обратные звезды с уравнительным реактором»;
- номинальная мощность тягового трансформатора  $S_n = 3800$  кВА» [21].

Для согласования трансформаторов между собой дополнительно используем уравнительный реактор КРОМ–500. В результате определяем мощность на тягу электровозов –  $S_T = 3800$  кВА.

«Для того, чтобы не изменять схему питания фидеров СЦБ-6кВ, необходимо заменить трансформатор собственных нужд на трансформатор с таким же напряжением обмотки НН (0,23 кВ), с напряжением обмотки ВН – 10 кВ, так как ТСН будет подключен к сборным шинам тягового электроснабжения, с мощностью  $S_n$ , которая будет больше, чем  $S_n = 320$  кВА, т.к. при изменении схемы питания тяговой подстанции появятся дополнительные потребители нагрузки собственных нужд» [10].

«Нагрузкой ТСН являются:

- подогрев баков мощностью 7,2 кВА;
- подогрев приводов мощностью 1,6 кВА;
- вентиляторы охлаждения мощностью 8 кВА» [22].

Для собственных нужд выбираем «трансформатор ТМ – 400/10 со следующими параметрами:

- номинальная мощность  $S_{ТСН} = 400$  кВА;
- номинальное напряжение первичной обмотки – 10 кВ;
- номинальное напряжение вторичной обмотки – 0,23 кВ» [22].

### **2.1.2 Выбор мощности понижающего трансформатора**

Проверяем трансформаторы ТДТН-6300/110 на допустимую систематическую перегрузку, то есть когда работают 2 трансформатора (нормальный режим).

Определяем коэффициент начальной загрузки трансформаторов:

$$K_1 = 1/2S_H \cdot \sqrt{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_n^2 \cdot \Delta t_n} / (\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_n), \quad (10)$$

где « $S_1, S_2 \dots S_n$  – мощности в режиме недогрузки трансформаторов;

$t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_n$  – продолжительность недогрузки трансформаторов» [13].

Согласно [11] принимаем  $K_1=1,9$ . Определяем коэффициент максимальной нагрузки эквивалентного графика:

$$K_2' = 1/2S_H \cdot \sqrt{(S_1)^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2)^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_n)^2 \cdot \Delta h_n} / (\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n), \quad (11)$$

где  $(S_1), (S_2) \dots (S_n)$  – мощности в режиме перегрузки трансформаторов,

$h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n$  – продолжительность перегрузки трансформаторов.

Согласно [11] принимаем  $K_2' = 0.006$ .

Если  $K_2' \geq 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9 \cdot S_{HT \max} / 2 \cdot S_H$ , то принимают  $K_2' = K_2$ .

Если  $K_2' < 0,9 \cdot K_{\max}$ , то принимают  $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max}$ .

Так как  $K_2' < 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9 \cdot (6,12 / 2 \cdot 6,3) = 0,43$ , то принимаем  $K_2' = 0,9 \cdot K_{\max} = 0,43$ .

Определяем коэффициент максимальной допустимой систематической перегрузки. Согласно ГОСТ 14209-85 для городов центрального региона эквивалентные температуры имеют следующие значения для города Брянска: годовая (+10,1 °С), зимняя (минус 8,2 °С), летняя (+18 °С). Исходя из значений  $K_1 = 1,9$  и  $h = 1$  час при  $Q_{охл} = 10,1$  °С, определяем коэффициент максимально допустимой систематической перегрузки трансформаторов:  $K_{2\text{дон}} = 1,3$ . Таким образом, максимально допустимая систематическая перегрузка двух трансформаторов  $S_{\text{дон, сист.}} = 16,38 \text{ МВА}$ .

## 2.2 Выбор электрооборудования ОРУ–110

Выбираем к рассмотрению следующие варианты схем ОРУ-110кВ:

- «четырёхугольник», как на рисунке 8;
- мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов, как на рисунке 9;
- одна секционированная система шин с обходной, с совмещенными секционным и обходным выключателями, как на рисунке 10.

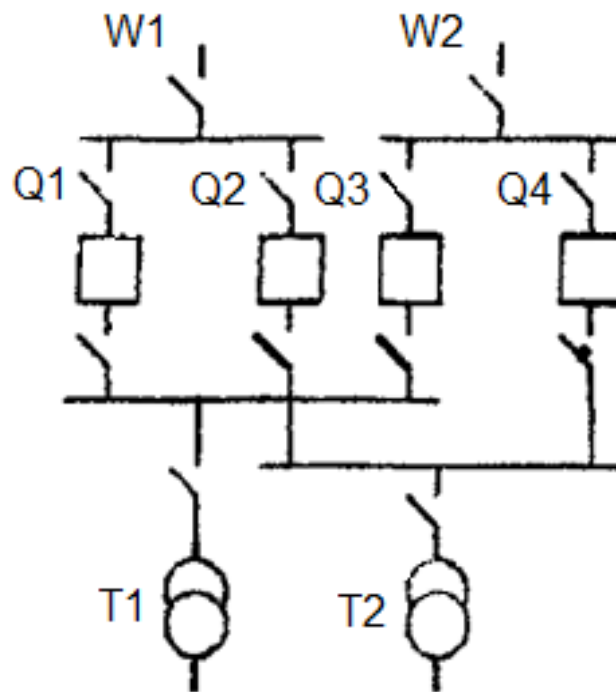


Рисунок 8 – Вариант №1 «Четырёхугольник»



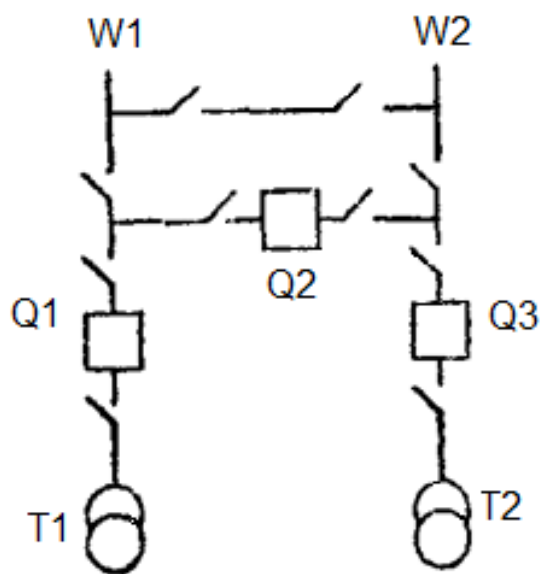


Рисунок 9 – Мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов

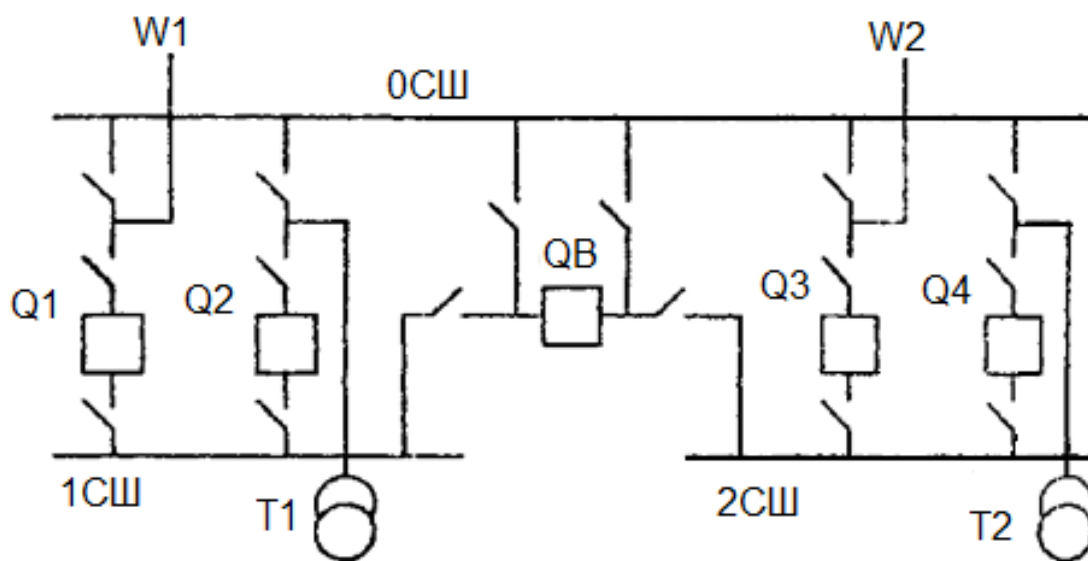


Рисунок 10 – Одна секционированная система шин с обходной, с совмещёнными секционным и обходным выключателями

Результаты технико-экономического сравнения данных трех вариантов приведены в [6] и таблице 4.

Таблица 4 – Технико–экономического сравнения данных трех вариантов

Вариант схемы	Затраты		
	Капитальные затраты, тыс.руб	Годовые затраты, тыс.руб	Годовые приведенные затраты, тыс.руб
«Четырехугольник»	348	39	80,1
Мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов	201	30,4	39,74
Одна секционированная система шин с обходной, с совмещёнными секционным и обходным выключателями	762	94,6	170,1

Из таблицы 4 видно, что наиболее предпочтителен второй вариант.

«Тяговую подстанцию с первичным напряжением 110 кВ выполняем без сборных шин 110 кВ, с двумя перемычками: одной – рабочей, другой – ремонтной. Воздушная линия, от которой подстанция получает питание, проходит через территорию подстанции, где секционируется элегазовыми выключателями, ограждённым с двух сторон разъединителями. Элегазовый выключатель и разъединители нормально включены и образуют рабочую перемычку, которая предназначена для транзита мощности с одного участка воздушной линии на другой. Ремонтная перемычка имеет два разъединителя без выключателя. Она предназначена для того, чтобы не прерывать транзита мощности при ревизиях и ремонте элегазового выключателя рабочей перемычки, поэтому она шунтирует рабочую перемычку. Разъединители ремонтной перемычки нормально отключены и включаются только на время ревизии или ремонта элегазового выключателя рабочей перемычки.

Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения устанавливаются для подключения релейной защиты линии. Линии 110 кВ присоединяют к вводам подстанции с помощью разъединителей» [11].

В цепи понижающих трансформаторов применяются элегазовые выключатели типа ЗАРІDT 145, которые эффективно обеспечивают гашение дуги в специализированной среде элегаза. Токовые трансформаторы стратегически размещены в непосредственной близости к изолятору для повышения эффективности работы. Рабочий механизм выключателей сконструирован на основе пружины, которая используется как надёжный источник механической энергии. Эта пружина служит для обеспечения отключения выключателя в необходимых случаях.

«Для контроля напряжения и для подключения релейной защиты устанавливаем трансформаторы напряжения типа НКФ-110 – трансформаторы напряжения каскадные, фарфоровые.

Разрядник РВС-110 – вентильный, стационарный предназначен для защиты изоляции оборудования подстанции от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Для создания видимого разрыва при отключении какой-нибудь части распределительного устройства устанавливаем разъединители РДЗ-110 – разъединитель двухколонковый с заземляющими ножами, и РДЗ-2-110 – разъединитель двухколонковый с двумя заземляющими ножами. Привода разъединителей ПР-90 – ручные» [3].

Проверим выбранный элегазовый выключатель на стойкость токам короткого замыкания. По [16] принимаем мощность КЗ равную 3500 кА.

Приблизительно определяем полное сопротивление, ток короткого замыкания и ударный ток:

$$X = U_{cp}^2 / S_{кз. max}, \quad (12)$$

$$X = 115^2 / 3500 = 3,78 \text{ Ом},$$

$$I_k = U_{ном} / \sqrt{3} \cdot x, \quad (13)$$

$$I_k = 115000 / \sqrt{3} \cdot 3,78 = 17,6 \text{ кА},$$

$$\dot{i}_y = 2,55 \cdot I_k, \quad (14)$$

$$\dot{i}_y = 2,55 \cdot 17,6 = 44,88 \text{ кА}.$$

Выбор элегазовых выключателей. На ОРУ–110 устанавливаем выключатель ЗАР1DT145(баковый) [24]. Проверяем выбранный выключатель.

«По номинальному напряжению» [24]:

$$U_H \geq U_p, \quad (15)$$

$$145 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ},$$

где « $U_H = 145 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение;

$U_p = 110 \text{ кВ}$  – рабочее напряжение» [24].

«По номинальному длительному току» [24]:

$$I_H > I_{p\max}, \quad (16)$$

$$I_{p\max} = K_{пр} \cdot S_{ТП} / \sqrt{3} \cdot U_H, \quad (17)$$

где  $I_H = 630 \text{ А}$  – номинальный ток ЗАР1DT145;

$I_{p\max}$  – максимальный рабочий ток ЗАР1DT 145;

$K_{пр} = 1,3$  – «коэффициент перспективы развития потребителей» [24];

$S_{тр} = 10000 \text{ кВА}$  – мощность подстанции.

$$I_{p\max} = 1,3 \cdot 10000 / \sqrt{3} \cdot 115 = 41,13 \text{ А},$$

$$630 \text{ А} > 41,13 \text{ А},$$

«По номинальному току отключения выключателя» [24]:

$$I_{\text{откл}} \geq I_k, \quad (18)$$

$$20 \text{ кА} \geq 17,6 \text{ кА}.$$

«По электродинамической стойкости» [24]:

$$I_{\text{пр.с}} \geq I_k, \quad (19)$$

$$20 \text{ кА} \geq 17,6 \text{ кА},$$

где « $I_{\text{пр.с}} = 52 \text{ кА}$  – эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания» [24].

По термической стойкости [24]:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (20)$$

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a), \quad (21)$$

$$t_{\text{откл.}} = t_{\text{ср}} + t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}, \quad (22)$$

где  $I_T = 20 \text{ кА}$  – предельный ток термической стойкости;

$t_T = 3 \text{ с}$  – «время прохождения тока термической стойкости» [24];

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ;

$t_{\text{ср}} = 0,1 \text{ с}$  – «собственное время срабатывания защиты» [24];

$t_{\text{рз}} = 2 \text{ с}$  – «время выдержки срабатывания реле» [24];

$t_{\text{св}} = 0,055 \text{ с}$  – собственное время отключения ЗАР1DT145;

$$B_k = 17,6^2 \cdot (0,1 + 2 + 0,055 + 0,02) = 668 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный элегазовый выключатель соответствует условиям выбора.

### **2.3 Выбор электрооборудования РУ-10 кВ**

«Распределительное устройство 10 кВ предназначено для питания нетяговых потребителей» [14].

«РУ-10 кВ выполняется в виде комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН-10 кВ). КРУН-10 кВ получает питание от вторичной обмотки понижающего трансформатора ТМ-35/1000 по двум вводам. Напряжение 10 кВ поступает на сборные шины 10 кВ через масляный выключатель ВМП-10.

От сборных шин 10 кВ питаются 4 нетяговых потребителя. Напряжение от сборных шин через масляный выключатель, трансформаторы тока поступает к потребителям по кабелю. Для контроля напряжения на шинах 10 кВ имеются ячейки трансформаторов напряжения. Распределительное устройство смонтировано из комплектных камер одностороннего обслуживания с масляным выключателем, ВМП–10, расположенным на выкатной тележке» [14].

В процессе модернизации подстанции рассматривается вопрос о сохранении использования существующих ячеек комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) на 10 кВ при выборе распределительного устройства (РУ). В дополнение к этому предполагается дополнительно добавить четыре новые ячейки, которые будут предназначены для обеспечения электропитания трансформаторных станций (ТСН) и преобразовательных агрегатов. «После завершения всех мероприятий по модернизации КРУН будет произведено изменение его внешнего и функционального облика, что является важным аспектом проекта» [14].

«Напряжение 10 кВ поступает со вторичной обмотки низкого напряжения понижающего трансформатора 110/35/10, соединенной в треугольник, через масляный выключатель типа ВМП-10, через трансформаторы тока типа ТПЛ-10 на сборные шины 10 кВ, которые состоят из двух секций, секционированных

масляным выключателем типа ВМП-10. От сборных шин 10 кВ через масляные выключатели типа ВМП-10, через трансформаторы тока типа ТПЛ-10 напряжение поступает к не тяговым потребителям: ФПЭ, Топлинка, СЦБ Топлинка, фидер №1 «Грузовой двор», фидер №2 «Грузовой двор №2». Все выводы ячеек – кабельные. Питание трансформаторов собственных нужд производится аналогично фидерам нетяговых потребителей: напряжение 10 кВ от сборных шин 10 кВ через масляные выключатели типа ВМП-10, через трансформаторы тока типа ТПЛ-10 кабелем поступает на первичную обмотку ТСН. Питание преобразовательных агрегатов ПВЭ-3 осуществляется следующим образом: напряжение от сборных шин 10 кВ через масляный выключатель ВМП-10, через трансформаторы тока по шинному мосту поступает на первичную обмотку тягового трансформатора, понижается до 3,02 кВ и со вторичной обмотки тягового трансформатора, схема соединения которой «две обратные звезды с уравнительным реактором», поступает на преобразователь ПВЭ-3» [14].

«Установленные в КРУН-10 кВ масляные выключатели типа ВМП-10 – масляный выключатель малообъемный, подвесной – предназначенный для включения и отключения под нагрузкой. Трансформаторы тока типа ТПЛ-10 – трансформатор тока проходной с литой изоляцией – предназначены для подключения релейной защиты.

Трансформаторы напряжения типа НТМИ-10 – трансформатор напряжения трехфазный, с масляным охлаждением, с обмоткой для контроля изоляции сети – предназначены для контроля напряжения на сборных шинах 10 кВ.

Для безопасности обслуживания ячейки КРУН-10 кВ оборудуем заземляющими ножами и механической блокировкой. В РУ-10 кВ в ячейках КРУН-10 кВ установлены масляные выключатели ВМП-10/1000, ВМП-10/630» [14].

Проверяем выключатель ВМП-10/1000 по критериям работоспособности.

«По номинальному напряжению» [1]:

$$U_H \geq U_p, \quad (23)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение;

$U_p$  – «рабочее напряжение КРУН-10 кВ» [1].

«По номинальному длительному току» [9]:

$$I_H \geq I_{p.\max}, \quad (24)$$

$$I_{p.\max} = \frac{(K_{PH} \cdot S_{H.TP})}{(\sqrt{3} \cdot U_{H2})}, \quad (25)$$

где  $I_H = 1000 \text{ А}$  – «номинальный ток выключателя ВМП –10/1000» [1];

$K_{PH} = 0,5$  – «коэффициент распределения нагрузки на шинах вторичного напряжения» [1].

$$I_{p.\max} = \frac{(0,5 \cdot 10000)}{(\sqrt{3} \cdot 11)},$$

$$1000 \text{ А} \geq 165,5 \text{ А}.$$

«По номинальному периодическому току отключения» [1]:

$$I_{н.откл} \geq I_k, \quad (26)$$

$$20 \text{ кА} \geq 2,04 \text{ кА}.$$

«По электродинамической стойкости. По предельному периодическому току короткого замыкания» [1]:



$$I_{np.c} \geq I_k, \quad (27)$$

$$52 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА.}$$

По ударному току:

$$i_{np.c} \geq i_y, \quad (28)$$

$$52 \text{ кА} \geq 5,21 \text{ кА.}$$

«По термической стойкости» [1]:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (29)$$

где « $t_{откл}$  – время отключения тока;

$T_a = 0,01$ с – постоянная времени затухания;

$I_k$  – динамика нарастания ударного тока КЗ» [1];

$$t_{откл} = t_{cp} + t_{pz} + t_{cv}, \quad (30)$$

$$t_{откл} = 2 + 0,1 + 0,1 = 2,2 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 6,3^2 \cdot 4 = 158,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 2,04^2 \cdot 2,21 = 9,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Масляные выключатели ВМП–10/1000 соответствует всем критериям выбора.

## **2.4 Защита трансформатора ТДТН-110/35/10**

### **2.4.1 Существующая релейная защита**

Существующая защита трансформатора 35/10 кВ представлена следующими типами релейных защит:

- «дифференциальная защита от всех видов повреждений как внутри трансформатора, так и на его выводах;
- газовая защита от повреждений внутри трансформатора;
- максимальная токовая защита на сторонах ВН, СН и НН от сверхтоков, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токовая защита от перегрузки трансформатора;
- защита включения обдува трансформатора» [4].

Вместо упомянутых ранее средств планируется интеграция «в закрытом распределительном устройстве (ЗРУ) 10 кВ микропроцессорного терминала релейной защиты и автоматики присоединений 10 кВ, произведённого НПП «Экра» под маркой ЭКРА БЭ2502А» [7]. Дополнительно, предусматривается использование «контроллеров присоединений модели ARIS 2205, выпущенных инженерной компанией «Прософт-Системы», которые будут задействованы для удалённого управления выкатным элементом присоединения 10 кВ и для сбора телеметрических данных о параметрах электрической сети» [20].

### **2.4.2 Предлагаемая микропроцессорная релейная защита и автоматика**

Терминал БЭ2502А0101 разработан для выполнения ключевых функций, таких как релейная защита, автоматика, управление и сигнализация на электрических линиях с номинальным напряжением сети от 6 кВ и выше, что детально описано в таблице 5 и иллюстрировано на рисунке 11. Эти терминалы предназначены для интеграции в комплектные распределительные устройства,

установленные в специализированных шкафах или на панелях, согласно указаниям производителя.

Терминал БЭ2502А0101 выполняет важные функции, включая релейную защиту, автоматику, управление и сигнализацию на электрических линиях с напряжением сети от 6 кВ и выше, подробное описание которых представлено в таблице 5 и проиллюстрировано на рисунке 11. Эти устройства предназначены для интеграции в комплектные распределительные устройства, устанавливаемые в специализированных шкафах или на панелях в соответствии с рекомендациями производителя [8]. Подробная функциональная схема логической части терминала БЭ2502А0101 представлена в Приложении А.

Таблица 5 – Основные параметры терминала

Параметр	Единица измерения	Величина
Допустимые потребляемый переменный ток	А	7
Фазный переменный ток	А	5
Номинальный ток нулевой последовательности фаз	А	5, 1 или 0,2
Номинальная частота	Гц	50
Номинальное напряжение оперативного питания: – постоянного тока – переменного тока	В	110 или 220 220

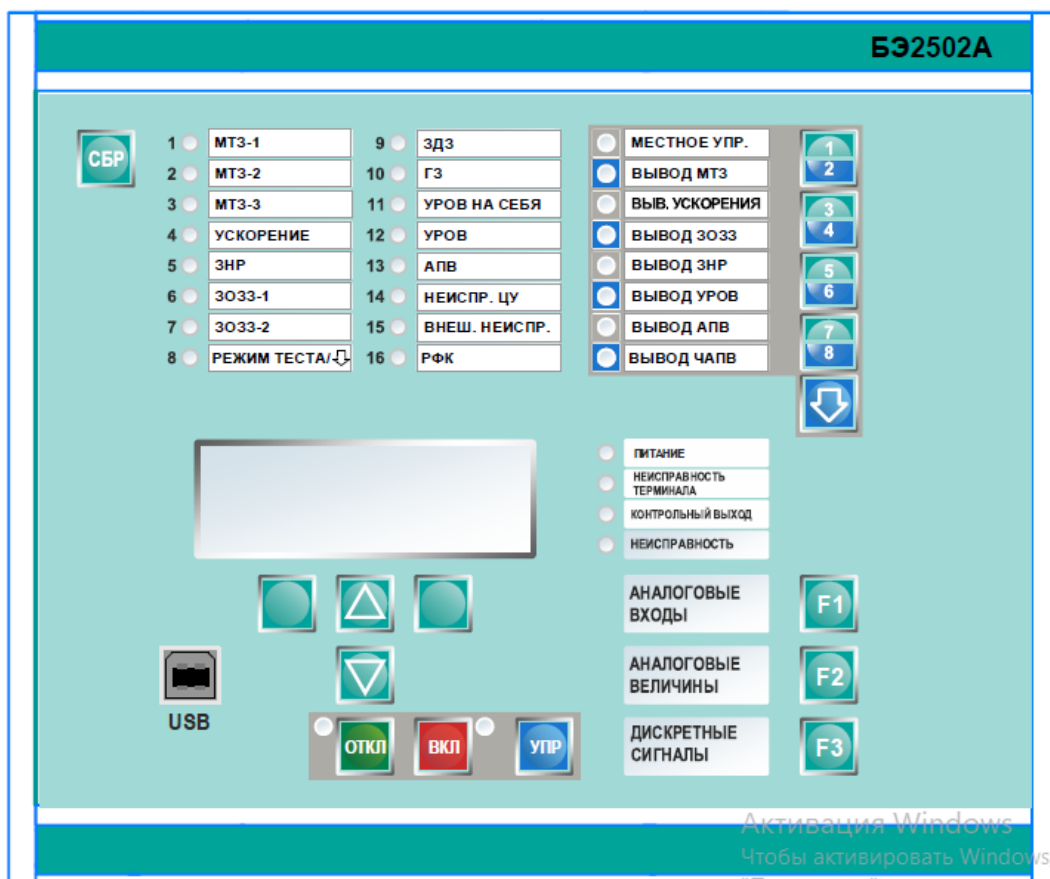


Рисунок 11– Лицевая панель терминала БЭ2502А0101

«Терминал БЭ2502А0101 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

- трёхступенчатую микропроцессорную токовую защиту (МТЗ) от междуфазных повреждений;
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- защита от несимметричного режима работы нагрузки (ЗНР);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- двукратное автоматическое повторное включение выключателя (АПВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);

- выполнение команд внешних воздействий Автоматическая частотная разгрузка;
- автоматическое частотное регулирование с автоматическим повторным включением (ЧАПВ);
- противоаварийная автоматика (ПАА);
- газовая защита (ГЗ)» [20].

Подробная схема подключения внешних цепей к терминалам БЭ2502А0101 представлена в Приложении Б.

Так как микропроцессорная защита очень сложное устройство, подробно рассмотреть работу всей системы в рамках данной работы невозможно, то подробнее рассмотрим, как осуществляется микропроцессорная защита.

Характеристики функций защит, ИО и автоматики.

«МТЗ имеет три ступени: первая – МТЗ–1 и вторая – МТЗ–2 с независимой времятоковой характеристикой, третья – МТЗ–3 с независимой или зависимой времятоковой характеристикой.

В зависимости от тип исполнения ступени МТЗ–1, МТЗ–2 и МТЗ–3 могут быть выполнены направленными и иметь пуск от ИО минимального напряжения или комбинированный пуск по напряжению.

Обеспечены диапазоны уставок по току срабатывания ИО:

- МТЗ-1: от  $0,10 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $40,00 \cdot I_{\text{НОМ}}$  с шагом 0,01 А;
- МТЗ-2: от  $0,10 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $40,00 \cdot I_{\text{НОМ}}$  с шагом 0,01 А;
- МТЗ-3: от  $0,08 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $20,00 \cdot I_{\text{НОМ}}$  с шагом 0,01 А.

Для МТЗ с независимой времятоковой характеристикой обеспечены диапазоны уставок по выдержке времени:

- МТЗ-1: от 0 до 10,00 секунд с шагом 0,01 с;
- МТЗ-2: от 0 до 20,00 секунд с шагом 0,01 с;
- МТЗ-3: от 0 до 100,00 секунд с шагом 0,01 с» [20].

Защиты с зависимой времятоковой характеристикой соответствуют требованиям ГОСТ 27918-88, при этом время срабатывания определяется по формуле

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_b}\right)^{\alpha-1}}, \quad (31)$$

где « $t$  – время срабатывания, с;

$k$  – временной коэффициент;

$I$  – входной ток;

$I_b$  – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой не срабатывает;

$\alpha, \beta$  – коэффициенты, определяющие степень инверсии» [20].

Коэффициенты  $\alpha, \beta$  для требуемых характеристик приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Коэффициенты  $\alpha, \beta$

Вид характеристики	$\alpha$	$\beta$
Нормально инверсная	0,02	0,14
Сильно инверсная	1,00	13,50
Чрезвычайно инверсная	2,00	80,00

«Временной коэффициент  $k$  регулируется в диапазоне от 0,1 до 2,0.

Обеспечен диапазон регулирования базисного тока  $I_b$  ИО защиты с зависимыми от тока характеристиками: от  $0,07 \cdot I_{ном}$  до  $2,50 \cdot I_{ном}$  с шагом 0,01 А.

Кратность тока срабатывания ИО защиты с зависимыми от тока характеристиками к базисному току – не более 1,3.

Выдержка времени на начальном участке зависимых от тока характеристик ограничена величиной  $k \cdot 100$  (с).

При кратности  $I/I_b \geq 20$  зависимые от тока характеристики переводятся в независимые.

Обеспечен диапазон уставок по выдержке времени ускорения МТЗ от 0 до 2,00 секунд с шагом 0,01 А.

Предусмотрена возможность автоматического ввода ускорения срабатывания МТЗ при любых включениях выключателя на время ввода ускорения.

В режиме ускорения предусмотрена возможность заглубления уставки по току МТЗ-1 (токовой отсечки)» [20].

Функциональная схема логической части устройства представлена на рисунке 12.

«Функциональная схема МТЗ выполнена в соответствии с рисунком 12 и содержит реле тока фаз первой, второй и третьей ступеней. С целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой ступени предусмотрен режим работы с заглублением уставки, который задаётся программной накладкой ХВ1\_МТЗ на время работы ускорения. С помощью программных накладок ХВ2\_МТЗ, ХВ3\_МТЗ и ХВ4\_МТЗ предусмотрен вывод функций МТЗ-1, МТЗ-2 и МТЗ-3 соответственно. Переключателем «SA Вывод МТЗ», который по умолчанию представлен на лицевой панели терминала в виде электронного ключа 2, предусмотрен вывод всех ступеней МТЗ из работы» [20]. Первая и вторая ступени многоточечной защиты (МТЗ) обладают временными характеристиками, которые независимо настраиваются в зависимости от тока, что определяется требованиями к защите электрических сетей.

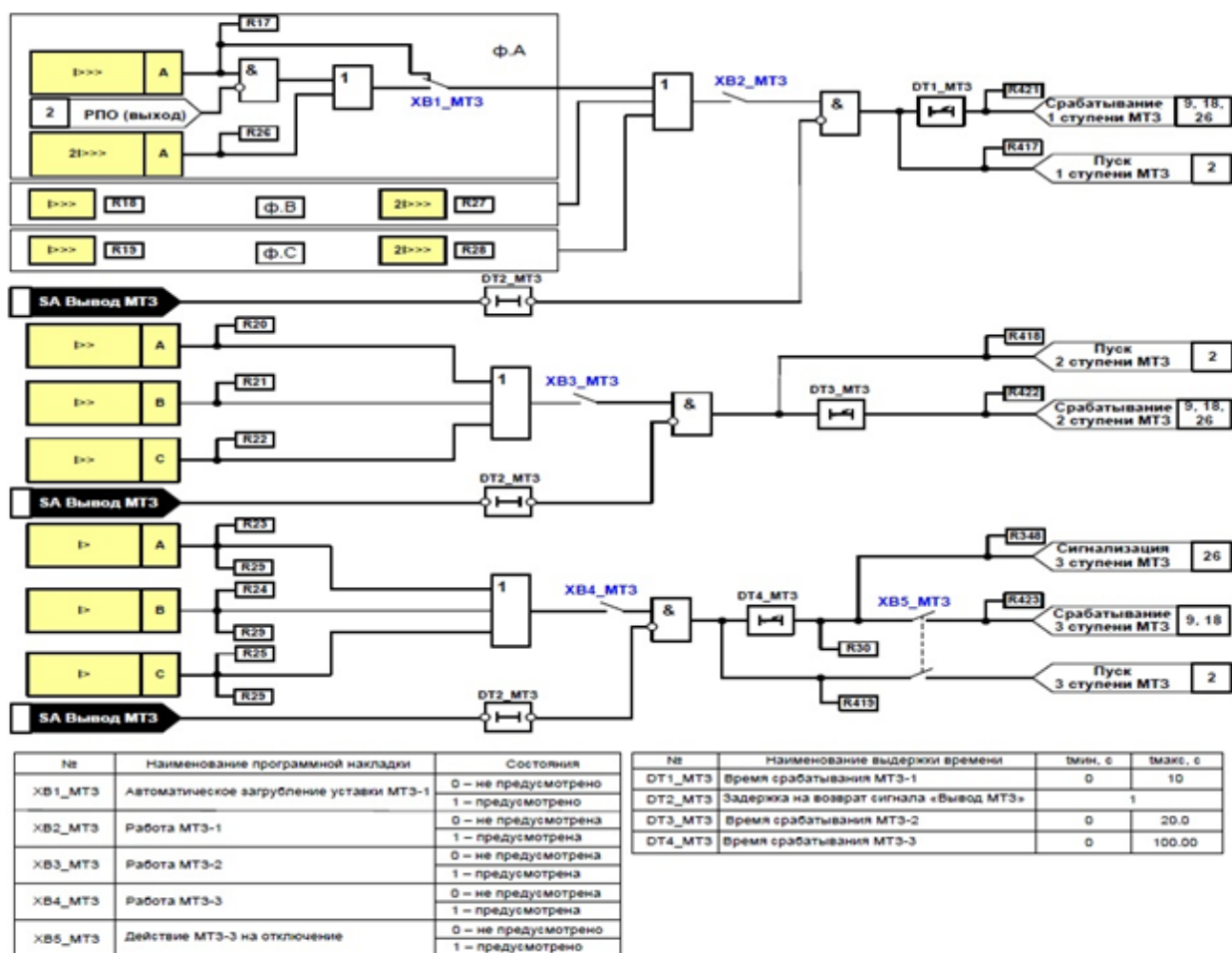


Рисунок 12 – Функциональная схема МТЗ

Третья ступень МТЗ спроектирована с возможностью работы как с зависимыми, так и с независимыми временными характеристиками срабатывания, что предоставляет дополнительные опции настройки и адаптации в зависимости от конкретных условий эксплуатации электрической сети.

Выбор требуемой характеристики срабатывания производится с использованием идентификационно-частотного модулятора (ИЧМ), который обеспечивает точную настройку параметров защиты в соответствии с изменяющимися условиями нагрузки и сетевыми параметрами.



Действие третьей ступени на отключение задаётся специализированной программной накладкой XB5\_МТЗ, что обеспечивает точную и надёжную реакцию системы защиты на потенциальные аварийные ситуации.

Функция вывода ускорения многоточечной защиты (МТЗ) реализуется через программную накладку XB8\_МТЗ, доступную с использованием идентификационно-частотного модулятора (ИЧМ). Кроме того, предусмотрен доступ к этой функции через переключатель «SA Вывод ускорения», который размещен на лицевой панели терминала в качестве электронного ключа 3 по умолчанию, согласно документации [20], что демонстрируется на рисунке 13.

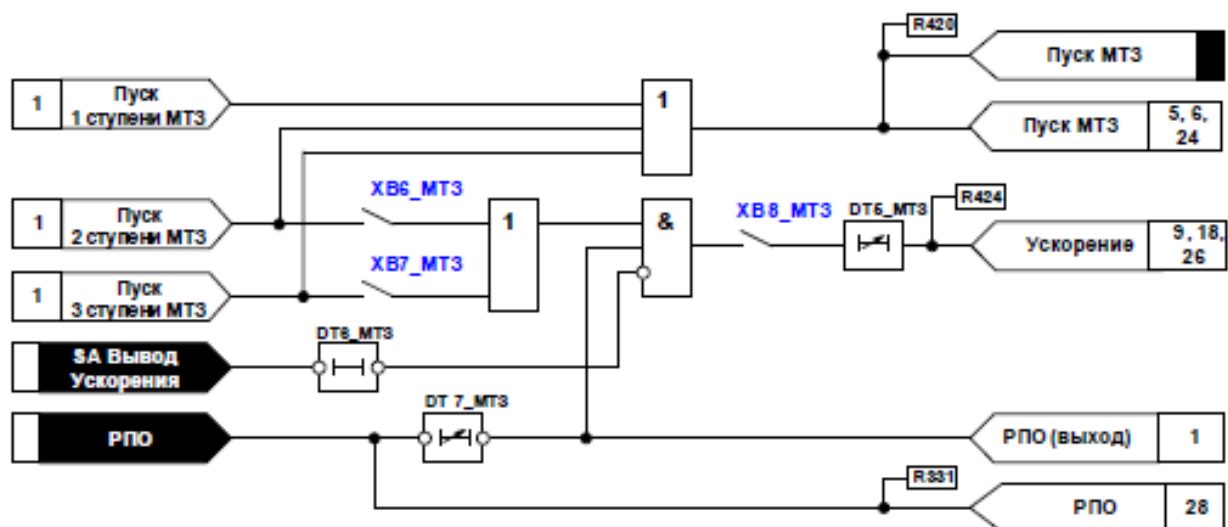
#### **2.4.3 Телеметрия параметров сети**

Для телеметрии параметров сети использован контроллер электрического присоединения ARIS-22×× [7].

ARIS-22×× предназначен для:

- измерений и учета электрической энергии и мощности, напряжения и силы переменного тока, частоты, показателей качества электрической энергии (отклонение напряжения, отклонение частоты, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и тока, коэффициент несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности, длительность провала и временного перенапряжения, глубина провала напряжения, коэффициента временного перенапряжения, коэффициент информационных сигналов, угол фазового сдвига, интервалы усреднения);
- «записи осциллограмм;
- регистрации дискретных сигналов о состоянии оборудования, выдачи команд управления;
- расчета и выдачи сигналов оперативных блокировок;
- учета коммутационного ресурса высоковольтных выключателей;

– измерений унифицированных аналоговых сигналов напряжения и силы постоянного тока» [20].



№	Наименование программной накладной	Состояния
XB6_MТЗ	Ускорение МТЗ-2	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB7_MТЗ	Ускорение МТЗ-3	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB8_MТЗ	Ускорение	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
DT5_MТЗ	Время срабатывания МТЗ с ускорением	0	2
DT6_MТЗ	Задержка на возврат сигнала «Вывод Ускорения»	1	
DT7_MТЗ	Время ввода ускорения	0	3

Рисунок 13 – Функциональная схема ускорения многоточечной защиты

Устройства серии ARIS-22××, внешний вид которого показан на рисунке 14, предназначены для ввода дискретных и аналоговых сигналов, а также для выдачи команд телеуправления, что делает их незаменимыми в различных системах автоматизации. Эти устройства применяются в качестве контроллеров электрического присоединения для систем автоматизации технологических процессов (АСУ ТП), систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС

КУЭ, АСКУЭ) и технологического учета электроэнергии (АСТУЭ) и автоматизированных систем управления энергопотреблением (АСУЭ).

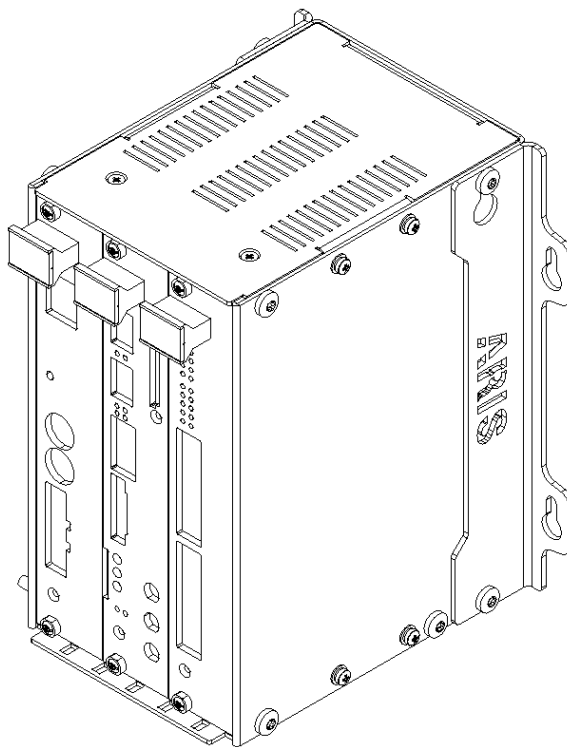


Рисунок 14 – Общий вид контроллера ARIS-2203

Устройства серии ARIS-22×× обеспечивают непрерывную работу как постоянно подключенное оборудование, что гарантирует их надёжность и стабильность функционирования. В случае выхода из строя любого элемента они предотвращают выполнение ложных команд благодаря встроенным watch-dog таймерам, которые автоматически инициируют перезагрузку устройства для восстановления его работоспособности.

Эти устройства также поддерживают автоматическое восстановление соединения при сбоях в каналах связи и перезапусках системы, обеспечивая таким образом устойчивость и надёжность связи. Конфигурирование параметров устройств серии ARIS-22×× осуществляется с использованием

специализированного сервисного программного обеспечения (Web-конфигуратор), которое поставляется в комплекте с устройствами.

Устройства серии ARIS-22×× имеют встроенную защиту от несанкционированного доступа при конфигурировании, что включает ограничения на чтение, модификацию и запись конфигураций, обеспечивая безопасность данных. В дополнение к этому, устройства ARIS-22×× имеют возможность экспорта и импорта конфигураций в файл, что позволяет легко переносить настройки между различными устройствами.

Вся информация о конфигурации устройств серии ARIS-22×× сохраняется в энергонезависимой памяти, что гарантирует сохранность данных даже при отключении питания. Конфигурирование параметров в режиме устройства сбора и передачи данных (УСПД) осуществляется в соответствии с требованиями конкретного объекта автоматизации, включая настройку интерфейсов связи, типов и характеристик цифровых и аналоговых входных устройств (ЦИУ), внешних устройств с кодовым интерфейсом, а также перечня и параметров информационных каналов.

Объем энергонезависимой памяти устройств серии ARIS-22×× составляет не менее 1 ГБ, что позволяет хранить значительные объемы данных, необходимые для выполнения их функциональных задач. Распределение памяти в устройствах ARIS-22×× определяется набором выполняемых функций и конфигурацией системы, в которой они используются. Устройства серии ARIS-22×× осуществляют сбор, обработку, передачу и надежное хранение данных, поступающих от электрических счетчиков и устройств ввода аналоговых и дискретных сигналов, что повышает точность и эффективность управления.

«Они обеспечивают автоматический поиск счетчиков и их интеграцию в схему опроса при наличии соответствующего модема и при условии, что производители приборов учета предоставляют необходимые интерфейсы и протоколы обмена данными. Максимальное количество устройств,

подключаемых к ARIS-22××, определяется доступным объемом памяти, параметрами архивирования данных и набором информационных каналов, подлежащих регулярному опросу» [7].

Максимальное количество обрабатываемых информационных каналов устройствами серии ARIS-22×× достигает 5000, что свидетельствует о высокой пропускной способности и масштабируемости системы. Устройства ARIS-22×× обладают программной защитой от несанкционированного изменения данных, что обеспечивает безопасность и целостность информации в процессе эксплуатации.

ARIS-22×× могут осуществлять беспроводной обмен данными через сеть мобильной связи, что возможно при наличии модема мобильной связи в процессорном модуле устройства, указанного в коде заказа. Устройства серии ARIS-22×× обеспечивают обмен данными с периферийными устройствами, такими как модули телемеханики, микропроцессорные измерительные преобразователи и модули релейной защиты и автоматики (РЗА). Они также осуществляют обмен данными со счетчиками электроэнергии и другими цифровыми устройствами по следующим базовым протоколам:

- МЭК 61850-8-1 MMS и GOOSE (с поддержкой механизмов качества обслуживания (QoS) IEEE 802.1p и виртуальных локальных сетей (VLAN) IEEE 802.1Q);
- МЭК 60870-5-101;
- МЭК 60870-5-103;
- МЭК 60870-5-104;
- МЭК 62056 (DLMS/COSEM/СПОДЭС версии 1 или 2) – для устройств сбора и передачи данных (УСПД);
- Modbus;
- SNMP и другие.

Выполнение функций прибора ПКЭ (класс S при оснащении модулями М1.4; класс А при оснащении модулями М3.4, М4.4) в части регистрации параметров качества электрической энергии (ПКЭ) ARIS–22×× обеспечивают вычисление следующих величин по ГОСТ 32144:

- отклонения частоты;
- положительного отклонения напряжения;
- отрицательного отклонения напряжения;
- установившегося отклонения напряжения по основной гармонике;
- длительности и глубины провала напряжения;
- длительности прерывания напряжения;
- длительности перенапряжения и коэффициента временного перенапряжения;
- коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения для каждой фазы;
- коэффициентов гармонических подгрупп напряжения для каждой фазы (до 40 порядка для класса S, до 50 порядка для класса А);
- коэффициентов интергармонических подгрупп напряжения для каждой фазы (до 39 порядка для класса S, до 49 порядка для класса А);
- коэффициента искажения синусоидальности кривой тока для каждой фазы;
- коэффициентов и действующих значений гармонических подгрупп тока для каждой фазы (до 40 порядка для класса S, до 50 порядка для класса А);
- коэффициентов интергармонических подгрупп тока для каждой фазы (до 39 порядка для класса S, до 49 порядка для класса А);
- коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности;

- коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- накопление и хранение результатов расчетов параметров кратковременной и длительной дозы фликера глубиной не менее одного месяца (для класса А);
- напряжения информационных сигналов;
- задание программируемых нормально и предельно допустимых значений, порогов срабатывания;
- для каждого фазного и междуфазного напряжения сохранение информации не менее, чем о 200 провалах (прерываниях) и перенапряжениях со временем начала события, его длительностью и глубиной провала (перенапряжения), или значение временного перенапряжения;
- формирование готовых к использованию недельных отчетов по результатам измерений ПКЭ, оформленных в соответствии с ГОСТ 33073;
- накопление и хранение недельных отчетов ПКЭ, срок хранения отчетов не менее трех месяцев.

Рассмотрим конструкцию устройства более подробно. Устройства серии ARIS-22×× представляют собой модульно-компонуемые системы, обеспечивающие высокую гибкость и адаптивность. Эти устройства выпускаются в корпусе промышленного исполнения, что обеспечивает их долговечность и надежность в сложных эксплуатационных условиях. Корпус разработан на основе стандарта «Евромеханика», который обеспечивает унифицированные габариты и удобство монтажа.

Конструкция устройств ARIS-22×× полностью соответствует требованиям множества стандартов, таких как ГОСТ 20504, ГОСТ Р МЭК 60297–3–101, ГОСТ Р МЭК 60715, ГОСТ Р МЭК 60917–1 и ГОСТ Р МЭК 60917–2–1.

Соблюдение этих стандартов гарантирует высокое качество и совместимость с другими элементами системы. Данная конструкция позволяет производить монтаж устройств в шкафы, что упрощает их установку и обслуживание. Шкафы, в которые производится монтаж, соответствуют требованиям стандартов ГОСТ 28601.1, ГОСТ 28601.2 и ГОСТ Р МЭК 61587, что обеспечивает их прочность и надежность. Структурная схема программного обеспечения ARIS-22×× представлена в Приложении В. Состав ARIS-22×× определяется на этапе заказа.

Выводы по разделу 2.

Выбранное электрооборудование для использования в модернизируемой тяговой подстанции полностью соответствует предъявляемым техническим требованиям и стандартам. Это оборудование также подходит для всех типов протекающих токов, обеспечивая при этом надежное и бесперебойное электроснабжение на долгосрочной основе. Применение современных цифровых устройств в проектировании релейной защиты трансформатора позволяет существенно улучшить основные эксплуатационные характеристики. Среди этих характеристик можно выделить повышенную надежность и улучшенное быстродействие системы, что важно для стабильной работы.

Эти устройства также обеспечивают непрерывный автоматический контроль и эффективную самодиагностику всей системы, что значительно повышает ее эксплуатационную готовность. Они характеризуются малым потреблением электроэнергии от измерительных трансформаторов тока и напряжения, что делает их более энергоэффективными. Кроме того, устройства предоставляют возможность регистрации и сохранения параметров аварийных режимов в памяти центрального процессора. Это позволяет оперативно анализировать инциденты. Они также дают возможность реализовывать более сложные и усовершенствованные алгоритмы защиты и управления, что способствует повышению общей эффективности и безопасности системы.



### **3 Охрана труда и техника безопасности на подстанции**

#### **3.1 Меры безопасности при обслуживании и ремонте микропроцессорного защитного устройства**

Конструкция терминала разработана с учетом требований пожарной безопасности, предусмотренных ГОСТ 12.1.004-91, и обеспечивает безопасность в процессе обслуживания в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2007 (МЭК 60439-1:2004), СТБ МЭК 60439-1-2007. Важные аспекты функциональности терминала подробно описаны в указанной нормативной документации.

С точки зрения электробезопасности терминал соответствует требованиям, установленным в ГОСТ 12.1.030-81 и ГОСТ 12.2.007.0-75. В соответствии с методами защиты от поражения электрическим током, устройство отнесено к классу 1 согласно ГОСТ 12.2.007.0-75, что подтверждено соответствующими испытаниями и сертификацией.

Для предотвращения случайного контакта с токоведущими частями терминал оборудован специальной защитной оболочкой, обеспечивающей эффективную изоляцию и безопасность при эксплуатации.

Эксплуатация и испытания терминала требуют строгого соблюдения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» и «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [18], что обеспечивает надежность и безопасность его функционирования.

В документе РЭ ЭКРА.650321.084 детально изложены требования к персоналу и правила работы с терминалом, необходимые для эффективного и безопасного его обслуживания и эксплуатации.

«При соблюдении требований эксплуатации и хранения терминал не создает опасности для окружающей среды.

При вводе терминалов в эксплуатацию необходимо произвести:

- проверку работоспособности терминала (автоматический тестовый контроль);
- проверку состояния электрической изоляции терминала, которая включает в себя измерение сопротивления изоляции и испытание ее напряжением;
- выставление и проверку уставок защит терминала, перечень которых приведён в руководстве по эксплуатации на соответствующее типу исполнение терминала;
- проверку терминала рабочим током и напряжением;
- проверку действия терминала во внешние цепи;
- проверку действия терминала в центральную сигнализацию;
- проверку взаимодействия терминала с внешними устройствами» [18].

«К работам по наладке и эксплуатации ARIS-22×× допускаются лица:

- прошедшие инструктаж по технике безопасности,
- прошедшие специальное обучение и имеющие удостоверение,
- имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

При штатной эксплуатации необходимо регулярно контролировать следующие параметры:

- состояние целостности цепей заземления (визуально);
- целостность изоляции проводов и кабелей (визуально);
- отсутствие следов воздействия воды или других жидкостей;
- отсутствие дыма или характерных запахов;
- отсутствие следов перегрева проводников или частей устройства.

Появление хотя бы одного из вышеперечисленных признаков является достаточным поводом для проведения внеочередного технического обслуживания» [18].

### **3.2 Проверка сопротивления изоляции**

«Проверку сопротивления изоляции производить в следующей последовательности:

- снять напряжение со всех источников, связанных с терминалом;
- собрать группы цепей в соответствии со схемой подключения.

Схемы подключения терминалов приведены в РЭ на конкретное типоразмерное исполнение терминала. Измерение сопротивления изоляции производить мегаомметром на напряжение 1000 В. Сначала измерить сопротивление изоляции по отношению к корпусу всех цепей. Сопротивление изоляции не менее 100 МОм при температуре  $(25 \pm 10)$  °С и относительной влажности воздуха до 80 %» [18].

### **3.3 Проверка электрической прочности изоляции**

«Проверку электрической прочности изоляции независимых цепей относительно корпуса и между собой производить напряжением 2000 В переменного тока частоты 50 Гц в течение 1 мин. Проверку электрической прочности изоляции производить в последовательности, указанной в 3.4.3. При испытаниях не должно быть пробоя изоляции. После проверки изоляции все временные перемычки снять» [18].

Выводы по разделу 3.

Выполнение требований по технике безопасности и охране труда позволяет избежать возникновения несчастных случаев на производстве и сохранить здоровье работающих.

## Заключение

В представленной работе представлен проект модернизации действующей тяговой подстанции «Холмечи» Брянской дистанции пути. Для этого на основе имеющихся данных, в том числе используя годовой график электрической нагрузки, произведены расчёты электрической нагрузки, расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработана новая схема электрических соединений подстанции, выбрано основное электротехническое оборудование открытого распределительного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения, модернизирована релейная защита с применением цифровых приборов и устройств.

Подстанцию с питающего напряжения 35 кВ переоборудовали на питающее напряжение 110 кВ. Это потребовалось из-за необходимости увеличения мощности подстанции в связи с ростом жилого массива в районе подстанции, для которого подстанция является основным поставщиком электроэнергии. Для установки на подстанции выбраны два новых трансформатора ТДТН–10000/110/35/10. В качестве тяговых трансформаторов использованы ТМПУ–6300/10. Выбранные трансформаторы проверены на аварийную перегрузку. Для ОРУ–110 кВ выбрали схему «Мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов» и новое оборудование: элегазовые выключатели типа ЗАР1ДТ 145, трансформаторы напряжения типа НКФ–110, разрядники РВС–110, разъединители РДЗ–110. Модернизация коснулась РУ напряжения 10 кВ, предназначенного для питания нетяговых потребителей и релейной защиты трансформатора: в закрытом РУ 10 кВ микропроцессорный терминал релейной защиты и автоматики присоединений 10 кВ производства НПП «Экра» ЭКРА БЭ2502А. Также использовать контроллеры присоединений выпуска инженерной компании «Прософт–Системы» ARIS 2205 для телеметрии параметров сети.

## Список используемых источников

1. Вакуумные выключатели ВВ/TEL, ВВУ–СЭЩ, ВБМ, КВТ–10 от 6 до 20 кВ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Elec.Ru» URL: <https://www.elec.ru/doska/prodam-vakuumnye-vykljuchateli-bb-tel-vvu-sesch-vb-1238473880/> (дата обращения: 11.02.2024 г).

2. Выбор числа и мощности трансформаторов [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Школа для электрика» URL: <https://electricalschool.info/main/elsnabg/795-vybor-chisla-i-moshhnosti.html> (дата обращения: 16.01.2024 г).

3. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]: Информационный ресурс «СВЕЛ» URL: <https://svel.ru/catalog/vysokovoltnaya-apparatura/> (дата обращения: 02.02.2024 г).

4. Защиты трансформаторов от перегрузок: виды и принцип работы [Электронный ресурс] : Информационный портал «ТДМ» URL: <https://tdmetz.ru/articles/zaschita-transformatorov-ot-peregruzok/> (дата обращения: 15.02.2024 г)

5. Инфоурок «Трансформаторы электровоза Ермак» [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Инфоурок» URL: <https://infourok.ru/urok-transformatori-elektrovoza-ermak-3322837.html> (дата обращения: 15.01.2024 г).

6. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: [Электронный ресурс] : URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/34809/1/978-5-7996-1457-7.pdf> (дата обращения: 24.01.2024 г).

7. Контроллер ячейки ARIS–22 [Электронный ресурс] : официальный сайт группы компаний «Прософт Системы» URL: <https://prosoftsystems.ru/catalog/show/kontroller-jachejki-220322052208?tab=docs> (дата обращения: 15.02.2024 г)

8. Микропроцессорные блоки серии БЭМП РУ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «ЧЗАЗ» URL: <https://www.cheaz.ru/products/rpd/bemp-ru.html> (дата обращения: 19.02.2024 г).

9. Назначение и классификация электрических подстанций [Электронный ресурс] : Официальный сайт «ТМРсила-М» URL: <https://tmr-power.com/stati/klassifikaciya-el-podstancii> (дата обращения: 11.01.2024 г).

10. Несенюк Т.А, Штин А.Н. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: методические указания к курсовому проектированию: Екатеринбург УрГУПС, 2007 [Электронный ресурс] : URL: [https://biblioserver.usurt.ru/cgi-bin/irbis64r\\_13/cgiirbis\\_64.exe?C21COM=2&I21DBN=KN&P21DBN=KN&Z21ID=&Image\\_file\\_name=umm%5Cumm\\_1741.pdf&IMAGE\\_FILE\\_DOWNLOAD=1](https://biblioserver.usurt.ru/cgi-bin/irbis64r_13/cgiirbis_64.exe?C21COM=2&I21DBN=KN&P21DBN=KN&Z21ID=&Image_file_name=umm%5Cumm_1741.pdf&IMAGE_FILE_DOWNLOAD=1) (дата обращения: 22.01.2024 г).

11. Описание и общие принципы построения тяговых подстанций [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «СЦБИСТ» URL: <http://scbist.com/wiki/13221-opisanie-i-obschie-principy-postroeniya-tyagovyh-podstancii.html> (дата обращения: 26.01.2024 г).

12. Подстанции: Брянская область [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Валидатор подстанций России» URL: <https://frexosm.ru/power/validator/bry-substation.html> (дата обращения: 11.01.2024 г).

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии. ПТЭЭП с изменениями 2022 г. URL: <https://tech-expro.ru/articles/pravila-pteer/> (дата обращения: 13.03.2024 г).

14. Распределительные устройства РУ-10(6) кВ [Электронный ресурс] : Информационный портал «РОСС» URL: <https://ross.com.ru/raspredelitelnye-ustroistva-ru-10-6> (дата обращения: 10.02.2024 г)

15. Расчет электрической мощности трансформаторной подстанции [Электронный ресурс]: Информационный портал «Studbooks.net» URL: [https://studbooks.net/1831953/matematika\\_himiya\\_fizika/raschet\\_moschnosti\\_transformatornoy\\_podstantsii](https://studbooks.net/1831953/matematika_himiya_fizika/raschet_moschnosti_transformatornoy_podstantsii) (дата обращения: 10.02.2024 г)

16. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] : URL: <https://www.rts-tender.ru/poisk/rukovodjajij-dokument/153-34-0-20-527-98> (дата обращения: 03.02.2024 г).

17. Режимы работы трансформатора [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «TDmetz» URL: <https://tdmetz.ru/articles/regimy-raboty-transformatora/> (дата обращения: 15.01.2024 г).

18. Руководство по эксплуатации ЭКРА.650321.084 РЭ [Электронный ресурс] : URL: [https://ekra.ru/product/docs/rza-ps-6-35/t-rza/be2502a/РЭ\\_на\\_БЭ2502А.pdf](https://ekra.ru/product/docs/rza-ps-6-35/t-rza/be2502a/РЭ_на_БЭ2502А.pdf) (дата обращения: 18.02.2024 г)

19. Схемы выпрямительных агрегатов тяговых подстанций [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «StudRef» URL: [https://studref.com/441023/tehnika/shemy\\_vypryamitelnyh\\_agregatov\\_tyagovyh\\_podstantsiy](https://studref.com/441023/tehnika/shemy_vypryamitelnyh_agregatov_tyagovyh_podstantsiy) (дата обращения: 13.01.2024 г).

20. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии БЭ2502АО101 [Электронный ресурс] : официальный сайт ООО НПП «ЭКРА» URL: <https://ekra.ru/product/docs/rza-ps-6-35/t-rza/be2502a/%D0%A0%D0%AD%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%91%D0%AD2502%D0%900101.pdf> (дата обращения: 18.02.2024 г)

21. Трансформатор ТМ 6300 кВА 10/3,15 кВ [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ЭнергоТранс» URL: <https://en-trans.ru/catalog/transformatory-tm/tm-6300-kva-10-3-15-kv/> (дата обращения: 20.01.2024 г).

22. Трансформатор ТМ–400/10/0,4 кВА [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Силовые трансформаторы» URL: <https://transform74.ru/tr/transformatory–tm/200/> (дата обращения: 22.01.2024 г).

23. Трансформатор силовой масляный серии ТМ [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Кубаньэлектроцит» URL: <https://www.kesch.ru/info/articles/silovye-maslyanye-transformatory-tm-i-tmg/> (дата обращения: 22.01.2024 г).

24. Элегазовые выключатели: плюсы и минусы эксплуатации [Электронный ресурс] : Информационный портал «Школа для электрика» URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/839–jelegazovye–vykljuchateli–pljusy–i.html> (дата обращения: 06.02.2024 г)

25. Электрические расчеты системы тягового электроснабжения [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «StudFiles» URL: <https://studfile.net/preview/9865167/page:7/> (дата обращения: 14.01.2024 г).

26. IEA. Energy system. Electricity. Tracking clean energy progress 2023. URL: <https://www.iea.org/energy–system/electricity> (дата обращения: 12.02.2024 г).

27. Kurpaska S, Knaga J, Latała H, Cupiał M, Konopacki P, Hołownicki R. The Comparison of Different Types of Heat Accumulators and Benefits of Their Use in Horticulture. *Sensors (Basel)*. 2020 Mar 5;20(5):1417. doi: 10.3390/s20051417. PMID: 32150862; PMCID: PMC7085789. (дата обращения: 10.03.2024 г).

28. Peter Onu, Anup Pradhan, Charles Mbohwa. The potential of industry 4.0 for renewable energy and materials development – The case of multinational energy companies, *Heliyon*, Volume 9, Issue 10, 2023, e20547, ISSN 2405–8440. URL: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e20547> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844023077551>) (дата обращения: 01.03.2024 г).

29. S. Lo Piano, S.T. Smith. Energy demand and its temporal flexibility: Approaches, criticalities and ways forward, *Renewable and Sustainable Energy*

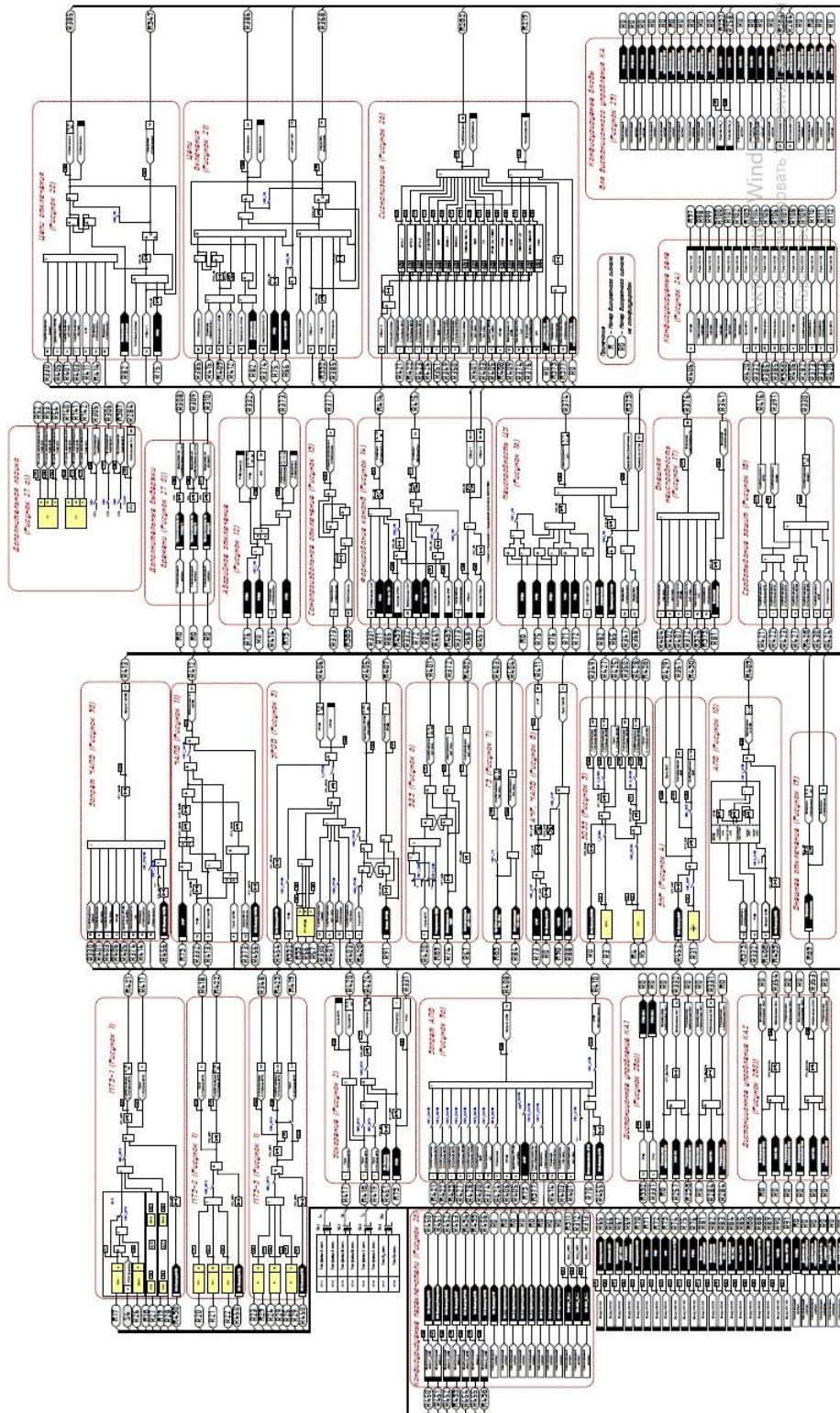


Reviews, Volume 160, 2022, 112249, ISSN 1364-0321. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112249> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001708>) (дата обращения: 15.03.2024 г).

30. Smart grids and meters. Smart grids development. URL: [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_en) (дата обращения: 02.04.2024 г).

# Приложение А

## Функциональная схема логической части терминала БЭ2502А0101



## Приложение Б

### Пример подключения внешних цепей к терминалам БЭ2502А0101

