

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения, химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Электроснабжение организации АО «РЭС–Запад г. Нягань»

Обучающийся

С.В. Марунич

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.С. Романов

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

Тольятти 2025

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта реконструкции электрической части трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ городского микрорайона, в котором размещается представительство компании АО «РЭС–Запад» в городе Нягань.

Основная задача бакалаврской диссертации заключается в комплексном проектировании электрооборудования подстанций, которое должно характеризоваться не только рациональными технико-экономическими показателями, но и соответствовать критериям эффективности, гарантировать требуемый уровень надежности и бесперебойности функционирования.

Разработка электрического раздела проекта подразумевает подбор силовых трансформаторов, определение оптимальной конфигурации принципиальных схем распределительных устройств, вычисление токов короткого замыкания в различных точках схемы. На основании полученных расчетных данных выполняется выбор высоковольтной и низковольтной коммутационной аппаратуры и токопроводящих элементов, выбор релейной защиты. Для достижения необходимых показателей электробезопасности объекта требуется спроектировать эффективный контур защитного заземления трансформаторной подстанции.

Актуальность данного исследования, имеющего как теоретическое, так и практическое значение, обусловлена его применимостью не только для рассматриваемой подстанции, но и для других подстанций аналогичного функционального назначения, что делает его результаты востребованными в современных условиях развития энергетической инфраструктуры.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 71 страница, дополняемую 12 таблицами, 3 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных для проектирования электрической части подстанции.....	6
1.1 Краткая характеристика потребителей электроэнергии района	6
1.2 Обоснование модернизации электрической части подстанции	7
2 Расчет электрической части подстанции	12
2.1 Определение расчетных нагрузок потребления	12
2.2 Выбор силовых трансформаторов.....	16
2.3 Выбор марки и сечений кабелей.....	19
2.4 Расчет токов короткого замыкания	22
2.5 Выбор электрических аппаратов	30
2.5.1 Выбор автоматических выключателей нагрузки	30
2.5.2 Выбор сборных шин	33
2.5.3 Выбор ограничителей перенапряжения.....	36
2.5.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения	36
2.5.5 Автоматическое включение резервного питания	38
2.6 Выбор и расчет релейной защиты	39
2.6.1 Выбор и краткое описание устройства релейной защиты	39
2.6.2 Расчет токовой отсечки	49
2.6.3 Защита силового трансформатора.....	51
2.6.4 Расчет МТЗ.....	54
3 Безопасность проекта.....	59
3.1 Заземление трансформаторной подстанции.....	59
3.2 Мероприятия по повышению безопасности труда.....	62
Заключение	66
Список используемых источников.....	68

Введение

На современном этапе наблюдается значительная интенсификация процессов урбанизации. Данный глобальный тренд в полной мере отмечается и на территории Российской Федерации. Указанный процесс объективно детерминирует стремительный рост объемов электропотребления. Рост потребления происходит в основном в границах крупных городских агломераций. Параллельно рост затрагивает и прилегающие к городам промышленные площадки. Проектирование городских систем электроснабжения осуществляется для муниципальных образований и должно соответствовать их демографическим и экономическим масштабам [15]. Проектируемые системы должны комплексно охватывать всех потенциальных потребителей. В число потребителей входят, в том числе и промышленные зоны. «Технической базой для электроснабжения большинства потребителей традиционно служат распределительные сети. Их номинальный класс напряжения обычно составляет 6 – 10 кВ. Также повсеместно используются сети общего пользования напряжением 0,38 кВ» [12]. Эта распространенность обуславливает повышенные современные требования к показателям надежности. Одновременно предъявляются высокие требования к качеству передаваемой электроэнергии, ее рациональному и экономичному использованию.

Общая эффективность деятельности энергетических компаний находится в прямой связи с уровнем проектных решений и существенно зависит от качества эксплуатационной практики. На нее непосредственное влияние оказывает уровень знаний и компетенций обслуживающего персонала.

Инженерная система электроснабжения города представляет собой целостный комплекс. Данный комплекс включает в себя взаимосвязанные электрические сети. В его инфраструктуру также входят трансформаторные

подстанции различной мощности. Их основным функциональным назначением является надежное обеспечение электроэнергией потребителей [31]. Характерной особенностью городских электрических сетей напряжением 10 кВ является потенциальное наличие потребителей всех трех категорий. Речь идет об установленных категориях надежности электроснабжения. Данная ситуация может сложиться в пределах любого жилого микрорайона или промышленной зоны. Этот объективный факт указывает на необходимость применения соответствующих схемных решений [10].

Действующими Правилами устройства электроустановок регламентирован ряд обязательных к исполнению требований. Требования относятся в первую очередь к конструктивному исполнению подстанций. Требования также касаются их территориального размещения и технического оснащения. Категорически запрещено их встраивание в жилые корпуса зданий, в школьные и больничные корпуса. Также запрещено размещение трансформаторов с масляным заполнением в зданиях с массовым пребыванием людей. Это оборудование официально признано взрывоопасным. Критерием для запрета является одновременное пребывание свыше 50 человек [2].

Целью данной бакалаврской работы является выполнение расчета системы электроснабжения микрорайона, в котором размещается представительство компании АО «РЭС–Запад» в городе Нягань. Расчет выполняется для номинального напряжения в 10/0,4 кВ. Проект включает в том числе определение расчетных сечений и марок кабелей, предназначенных для питающих линий трансформаторных подстанций ТП–10/0,4 кВ. Необходимо проведение расчетов токов короткого замыкания с последующим выбором коммутационных и защитных аппаратов.

1 Анализ исходных данных для проектирования электрической части подстанции

1.1 Краткая характеристика потребителей электроэнергии района

«Потребители электрической энергии системы электроснабжения района представлены коммунально-бытовыми потребителями и общественными зданиями.

Потребители распределительной городской сети (ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6, ТП-7) рассматриваемого района города являются: жилые дома многоэтажной (девять этажей) застройки, оборудованные преимущественно электрическими плитами, магазины, парикмахерские и общественное здание, в котором работает 150 – 180 человек. Перерыв в электроснабжении влечет за собой нарушения нормальной жизнедеятельности значительного количества городских жителей и различных организаций» [26].

В данной бакалаврской работе выполняется электроснабжение десятого квартала города Нягань. В проектируемом микрорайоне высотная застройка. В жилых домах установлены электрические плиты, используется водяное отопление и горячее водоснабжение.

Источником электроснабжения коммунально-бытовых нагрузок микрорайона является подстанция 110/10 кВ Чара. В начале микрорайона предусмотрен распределительный пункт 2БРТП с трансформаторами.

В основу построения схемы распределительной сети от РП – 10 кВ положен принцип дулуучевой схемы с двухтрансформаторными подстанциями, рекомендуемый для городов с домами повышенной этажности с электроплитами. Питание ВРУ общественных зданий, жилых домов осуществляется кабельными взаиморезервируемыми линиями от разных секций РУ низкого напряжения ТП. Выбор сечений низковольтных кабелей

производится по нагреву в рабочем и послеаварийном режимах работы с проверкой по потере напряжения. По степени обеспечения надежности электроснабжения электроприемники жилых и общественных зданий микрорайона относятся к I и II категории. К первой категории в жилых домах относятся противопожарные устройства, системы подпора воздуха, лифты, аварийное освещение. Наименование зданий приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Наименование зданий и сооружений

Номер по генплану	Этажность	Наименование объекта	Количество квартир
1	9	Жилой многоквартирный дом	108
2	9	Жилой многоквартирный дом	108
3	9	Жилой многоквартирный дом	112
4	9	Жилой многоквартирный дом	108
5	9	Жилой многоквартирный дом	77
6	9	Жилой многоквартирный дом	108
7	9	Жилой многоквартирный дом	95
8	9	Жилой многоквартирный дом	90
9	9	Жилой многоквартирный дом	89
10	9	Жилой многоквартирный дом	89
11	9	Жилой многоквартирный дом	157
12	9	Жилой многоквартирный дом	157
13	9	Жилой многоквартирный дом	89
14	9	Жилой многоквартирный дом	157
15	9	Жилой многоквартирный дом	108
16	9	Жилой многоквартирный дом	149
17	9	Жилой многоквартирный дом	90
18	2	Коммунальная нагрузка (встроенные магазины, службы быта)	-
19	2	Общественное здание (АО «РЭС–Запад»)	-

1.2 Обоснование модернизации электрической части подстанции

Трансформаторные подстанции (ТП) рассматриваемого квартала кирпичного (блочного) исполнения.

Рассмотрим основное, используемое в ТП электрооборудование.

Вводное распределительное устройство высшего напряжения (РУВН 10 кВ) имеет схему – глухое ответвление от проходящей воздушной линии (ВЛ) 10 кВ или кабельной линии (КЛ) через разъединитель. Схема радиальная, без секционирования.

Коммутационное оборудование и аппараты.

Разъединитель РЛНДз – 10/400 или аналогичный. Предназначен для создания видимого разрыва цепи и безопасного проведения работ на стороне 0,4 кВ. Управление – механическое, ручное, с земли через тяговую штангу.

Плавкие предохранители ПКТ-10 (предохранитель камерный трансформаторный). Установлены в ячейках КСО (камера сборная одностороннего обслуживания). Служат для защиты силового трансформатора от токов короткого замыкания (КЗ) и перегрузки.

Разрядники РВО-10, устанавливаются на вводе для защиты изоляции оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Трансформаторы напряжения НТМИ–10 – для учета и контроля напряжения, если это требовалось.

Силовые трансформаторы типа ТМ (трансформатор масляный) мощностью 250 кВА, 400 кВА и 630 кВА. Система охлаждения трансформаторов – естественное масляное (М). Трансформаторы имеют газовое реле (реле Бухгольца) для защиты от внутренних повреждений, вызывающих выделение газа.

Распределительное устройство низшего напряжения (РУНН 0,4 кВ).

Выполнено в виде шкафов серии ЩО-70 (щит общего назначения) или ЩО-366. Схема шкафов – для одностороннего обслуживания. Все аппараты установлены на одной панели.

Вводные аппараты (со стороны трансформатора):

- рубильник (переключатель) РП–XX/XXX с центральным рычажным приводом. Обеспечивал видимый разрыв цепи;
- автоматические выключатели серии А–XX (А3100, А3700) с электромагнитным (мгновенным) и тепловым (выдержка времени) расцепителями.

Секция шин: четыре алюминиевых шины (А, В, С, PEN) на изоляторах. Система заземления – TN–С (нулевой рабочий и защитный проводники объединены в один PEN-проводник).

Отходящие линии (фидеры).

Защита отходящих линий осуществляется предохранителями ПН-2 с плавкими вставками на разные номиналы тока.

На вводе в жилые дома установлены автоматические выключатели АП-50 и АЕ-20.

Устройство защиты и автоматики (УЗА).

Защита от КЗ и перегрузки осуществляется предохранителями на стороне 10 кВ (ПКТ) и предохранителями и автоматами на стороне 0,4 кВ.

Автоматическое включение резерва осуществляется перекидными рубильниками с ручным управлением.

Устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) на ТП отсутствуют.

Заземляющее устройство.

Представляет собой контур заземления, выполненный из вертикальных стальных стержней и горизонтальных полос, соединенных сваркой. Главная заземляющая шина (ГЗШ) соединена с контуром и с нулевой шиной (PEN) РУНН. К ней же подключены корпуса всех аппаратов, трансформатора и двери шкафов.

В процессе модернизации ТП предлагается:

- оборудовать ТП двумя высоковольтными моноблоками типа Safe Ring с элегазовой изоляцией фирмы АВВ, куда входят три выключателя нагрузки и блок подключения силового трансформатора с защитой от токов короткого замыкания и перегрузки;
- на стороне низкого напряжения от РУ– 0,4 кВ, для распределения электрической энергии смонтировать сборные шинопроводы на двенадцать отходящих линий и оснастить их автоматическими выключателями типа T_{max} или S200 производства «АВВ»;
- трансформаторная подстанция должна иметь возможность применения двухлучевой схемы питания со стороны 10 кВ и устройства автоматического включения резервного питания на стороне низкого напряжения 0,4 кВ, при отключении одного из работающих трансформаторов.

В соответствии с СН 532-82 компенсация реактивной мощности для электрических приемников жилых домов и общественных зданий не производится.

Выводы по разделу 1.

Необходимо модернизировать систему электроснабжения высоконагруженного жилого микрорайона с преобладанием девятиэтажных домов, оборудованных электрическими плитами, что формирует значительную коммунально-бытовую нагрузку. Для обеспечения высокой надежности, соответствующей I и II категориям электроприемников, предпочтительно использовать двухлучевую схему питания с двухтрансформаторными подстанциями и взаиморезервируемыми кабельными линиями. Источником питания для квартала является подстанция 110/10 кВ «Чара», а распределение электрической энергии на территории квартала организовано через распределительный пункт.

Электроснабжение важных систем для безопасности проживания, таких как противопожарные устройства и лифты, отнесено к первой категории надежности электроснабжения.

Необходимость модернизировать электрическую часть подстанции вызвана следующими причинами:

- в рассматриваемом микрорайоне в последние десять лет были построены несколько новых высотных жилых домов, открылись новые магазины, которые были подключены к существующим действующим трансформаторным подстанциям. В связи с этим требуется уточнение подключенных к ТП нагрузок;
- установленное на ТП электрооборудование, за исключением приборов учета электроэнергии, выработало свой ресурс, часто ломается, что увеличивает эксплуатационные расходы на ее содержание и снижает надежность системы электроснабжения.

2 Расчет электрической части подстанции

2.1 Определение расчетных нагрузок потребления

Значение удельных нагрузок жилых домов и общественных зданий приняты согласно "Свода правил по проектированию и строительству СП 31–110–2003.

Согласно данному Своду правил, здание, в котором размещается представительство компании АО «РЭС–Запад» в городе Нягань, относится к категории общественных. «Общественные здания имеют приточно-вытяжные вентиляционные установки, широко применяются системы кондиционирования воздуха, насосы систем горячего и холодного водоснабжения. Большинство механизмов оборудовано асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором.

Электрические нагрузки любого общественного здания состоят из нагрузок электрического освещения и силового электрооборудования» [23].

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле 1:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n , \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников (зданий), кВт/квартира, n – число квартир [27].

Удельную расчетную нагрузку электроприемников находим по таблице приложения [27]. Так как в них приводятся не все значения удельных нагрузок (только для круглых значений, таких как 60, 100, 200 и др), для других жилых домов находим по формуле:

$$P_{уд.иск} = P_{уд.ст.до иск} - \frac{P_{уд.до иск} - P_{уд.после иск}}{n_{кв.после иск} - n_{кв.до иск}} \cdot (n_{кв.иск} - n_{кв.до иск}), \quad (2)$$

где $P_{уд.иск}$ – искомая удельная расчетная нагрузка многоквартирного дома;

$P_{уд.ст.до иск}$ – стандартная удельная нагрузка многоквартирного дома с ближайшим меньшим числом квартир;

$P_{уд.ст.после иск}$ – стандартная удельная нагрузка многоквартирного дома с ближайшим большим числом квартир;

$n_{кв.иск}$ – число квартир в искомом многоквартирном доме;

$n_{кв.до иск}$ – число квартир многоквартирного дома с ближайшим меньшим числом квартир;

$n_{кв.после иск}$ – число квартир многоквартирного дома с ближайшим большим числом квартир.

$$P_{уд.108} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \cdot (108 - 100) = 1,48,$$

$$P_{уд.90} = 1,7 - \frac{1,7 - 1,5}{100 - 60} \cdot (90 - 60) = 1,6,$$

$$P_{уд.89} = 1,7 - \frac{1,7 - 1,5}{100 - 60} \cdot (89 - 60) = 1,6,$$

$$P_{уд.95} = 1,7 - \frac{1,7 - 1,5}{100 - 60} \cdot (95 - 60) = 1,6$$

$$P_{уд.157} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \cdot (157 - 100) = 1,41$$

$$P_{уд.77} = 1,7 - \frac{1,7 - 1,5}{100 - 60} \cdot (77 - 60) = 1,59,$$

$$P_{уд.149} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \cdot (149 - 100) = 1,42,$$

$$P_{уд.112} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \cdot (112 - 100) = 1,48,$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 2 и 3.

Таблица 2 – Удельные расчетные нагрузки потребителей

Наименование	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{уд}, \text{кВт}$	S(м ²)/рабочих мест/квартир
Дом (90 квартир)	0,98	0,2	1,6	90 квартир
Дом (95 квартир)	0,98	0,2	1,6	95 квартир
Дом (77 квартир)	0,98	0,2	1,59	77 квартир
Дом (89 квартир)	0,98	0,2	1,6	89 квартир
Дом (108 квартир)	0,98	0,2	1,48	108 квартир
Дом (157 квартир)	0,98	0,2	1,41	157 квартир
Дом (149 квартир)	0,98	0,2	1,42	149 квартир
Дом (112 квартир)	0,98	0,2	1,48	112 квартир
Службы быта	0,935	0,38	0,25	20 рабочих мест
Общественное здание	0,97	0,25	0,46	180 человек персонала

Таблица 3 – Расчетная нагрузка электроприемников

Наименование	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА
Дом (90 квартир)	148	31,8	151,37
Дом (95 квартир)	152	33,1	158,9
Дом (77 квартир)	122,4	24,5	133,7
Дом (89 квартир)	79,83	16,12	81,44
Дом (108 квартир)	142,4	28,5	148,47
Дом (157 квартир)	223	44,6	247,8
Дом (149 квартир)	211,6	42,3	224,8
Дом (112 квартир)	165,8	33,1	174,4
Службы быта	131	33,5	158
Общественное здание	146	30,5	149

Определим расчетные нагрузки силового оборудования жилых домов.

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{р.л} = K_{с.л} \sum_1^{n_{л}} P_{ni}, \quad (3)$$

где $K_{с.л}$ – коэффициент спроса, определяемый по таблице 4 в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий. Коэффициент спроса для числа лифтовых установок, не указанных в таблице, определяется интерполяцией;

$n_{л}$ – число лифтовых установок, питаемых линией;

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя i -го лифта по паспорту, кВт.

Таблица 4 – Коэффициенты спроса для многоквартирных домов

Число лифтовых установок	К _{сл} для домов высотой, этажей	
	до 12	12 и свыше
2-3	0,8	0,9
4-5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и свыше	0,35	0,4

Например, для дома с установленной мощностью электродвигателя 16 кВт:

$$P_{р.л} = 0,4 \cdot 30 \cdot 16 = 192 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{P.Ж.Д} = P_{КВ} + 0,8P_C, \quad (4)$$

где $P_{КВ}$ – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;

P_C – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

$$P_{P.Ж.Д} = 5241 + 0,8 \cdot 192 = 5414 \text{ кВт.}$$

Нагрузки уличного освещения приняты 2,5% от осветительно–бытовой нагрузки [25]. Окончательно расчетная электрическая нагрузка рассматриваемого квартала внесена в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетная электрическая нагрузка

Наименование потребителей	P, кВт	S, кВ·А
Жилые дома	5414	5684
Общественное здание	146	149
Коммунальная нагрузка (встроенные магазины, службы быта)	134	158
Уличное освещение	131	150
Итого с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузок трансформаторов $k_y = 0,9$	5825	6141

2.2 Выбор силовых трансформаторов

Для выбора трансформаторов используем данные по мощности представленные в таблице 5.

«Число трансформаторов выбирается из соображений надежности в зависимости от категории электроснабжения потребителей. Для электроснабжения потребителей I и II категорий надежности должны быть предусмотрены два независимых источника электроснабжения, т.е. двухтрансформаторные подстанции [21].

Активная расчетная нагрузка линии на шинах 0,4 кВ ТП при смешанном питании потребителей различного назначения (жилые дома и общественные здания), $P_{P.Л.}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{P.ТП} = P_{зд.макс} + \sum(K_{y.i} \cdot P_{зд.i}), \quad (5)$$

где $P_{зд. макс}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт [13];

$P_{зд.i}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$K_{y.i}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников) [6].

«Расчетная реактивная нагрузка линии при смешанном питании потребителей различного назначения Q_P , кВАр, определяется по формуле» [14]:

$$Q_{P.ТП} = Q_{зд.макс} + \sum(K_{y.i} \cdot Q_{зд.i}), \quad (6)$$

где « $Q_{макс.}$ – наибольшая реактивная нагрузка зданий, питаемых от шин ТП, квар;

$Q_{зд.i}$ – расчетная реактивная нагрузка всех остальных зданий, квар» [14].

«Полная нагрузка подстанции S_P , кВ·А, определяется по формуле» [14]:

$$S_{P.ТП} = \sqrt{P_{P.ТП}^2 + Q_{P.ТП}^2}, \quad (7)$$

«Коэффициент мощности ТП определяется по формуле» [14]:

$$\cos \varphi = \frac{P_{p.тп}}{S_{p.тп}}, \quad (8)$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов» [14]:

$$K_3 = \frac{S_{p.тп}}{\Sigma S_{н.тп}}, \quad (9)$$

где « $\Sigma S_{н.тп}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП, кВ·А» [14]

Результаты расчета и выбора мощности трансформаторов представим в таблице 6.

Таблица 6 – Количество и мощность трансформаторов ТП

№ ТП	№ дома, здания по генплану	Мощность нагрузки, Sp, кВА	Количество и мощность трансформаторов	Коэффициент загрузки, Kз
1	1, 4, 9	921	2×1000	0,45
2	5, 6	573	2х630	0,45
3	15, 2, 13	915	2×1000	0,45
4	12, 11, 19	1060	2×1000	0,52
5	14, 16	910	2×1000	0,45
6	9, 17	570	2×630	0,46
7	7, 8	590	2×630	0,46
РП	3, 18	550	2×630	0,44

Выбираем для установки на подстанциях трансформаторы типа ТМГ-630/10-0,4кВ и ТМГ-1000/10-0,4кВ производства Минского электротехнического завода имени В.И. Козлова.

Все трансформаторы выбраны с условием, что перегрузка в аварийном режиме не превысит 40 %. «Выбираем двух трансформаторные подстанции из-за высоких нагрузок, обусловленных наличием электроплит, электротитанов и электрического обогрева квартир. Благодаря этому, исходя из того что

практически все потребители входят во вторую категорию по надежности, нам необходимо резервировать свои сети» [4].

2.3 Выбор марки и сечений кабелей

Выбор сечения кабелей выполнен в соответствии с ПУЭ, по длительному допустимому току в нормальном и послеаварийном режимах с последующей проверкой по экономической плотности тока и термическую устойчивость току короткого замыкания [24].

С появлением новейших технологий производства кабелей с пластмассовой изоляцией позволяющих добиться более высокой механической и термической стойкости, низкой диэлектрической проницаемости что позволяет снизить фактор потерь и увеличить срок службы кабельных линий.

Наиболее распространенными в сетях среднего и высокого напряжения являются кабели из сшитого полиэтилена (СПЭ). Полимерные материалы, которые используются для изоляции и оболочки кабеля обладают большим диапазоном рабочих температур, малой гигроскопичностью, прочностью, легкостью за счет чего достигается значительное улучшение характеристик как в эксплуатации, так и при прокладке.

Расчетный ток через высоковольтный кабель между ПС «Чара» и РП:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (10)$$

где « S_p – полная мощность нагрузки, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ» [14].

$$I_p = \frac{6141}{\sqrt{3} \cdot 10} = 354 A.$$

Результаты расчета токов остальных кабельных линий представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Токи кабельных линий

Наименование участка	Нагрузка, кВА		Ток, А	
	Нормальный режим	Аварийный режим	Нормальный режим	Аварийный режим
ПС Чара – РП	3070	6141	170	354
РП – ТП 1	1202	2404	69	138
ТП 1 – ТП 2	745	1490	43	86
ТП 2 – ТП 3	455	910	26	52
РП – ТП 4	980	1960	56	112
ТП 4 – ТП 5	455	910	26	52
РП – ТП 7	585	1170	33	67
ТП 7 – ТП 6	290	580	17	33

При выборе кабеля по нагреву электрическим током, также учитывают «поправочные коэффициенты, при прокладке в траншее и зависимости от удельного сопротивления земли. Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток в зависимости от удельного сопротивления земли равен 0,88» [20].

«Условие выбора сечения жил кабеля по допустимому нагреву при нормальных условиях прокладки: номинальный ток должен быть меньше либо равен допустимому току» [20].

Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение S , мм², определяется из соотношения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (11)$$

где I – расчетный ток в час максимума энергосистемы, А [22];

$J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².
Экономическая плотность тока для алюминиевых кабелей с изоляцией из полиэтилена, при числе часов использования максимума нагрузки в год до 5000 ч равен 1,4 А/мм² [20].

$$F_{\text{эк}} = \frac{170}{1,4} = 120 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается [17].

Определение сечения по термической устойчивости току короткого замыкания производится по формуле:

$$F = I_{\infty} \cdot \frac{\sqrt{t_{\Phi}}}{C}, \quad (12)$$

$$t_{\Phi} = t_{\text{защ}} + t_{\text{выкл}}, \quad (13)$$

где C – постоянная, определяемая в зависимости от заданной ПУЭ конечной температуры нагревания жил и напряжения, $C=98$ [20];

I_{∞} – установившийся ток короткого замыкания. Принимаем $I_{\infty} = 6840$ А [20];

t_{Φ} – фиктивное время (13);

$t_{\text{защ}}$ – времени срабатывания максимальной токовой защиты.

Принимаем $t_{\text{защ}} = 1,7$ с [20];

$t_{\text{выкл}}$ – собственное время отключение выключателя. Принимаем $t_{\text{выкл}} = 0,06$ с [20].

$$t_{\Phi} = 1,7 + 0,06 = 1,76 \text{ с},$$

$$F = 6840 \cdot \frac{\sqrt{1,76}}{98} = 92 \approx 95 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2.$$

Выбираем марку высоковольтного кабеля – АПвП 1х150/25-10. Для расчета сечения кабелей от РП до ТП используем следующие данные:

- установившийся ток короткого замыкания 5350 А [20];
- времени срабатывания максимальной токовой защиты 0,8 с [20];
- собственное время отключение выключателя 0,06 с [20].

Результаты расчета остальных кабелей представлены на чертеже графической части проекта.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

«Электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом этих токов. Расчетным видом короткого замыкания для выбора или проверки электрооборудования считают трехфазное симметричное короткое замыкание. В нормальном режиме все секционные выключатели находятся в отключенном состоянии, силовые трансформаторы работают отдельно на отдельные секции шин. Наиболее тяжелый режим работы может наступить при коротком замыкании в момент перевода нагрузки с одного силового трансформатора на другой, этот режим принят за расчетный» [27].

Расчет токов КЗ производим в именованных единицах. Мощность КЗ на шинах ПС «Чара» составляет $S_{кз}=124$ МВА [19], базовое напряжение $U_B=10,5$ кВ. Точки системы электроснабжения, в которых будет произведен расчет токов КЗ, обозначение элементов схемы замещения представлены на чертеже в графической части проекта.

Ток КЗ на шинах ПС «Чара»:

$$I_K^3 = \frac{S_{K.3.}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (14)$$

$$I_K^3 = \frac{124}{1,73 \cdot 10,5} = 6,84 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta.} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta.} \cdot I_K^3, \quad (15)$$

$$i_{y\delta.} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 6,84 = 18,32 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^3, \quad (16)$$

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,84 = 5,91 \text{ кА.}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot I_K^3}, \quad (17)$$

$$X_C = \frac{10,5}{1,73 \cdot 6,84} = 0,88 \text{ Ом.}$$

Активное и реактивное сопротивление КЛ – 10 кВ приведенное к базисному напряжению определим по формулам:

$$R_{Л} = R_0 \cdot L \cdot \left(\frac{U_B}{U_H}\right)^2, \text{ Ом,} \quad (18)$$

$$X_{л} = X_0 \cdot L \cdot \left(\frac{U_B}{U_H}\right)^2, \text{ Ом}, \quad (19)$$

где R_0 – активное сопротивление на 1 км. линии Ом/км,

L – протяженность линии, км.,

X_0 – среднее значение реактивного сопротивления кабельной линии, равное 0,08 Ом/км.

Результаты расчетов по формулам (18) и (19) сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Сопротивления кабельных линий

КЛ-10 кВ	Длина, км	Сечение, мм ²	Активное сопротивление на 1 км. линии	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
ПС-РП	1,65	150	0,206	0,373	0,352
РП-ТП1	0,21	70	0,443	0,102	0,050
ТП1-ТП2	0,21	70	0,443	0,102	0,050
ТП2-ТП3	0,19	70	0,443	0,092	0,050
РП-ТП4	0,23	95	0,320	0,080	0,053
ТП4-ТП5	0,28	95	0,320	0,098	0,064
РП-ТП7	0,27	95	0,320	0,095	0,062
ТП7-ТП6	0,18	95	0,320	0,063	0,041

Сопротивление трансформаторов Т1, Т2 приведенное к базисному напряжению:

$$X_{17} = X_{18} = \frac{U_K \% \cdot U_B^2}{100 \cdot S_H}, \quad (20)$$

$$X_{17} = X_{18} \frac{5,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 1} = 6,06 \text{ Ом}.$$

Для определения тока КЗ в точке К–2, найдем сопротивление до этой точки:

$$X_{K-2} = X_C + Z_1, \quad (21)$$

$$X_{K-2} = 0,88 + 0,252 = 1,132 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К–2:

$$I_{K-2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K-2}}, \quad (22)$$

$$I_{K-2} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 1,132} = 5,35 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К–2 определим:

$$i_{y\delta, K-2} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{K-2}, \quad (23)$$

где $K_{y\delta}$ – ударный коэффициент, определяемый по кривой $K_{y\delta} = f(X/R)$ по отношению $X_{K-2}/R_{K-2} = 0,176/0,186 = 0,94$. Этому значению соответствует $K_{y\delta} = 1,4$

$$i_{y\delta, K-2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,35 = 10,5 \text{ кА.}$$

«В качестве минимального тока КЗ, который необходим для проверки чувствительности релейных защит, используют ток двухфазного КЗ в наиболее удаленной точке» [6]. Двухфазный ток КЗ в точке К–2 составит:

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^3, \quad (24)$$

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,35 = 4,63 \text{ кА.}$$

Для определения тока КЗ в точке К-3, найдем сопротивление до этой точки:

$$X_{K-3} = X_{K-2} + Z_2, \quad (25)$$

$$X_{K-3} = 1,132 + 0,163 = 1,292 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-3:

$$I_{K-3} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K-3}}, \quad (26)$$

$$I_{K-3} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 1,292} = 4,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К-3:

$$i_{y\partial.K-3} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K-3}, \quad (27)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, определяемый по кривой $K_{y\partial} = f(X/R)$

по отношению $X_{K-3}/R_{K-3} = 0,91/0,333 = 2,73$. Этому значению соответствует $K_{y\partial} = 1,3$

$$i_{y\partial.K-3} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,6 = 9,1 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток КЗ в точке К-3:

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^3, \quad (28)$$

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,6 = 3,97 \text{ кА.}$$

Для определения тока КЗ в точке К-4, найдем сопротивление до этой точки:

$$X_{K-4} = X_{K-2} + Z_3, \quad (29)$$

$$X_{K-4} = 1,132 + 0,101 = 1,233 \text{ Ом.}$$

«Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-4» [6]:

$$I_{K-4} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K-4}}, \quad (30)$$

$$I_{K-4} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 1,233} = 4,9 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ в точке К-4» [6]:

$$i_{y\partial.K-4} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K-4}, \quad (31)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, определяемый по кривой $K_{y\partial} = f(X/R)$

по отношению $X_{K-4}/R_{K-4} = 0,906/0,409 = 2,21$. Этому значению соответствует $K_{y\partial} = 1,23$

$$i_{y\partial.K-4} = \sqrt{2} \cdot 1,23 \cdot 4,9 = 9,7 \text{ кА.}$$

«Двухфазный ток КЗ в точке К-4» [6]:

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^3, \quad (32)$$

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,9 = 4,23 \text{ кА.}$$

«Для определения тока КЗ в точке К-5, найдем сопротивление до этой точки» [6]:

$$X_{K-5} = X_{K-2} + Z_4, \quad (33)$$

$$X_{K-5} = 1,132 + 0,092 = 1,224 \text{ Ом.}$$

«Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-5» [6]:

$$I_{K-5} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K-5}}, \quad (34)$$

$$I_{K-5} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 1,22} = 4,97 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ в точке К-5 определим» [6]:

$$i_{y\partial, K-5} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K-5}, \quad (35)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, определяемый по кривой $K_{y\partial} = f(X/R)$

по отношению $X_{K-5}/R_{K-5} = 0,904/0,43 = 2,1$. Этому значению соответствует $K_{y\partial} = 1,2$.

$$i_{y\partial, K-5} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 4,9 = 9,7 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток КЗ в точке К-5:

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^3, \quad (36)$$

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,9 = 4,2 \text{ кА.}$$

Для определения тока КЗ в точке К–6, найдем сопротивление до этой точки:

$$X_{K-6} = X_{K-4} + X_{26}, \quad (37)$$

$$X_{K-6} = 1,233 + 6,06 = 7,293 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К–6:

$$I_{K-6} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K-6}}, \quad (38)$$

$$I_{K-6} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 7,293} = 0,83 \text{ кА.}$$

Ток КЗ, приведенный к напряжению 10,5 кВ:

$$\overset{\circ}{I}_{K-3} = I_{K-3} \cdot \frac{U_B}{U_H}, \quad (39)$$

$$\overset{\circ}{I}_{K-3} = 0,83 \cdot \frac{10,5}{0,4} = 21,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К–6:

$$i_{y\delta, K-6} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot \overset{\circ}{I}_{K-6}, \quad (40)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый по кривой $K_{уд} = f(X/R)$ по отношению $X_{к-6}/R_{к-6}=6,96/0,409=17$. Этому значению соответствует $K_{уд}=1,85$.

$$i_{уд.к-6} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 21,7 = 42,9 \text{ кА}$$

Двухфазный ток КЗ в точке К–6:

$$I_{К-3}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{К-3}^3, \quad (41)$$

$$I_{К-3}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21,7 = 18,7 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблицу 9.

2.5 Выбор электрических аппаратов

2.5.1 Выбор автоматических выключателей нагрузки

«Выбор высоковольтных выключателей производится на основе сравнения каталожных данных с соответствующими расчетными данными.

По напряжению установки» [29]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (42)$$

По току:

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (43)$$

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА
К-1	6,84	18,32	5,91
К-2	5,35	10,5	4,63
К-3	4,6	9,1	3,97
К-4	4,9	9,7	4,23
К-5	4,97	9,7	4,2
К-6	21,7	42,9	18,7

По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{ПР.СКВ} \quad (44)$$

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{ТЕРМ}^2 \times t_{ТЕРМ} \quad (45)$$

Выбор выключателей нагрузки ТП показан в таблице 10.

В качестве выключателей Q1...Q2 применим вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000-У3. Такими выключателями комплектуются КРУ серии К-63 на ПС «Чара». В качестве выключателей Q3...Q11 на РП применим вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/630-У3. Такими выключателями комплектуются КРУ типа СМ/TEL. В качестве выключателей Q12...Q47 на РП применим выключатели нагрузки Safe ring с гашением электрической дуги на основе принципа автодутья в элегазе.

Из таблицы 10 видно, что данные выключатели удовлетворяют условиям эксплуатации.

Таблица 10 – Выбор высоковольтных выключателей

Место установки выключателя по чертежу	Тип выключателя	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные выключателя
Q1-Q2	ВВ/TEL-10-20/1000-У3	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $B_k \leq I_{\infty}^2 t_{п}$	10 кВ 354 А 18,32 кА 375 кА ² с	10 кВ 1000 А 20 кА 1200 кА ² с
Q3-Q11	ВВ/TEL-10-20/630-У3	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $B_k \leq I_{\infty}^2 t_{п}$	10 кВ 354 А 10,5 кА 123 кА ² с	17 кВ 630 А 20 кА 1200 кА ² с
Q12-Q47	Safe Ring	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $B_k \leq I_{\infty}^2 t_{п}$	10 кВ 138 А 10,5 кА 123 кА ² с	10 кВ 630 А 21 кА 400кА ² с

Проверку аппаратов на термическую устойчивость, тепловой импульс определим по сокращенной формуле:

$$B_K = I_{\infty}^2 \cdot t_{откл} + I_{\infty}^2 \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_a}}\right), \quad (46)$$

$$t_{откл} = t_з + t_{вык}, \quad (47)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей принимаем $T_a = 0,05$ с [30];

$t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения (47);

$t_з$ – время срабатывания защиты. Принимаем 1 с. [30];

$t_{вык}$ – полное время отключения выключателя. Принимаем 0,06 с. [30];

I_{∞} – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

Тогда тепловой импульс тока при КЗ для Q1...Q2:

$$B_K = 18,32^2 \cdot 1,07 + 18,32^2 \cdot 0,05 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,07}{0,05}}) = 375.$$

Тепловой импульс тока при КЗ для Q3...Q47:

$$B_K = 10,5^2 \cdot 1,07 + 10,5^2 \cdot 0,05 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,07}{0,05}}) = 123$$

2.5.2 Выбор сборных шин

«В качестве сборных шин выбраны медные шины прямоугольного сечения размером 40×10 мм. Длительно допустимый ток при одной полосе на фазу составляет $I_{\text{доп}} = 1250$ А. Условие выбора» [28]:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (48)$$

$$354 \text{ А} \leq 1250 \text{ А}.$$

«Проверим шины на электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Шину, закрепленную на изоляторах можно рассматривать как многопролетную балку. Наибольшее напряжение в металле при изгибе» [28]:

$$\sigma = \frac{M}{W}, \quad (49)$$

где « M – изгибающий момент, создаваемый ударным током КЗ, Н·м;

W – момент сопротивления, м^3 » [28]

«Изгибающий момент для равномерно нагруженной многопролетной балки» [28]:

$$M = \frac{F \cdot \lambda}{10}, \quad (50)$$

$$F = 1,76 \cdot \frac{\lambda}{\alpha} \cdot i_{yo}^2 \cdot 10^{-7} \cdot K_{\phi}, \quad (51)$$

где «F – сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока КЗ, Н;

λ – расстояние между опорными изоляторами, $\lambda=0,9$ м» [3];

« α – расстояние между токоведущими шинами, $\alpha = 0,35$ м;

K_{ϕ} – коэффициент формы, $K_{\phi} = 1,1$ » [3]

$$F = 1,76 \cdot \frac{0,9}{0,35} \cdot 10500^2 \cdot 10^{-7} \cdot 1,1 = 54 \text{ Н},$$

$$M = \frac{54 \cdot 0,9}{10} = 4,86 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

«Момент сопротивления» [3]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (52)$$

где «b, h – соответственно узкая и широкая стороны шины, м» [3].

$$W = \frac{0,01 \cdot 0,04^2}{6} = 2,667 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Тогда наибольшее напряжение в металле при изгибе (по формуле 49):

$$\sigma = \frac{4,86}{2,667 \cdot 10^{-6}} = 1,822 \cdot 10^7 \text{ Па} = 18,22 \text{ МПа}.$$

«Допустимое напряжение при изгибе для медных шин 140 МПа. Условие выполняется, так как $\sigma = 18,22 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$.

Следовательно, выбранные шины удовлетворяют условиям электродинамической стойкости» [3].

«Для проверки возможности возникновения механического резонанса в шинах определим частоту свободных колебаний шин» [3]:

$$f_0 = \frac{3,56}{\lambda^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{S \cdot \gamma}}, \quad (53)$$

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (54)$$

где « λ – пролет шины, $\lambda=90$ см» [10];

« E – модуль упругости материала шин, для алюминия $E=1,1 \cdot 10^6$ кгс/см²» [3];

« S – поперечное сечение шины, см²;

γ – плотность материала шины 8,93 г/см³ для меди;

J – момент инерции сечения шин относительно оси изгиб» [3].

$$J = \frac{1 \cdot 4^3}{12} = 5,33 \text{ см}^4,$$

$$f_0 = \frac{3,56}{90^2} \cdot \sqrt{\frac{1,1 \cdot 10^6 \cdot 5,333}{4 \cdot 8,93}} = 1781 \text{ Гц}.$$

Т.к. $f_0 = 1781$ Гц $>$ 200 Гц, то явление резонанса возникать не будет.

«Проверим шины на термическую стойкость к токам КЗ.

Сечение медных шин по термической устойчивости» [7]:

$$S_{\text{т.у.}} = \alpha \cdot I_{\infty}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}, \quad (55)$$

$$t_{\text{п}} = t_{\text{пр.п}} + t_{\text{пр.а}}, \quad (56)$$

где « $I_{\infty}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока (кА) в точке К2;

$t_{\text{п}}$ – приведенное время КЗ в (с).

α – термический коэффициент, для меди равен 6» [7];

$t_{пр.а}$ – «время действия апериодической составляющей времени КЗ, с.

Принимаем $t_{пр.а} = 0,005$ с.» [7];

$t_{пр.п}$ – «время действия периодической составляющей времени КЗ, с.

Принимаем $t_{пр.п} = 1,1$ с.» [7].

$$S_{Т.У.} = 6 \cdot 5,35 \cdot \sqrt{1,105} = 33,74 \text{ мм}^2.$$

Выбранные шины удовлетворяют условиям термической стойкости, т.к. $F_{ш} > F_{м}$, или $40 \times 10 = 400 \text{ мм}^2 > 33,74 \text{ мм}^2$. В отсеке сборных шин на эпоксидных опорных и опорно-проходных изоляторах крепятся сборные шины

2.5.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) серии ОПН/TEL выбираются по номинальному напряжению, предназначены для использования в качестве средств защиты электрооборудования станций от коммутационных и грозовых перенапряжений. Номинальный разрядный ток ограничителей перенапряжений составляет 10 кА.

«Ограничители перенапряжений нелинейные превосходят распространенные высоковольтные вентильные разрядники, как по качеству защиты сети, так и по удобству эксплуатации. Более глубокий, чем у вентильных разрядников, уровень ограничения перенапряжений обеспечивает более надежную защиту сети. А благодаря корпусу из полимерной изоляции, ОПН обладают высокой стойкостью к механическим воздействиям при монтаже и транспортировке» [30].

Высочайшая надежность в эксплуатации. Кумулятивная наработка на отказ для ОПН/TEL составляет семь тысяч лет.

2.5.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

«Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному первичному току $I_{1ном}$, номинальному вторичному току $I_{2ном}$,

классу точности. Затем их проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при коротких замыканиях. Условия выбора, расчетные и каталожные данные приведены в таблице 11» [5].

Таблица 11 – Выбор трансформаторов тока

Место установки	Тип трансформатора тока	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные трансформатора тока
ПС Чара ЗРУ-10 кВ	ТЛК-10-400	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{ном}$	10 кВ 354 А 18,32 кА	10 кВ 400 А 72,4 кА
РП РУ-10 кВ	ТОЛ-10	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{ном}$	10 кВ 354 А 10,5 кА	10 кВ 400 А 100 кА

«Проверим трансформаторы тока, устанавливаемые внутри помещения на электродинамическую стойкость при КЗ» [5], для чего воспользуемся формулой

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{1.ном}, \quad (57)$$

где $k_{дин}$ – «кратность электродинамической устойчивости, приводится в каталогах. Принимаем $k_{дин} = 128$ » [5];

$I_{1.ном}$ – «номинальный первичный ток трансформаторов тока» [5]:

$$18,32 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 128 \cdot 400 = 72,4 \text{ кА}$$

$$10,5 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 128 \cdot 400 = 100 \text{ кА}$$

«Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному первичному напряжению, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному

исполнению. Условия выбора, расчетные и каталожные данные приведены в таблице 12» [5].

Таблица 12 – Выбор трансформаторов напряжения

Место установки	Тип трансформатора	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
ПС Чара ЗРУ-10 кВ	НАМИ 10-2 УХЛ2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $S_{\text{ном}} \geq S_2$	10 кВ –	10 кВ 200 В⊙А
РП РУ-10 кВ	GE 12	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $S_{\text{ном}} \geq S_2$	10 кВ –	10 кВ 600 В⊙А

2.5.5 Автоматическое включение резервного питания

«На ТП применим устройства АВР типа М-20, выполненные на автоматических выключателях «Masterpact» с пружинно-моторными приводами и секционном разъединителе «Interpact» (производства компании «Schneider Electric»). Конструктивно такое устройство АВР состоит из двух идентичных панелей размерами 520x540x1800 мм» [16]. Изготовитель – ОАО «МЭЛ».

«В панели М-20 первой секции установлены вводной автомат типа NW20НА с номинальным током 2000 А, секционный автомат типа NW16N1 с номинальным током 1600 А и аппараты управления схемы АВР. В панели второй секции, установлены вводной автомат типа NW20НА, секционный разъединитель типа и аппараты управления вводного автомата. Для связи элементов схемы АВР панели соединены контрольным кабелем. Секционный автомат снабжен блоком максимальной токовой защиты «Micrologic 2.0 А» и устройством, блокирующим повторное включение на короткое замыкание» [16]. Схема АВР приведена на рисунке 1.

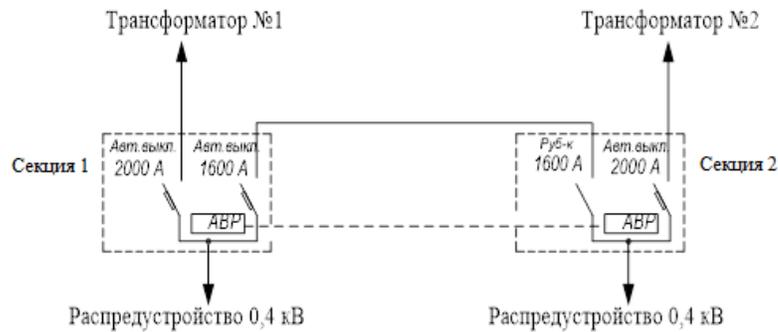


Рисунок 1 – Схема АВР

«Работа схемы. При возникновении аварийной ситуации на основном вводе с выдержкой времени отключается вводной автомат и включается секционный. После восстановления нормальных параметров напряжения с выдержкой времени отключается секционный автомат и включается вводной» [16].

2.6 Выбор и расчет релейной защиты

2.6.1 Выбор и краткое описание устройства релейной защиты

«Цифровой блок релейной защиты БМРЗ–100 предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации кабельных и воздушных линий электропередачи, распределительных подстанций и электростанций, защиты электрических двигателей. Реализована функция определения места повреждения (ОМП) – вычисление расстояния в километрах до места двухфазного или трехфазного КЗ на линиях электропередачи. Наличие ответвлений на многоконцевой линии приводит к увеличению погрешности ОМП. Для вычисления расстояния до места КЗ используются следующие параметры:

- удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км), которое задается потребителем в виде уставки при настройке БМРЗ;
- значения тока и напряжения петли КЗ, полученные по осциллограммам аварийного процесса» [1].

«Ток и напряжение в петле КЗ фиксируется на участке осциллограммы с установившимися электрическими величинами. Если в процессе аварии двухфазное КЗ переходит в трехфазное вычисляются усредненные расстояния до точки КЗ. При этом снижение достоверности результата ОМП отражается на дисплее БМРЗ в виде сообщения «Результат нестабильный». Точность вычисления расстояния до места КЗ пропорциональна погрешностям измерительных трансформаторов тока и напряжения и точности задания параметров защищаемой линии. Результат ОМП не зависит от переходного сопротивления в месте КЗ. Значительно большее влияние на ОМП оказывает неточности при определении параметров линии. При невозможности ОМП, например, при срабатывании защит без выдержки времени расстояние до места повреждения не отображается» [1].

«Блок БМРЗ–100 предназначен для использования в качестве основной быстродействующей защиты двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой НН любой мощности с напряжением ВН до 220 кВ. БМРЗ–ТД–2х новая отечественная разработка, соединяющая хорошо зарекомендовавшие себя известные принципы выполнения защиты с оригинальными решениями, улучшающими отстройку от переходных процессов, от внешних КЗ и от бросков токов намагничивания. Применение новейшей элементной базы и современных цифровых технологий позволило получить новое качество функционирования защиты: совершенные алгоритмы выравнивания токов плеч, автоматический учет текущего положения РПН трансформатора, высокое быстродействие, устойчивость и адаптивность работы в переходных режимах КЗ, сопровождающихся глубоким насыщением

измерительных трансформаторов тока и броском тока намагничивания, удобство настройки и высокую стабильность параметров» [1].

«Блок БМРЗ–ТД–2х может использоваться в качестве основной защиты от всех видов КЗ в панелях защиты трансформаторов совместно с резервными защитами и устройствами автоматики, выполненными на электромеханической, аналоговой или цифровой элементной базе любых производителей» [1].

«Центральным узлом цифрового устройства является микро–ЭВМ, которая через свои устройства ввода–вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микро–ЭВМ с внешней средой: датчиками исходной информации, объектов управления, оператором и т.д. Следует отметить, что в реальном устройстве защиты может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия» [1]. Структурная схема блока БМРЗ–ТД–2х представлена на рисунке 2.

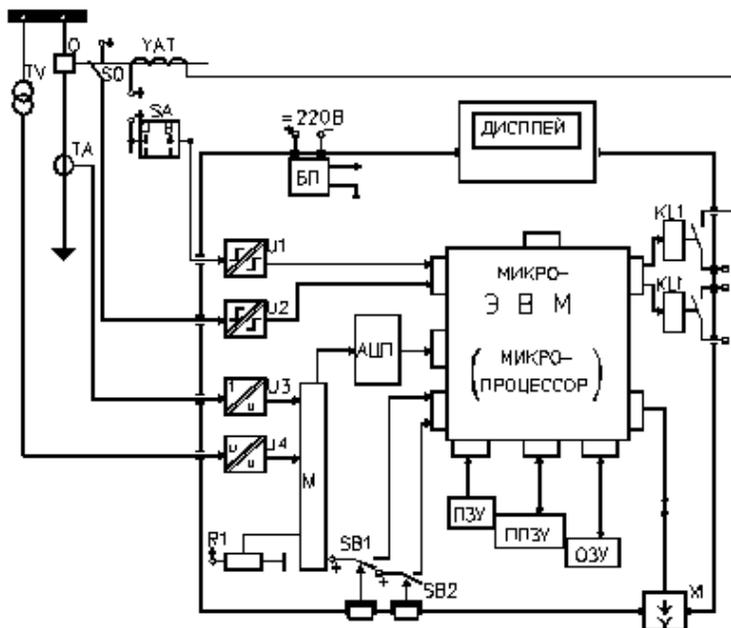


Рисунок 2 – Структурная схема блока БМРЗ–ТД–2х

Непеременными узлами любого цифрового устройства РЗА являются (смотреть рисунок 2): «исходные ($U1...U4$) и выходные ($KL1...KLj$) преобразователи сигналов, тракт аналого–цифрового преобразования ($U6, U7$), кнопки управления и ввода информации от оператора ($SB1, SB2$), дисплей (H) для отображения информации и блок питания ($U5$). Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом ($X1$) для связи с другими цифровыми устройствам» [9].

Основные функции вышеперечисленных узлов следующие.

Входные преобразовательные модули. Функциональное назначение входных преобразовательных модулей заключается в обеспечении гальванической изоляции. Их ключевой задачей является электрическое отделение внешних силовых цепей от чувствительных внутренних схем аппаратуры. Данные модули также выполняют критически важную процедуру приведения разнородных контролируемых сигналов к унифицированной форме представления. В подавляющем большинстве случаев такая унификация подразумевает преобразование сигналов в напряжение постоянного тока. Следующим этапом является нормирование амплитудных значений этих сигналов до стандартного уровня. Параллельно с этим осуществляется операция предварительной частотной фильтрации входных аналоговых сигналов. Указанная фильтрация является обязательным этапом, предшествующим процедуре аналого-цифрового преобразования. Комплексно реализуются инженерные меры, направленные на активную и пассивную защиту внутренних электронных компонентов. Основная цель защиты заключается в нейтрализации деструктивного влияния внешних электромагнитных помех и аномальных перенапряжений. Существующая классификация подразумевает разделение преобразователей на аналоговые (обозначаемые $U3, U4$) и дискретные или логические ($U1, U2$). Конструктивное исполнение преобразователей аналоговых сигналов оптимизируется для обеспечения строго линейной передаточной

характеристики. Альтернативным вариантом является реализация нелинейной, но детерминированной и известной функциональной зависимости выходного сигнала от входного [8]. Данное требование должно неукоснительно соблюдаться в пределах всего заявленного рабочего динамического диапазона. Преобразователи, предназначенные для обработки логических (дискретных) сигналов, проектируются по принципиально иной схеме. Их ключевой особенностью является обеспечение чрезвычайно высокой чувствительности и резкой переключательной характеристики. Высокая чувствительность активируется исключительно в узком, строго заданном пороговом интервале значений входного параметра. Подобная аппаратная реализация позволяет эффективно минимизировать потенциальный риск некорректного функционирования. Это особенно актуально для сложных многоканальных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Некорректное срабатывание часто инициируется при возникновении замыканий на землю. Указанные замыкания могут возникать в цепях вторичного оперативного тока.

Выходные релейные преобразователи. Выходные релейные преобразователи отвечают за формирование и усиление управляющих командных сигналов. Данные сигналы являются дискретными по своей природе и предназначены для непосредственного воздействия на исполнительные органы. Управляющие сигналы направляются на объекты защиты и подконтактное силовое оборудование. Конфигурация выходных силовых цепей устройств защиты в обязательном порядке обеспечивает полную гальваническую развязку. Гальваническая развязка необходима как между несколькими независимыми коммутируемыми цепями, так и по отношению к цепям управления. Также развязка обеспечивается относительно всех низковольтных внутренних схем самого устройства защиты. Указанные преобразовательные модули должны обладать соответствующей номинальной коммутационной способностью по току и напряжению. В общем случае они

также должны гарантированно обеспечивать формирование видимого разрыва в контролируемой коммутационной цепи.

«Тракт аналого–цифрового преобразователя включает мультиплексор (U6) и соответственно аналого–цифровой преобразователь–АЦП (U7). Мультиплексор – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала и пропорциональную ему цифровую величину. Преобразования выполняются с заданной периодичностью во времени. В последующем, в микро–ЭВМ по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов– их амплитудные или действующие значения» [9].

«Блок питания (БП) обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. БП многих современных реле могут работать и с сетью переменного и с сетью постоянного тока. Как правило, в БП формируются и ряд дополнительных сигналов, исключающих неправильную работу ЭВМ и некоторых других электронных узлов устройства в момент появления и исчезновения напряжения питания» [9].

«Дисплей и клавиатура. Они являются переменными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получать информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей (H) и клавиатура (SB1, SB2) в цифровых реле, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – цифробуквенный, одно– (или несколько–) строчный; клавиатура – несколько кнопок.

Порт связи с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в

другие цифровые системы: АСУ ТП, персональный компьютер и т.д., что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т.п. Коммутационный порт – необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством» [9].

Функции автоматики и управления выключателем.

«БМРЗ реализует функцию датчика УРОВ (УРОВ_д). Сигнал «УРОВ_д» выдается при срабатывании МТЗ, ДТО, дуговой защиты на отключение и при поступлении входного дискретного сигнала «Внеш.защита 1» или «Внеш.защита 2». Задержка выдачи сигнала «УРОВ_д» определяется уставкой $T_{\text{УРОВ}}$. Функция УРОВ_д может быть программно заблокирована ключом S44. УРОВ_д блокируется при обнаружении системой диагностики неисправности БМРЗ. БМРЗ обеспечивает двукратное автоматическое повторное включение (АПВ). Первый и второй циклы АПВ могут быть выведены из действия независимо друг от друга программными ключами S311, S31 соответственно» [9].

«АПВ пускается при срабатывании МТЗ и самопроизвольном отключении выключателя. АПВ блокируется при обнаружении системой диагностики неисправности БМРЗ или выключателя. Предусмотрена блокировка обоих циклов АПВ при срабатывании первой ступени МТЗ (ключ S35), при работе АЧР, при поступлении входного сигнала «Блок.АПВ», а также блокировка второго цикла АПВ при появлении напряжения нулевой последовательности (ключ S32). Блокировка второго цикла АПВ по напряжению $3U_0$ не действует при работе ОЗЗ с контролем только тока $3I_0$.

Время контроля результатов АПВ составляет 120 с после выдачи команды на включение выключателя. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, цикл считается неуспешным» [9].

«В БМРЗ предусмотрено выходное реле «АПВ сигнал». БМРЗ обеспечивает прием и выполнение команд устройства автоматической

частотной разгрузки (АЧР) и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ). В БМРЗ реализован как алгоритм АЧР/ЧАПВ–А с отдельными входами «АЧР» и «ЧАПВ», так и алгоритм АЧР/ЧАПВ–Б с подачей команд «АЧР» и «ЧАПВ» на один вход. Выбор алгоритма осуществляется программным ключом S38. Функция АЧР/ЧАПВ может быть выведена из действия программным ключом S37.

БМРЗ обеспечивает обнаружение самопроизвольного отключения (СО) выключателя. При появлении на входе сигнала «Ав.ШП» БМРЗ блокирует команды включения выключателя» [9].

Функции сигнализации.

«БМРЗ обеспечивает формирование выходных сигналов «Аварийное отключение 1», «Аварийное отключение 2» и «РПВ», «Вызов», «Неисправность БМРЗ/выключателя» и «Отказ БМРЗ». Квитирование сигнализации производится нажатием кнопки СБРОС на пульте БМРЗ в режиме управления «Местное» или подачей соответствующей команды по последовательному каналу в режиме управления «Дистанционное». При поступлении на вход сигнала «Ав.ШП» включается индикатор «НЕИСПР.» и мигает индикатор «ВНЕШ» на лицевой панели БМРЗ. При срабатывании выходного реле «ВЫЗОВ» мигает индикатор «ВНЕШ» на лицевой панели БМРЗ» [9].

Вспомогательные функции.

Измерение параметров сети.

БМРЗ обеспечивает измерение:

- токов фаз $1I_A, 1I_C$;
- токов $2I_A, 2I_C$;
- напряжений U_{AB}, U_{BC} ;
- направления мощности $P\uparrow$;
- напряжения и тока нулевой последовательности $3U_0, 3I_0$;
- направления мощности нулевой последовательности $P_0\uparrow$;

- напряжения обратной последовательности U_2 ;
- частоты F .

«На дисплее в подменю «ПАРАМЕТРЫ СЕТИ» отображаются действующие значения первой гармонической составляющей напряжений и токов. Величины токов ($1I_A$, $1I_C$, $2I_A$, $2I_C$, $3I_0$) отображаются в первичных или во вторичных значениях в зависимости от заданных коэффициентов трансформации первичных трансформаторов тока.

Определение направления мощности (ОНМ) осуществляется по величине фазового угла между током $1I_A(1I_C)$ и напряжением $U_{BC}(U_{AB})$ отдельно для каждой пары сигналов. Чувствительность ОНМ по току – 1 А, по напряжению – 5 В (во вторичных значениях). На дисплее БМРЗ направление мощности отображается в подменю «ПАРАМЕТРЫ СЕТИ» в виде надписи «P-↑» для прямого направления мощности или «P-↓» для обратного направления мощности» [9]. В зоне нечувствительности на дисплей выводится информационная надпись «P-?».

«Определение направления мощности нулевой последовательности производится при значениях $3U_0$, превышающем 5 В, и $3I_0$, превышающем 0,005 А. При значениях $3U_0$ и $3I_0$ ниже указанных или при направлении мощности нулевой последовательности, соответствующей зоне неопределенности, на дисплее отображается надпись «Po-?».

Измерение частоты производится при величинах линейных напряжений и напряжения $3U_0$, превышающих 5 В (вторичное значение)» [9]. В том случае, когда все напряжения имеют значение ниже указанного, на дисплей выводится надпись «F=??.??».

Регистрация параметров аварий.

«БМРЗ обеспечивает регистрацию параметров девяти отключений выключателя, в том числе отключений по команде оператора и срабатывания

защит на сигнал. Параметры аварий отображаются на дисплее в подменю «АВАРИИ».

Регистрация аварийных процессов (РАП).

БМРЗ обеспечивает запись и хранение одного аварийного процесса длительностью 10 с (1 с предыстории и 9 с аварийного процесса). Запуск РАП производится при пуске любой защиты или при подаче сигнала на отключение выключателя. БМРЗ обеспечивает запись действующих значений первой гармонической составляющей пяти аналоговых и восьми дискретных сигналов с периодом 10 мс» [9].

«Состав регистрируемых аналоговых сигналов:

- ток фазы А I_A ;
- ток фазы С I_C ;
- ток $2I_A$;
- ток $2I_C$;
- напряжение U_{AB} » [9].

«Состав регистрируемых дискретных сигналов:

- входной дискретный сигнал «РПО»;
- входной дискретный сигнал «РПВ»;
- пуск первой ступени МТЗ;
- пуск второй ступени МТЗ;
- пуск третьей ступени МТЗ;
- пуск ОЗЗ;
- пуск ДТО» [9];
- выходной дискретный сигнал «Откл».

«При наличии записи процесса на дисплее в кадре «101» подменю «АВАРИИ» отображается надпись «ОСЦ ЕСТЬ», после очистки буфера РАП выводится надпись «ОСЦ НЕТ».

Система самодиагностики БМРЗ.

БМРЗ обеспечивает контроль фазировки цепей напряжения. При неправильной фазировке цепей напряжения мигает зеленый индикатор без маркировки и желтый индикатор «ВНЕШ» на лицевой панели БМРЗ и в меню «ТЕСТ» производится запись: «Диагностика НЕИСПРАВНОСТЬ МАС» (кадр «402»)) [9].

2.6.2 Расчет токовой отсечки

«Наиболее простой и быстродействующей защитой является токовая отсечка. Вместе с МТЗ она входит в состав двухступенчатой защиты» [18].

Для примера, рассчитаем токовую отсечку в ячейках на РП в сторону ТП–1. Находим общее индуктивное сопротивление системы до точки КЗ на стороне низшего напряжения – 0,4кВ:

$$X_{\text{общ}} = X_c + X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}} + X_{\text{тр}}, \quad (58)$$

$$X_{\text{общ}} = 0,88 + 0,252 + 0,163 + 6,06 = 7,35 \text{ Ом.}$$

Сквозной ток КЗ:

$$I_{\text{КЗ.СКВ.}i} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{общ}}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{К.СКВ.}i} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,35} = 826 \text{ А}$$

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{\text{с.о}} = K_H \cdot I_{\text{К.СКВ.}i}, \quad (60)$$

где K_H – коэффициент надежности. Принимаем $K_H=1,4$ [18]

$$I_{\text{с.о}} = 1,4 \cdot 826 = 1100 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность защиты, коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть не менее 2:

$$K_q = \frac{I_{к-3}^{(2)}}{I_{с.о}}, \quad (61)$$

$$K_q = \frac{3970}{1100} = 3,6 \geq 2.$$

Выбранная таким способом уставка подходит по чувствительности токовой отсечки. Время срабатывания отсечки $t_{ТО} = 0,2$ сек.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{n_{ТА}} \cdot I_{с.о}, \quad (62)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы. Принимаем $K_{сх}=1$ [18];

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока 200/5 [18]

$$I_{ср.р} = \frac{1}{40} \cdot 1100 = 27 A.$$

Рассчитаем токовую отсечку в ячейках на РП в сторону ТП–4.

Находим общее индуктивное сопротивление системы до точки КЗ на стороне низшего напряжения 0,4 кВ по формуле (58):

$$X_{общ} = 0,88 + 0,252 + 0,101 + 6,06 = 7,290 \text{ м.}$$

Сквозной ток КЗ по формуле (59):

$$I_{к.схв.и} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,29} = 833 A.$$

Ток срабатывания отсечки по формуле (60):

$$I_{c.o} = 1,4 \cdot 833 = 1150 A.$$

Оценим чувствительность защиты, коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть не менее 2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к-4}}^{(2)}}{I_{c.o}}, \quad (63)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4230}{1150} = 3,67 \geq 2.$$

Выбранная таким способом уставка подходит по чувствительности токовой отсечки.

Рассчитаем токовую отсечку в ячейках на РП в сторону ТП-7 по формулам (58...62):

$$X_{\text{общ}} = 0,88 + 0,252 + 0,092 + 7,87 = 9,090 \text{ м},$$

$$I_{\text{к.кв.и}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,09} = 670 A,$$

$$I_{c.o} = 1,4 \cdot 670 = 900 A,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4200}{900} = 4,6 \geq 2,$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1}{40} \cdot 900 = 22 A.$$

Время срабатывания токовой отсечки: $t_{\text{ГО}} = 0,2 \text{ сек.}$

2.6.3 Защита силового трансформатора

Рассчитаем МТЗ в ячейках трансформатора на РП:

$$I_{\text{раб.макс}} = K_H \cdot I_p, \quad (64)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = 37 \cdot 1,4 = 52 \text{ A.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_H \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс.}}, \quad (65)$$

где K_H – коэффициент надежности. Принимаем $K_H=1,1$ [18];

K_B – коэффициент возврата. Принимаем $K_B=0,96$ [18];

$I_{\text{раб.макс.}}$ – ток после аварийного режима.

$K_{\text{СЗП}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, при времени срабатывания МТЗ более 0,3 сек. можно принимать 1,1–1,3 [18].

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 52 = 70 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{с.з}}}{n_{\text{ТА}}}, \quad (66)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы. Принимаем $K_{\text{СХ}}=1$ [18];

$n_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока – 100/5 [18].

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1 \cdot 70}{20} = 3,5 \text{ A.}$$

Чувствительность защиты:

$$K_q = \frac{I_{\kappa-2}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (67)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4630}{70} = 66 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{пред.с.з}} + \Delta t, \quad (68)$$

где $t_{\text{пред.с.з}}$ – время предыдущей защиты и составляет 0,2 с [18];

Δt – ступень селективности и принимаем для микропроцессорного реле 0,3 с [18].

$$t_{\text{с.з}} = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{\text{МТЗ}} = 0,5$ сек.

Рассчитаем токовую отсечку (ТО) в ячейках трансформатора на РП.

Ток срабатывания отсечки выбирается по двум условиям:

- отстройки от сквозных токов КЗ, например, в точке К–6 (формула 69);
- отстройки от бросков токов намагничивания при включении трансформатора (формула 70).

$$I_{\text{с.о}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.скв.и}}, \quad (69)$$

$$I_{\text{с.о}} = (3-4) \cdot I_{\text{ном}}, \quad (70)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, $K_{\text{н}} = 1,4-1,5$ [18];

$I_{\text{к.скв}}$ – сквозной ток КЗ;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{\text{с.о}} = 4 \cdot 37 = 150 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{I_{к-2}^{(2)}}{I_{с.о}} \geq 2, \quad (71)$$

$$K_q = \frac{4630}{150} = 30 \geq 2.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{n_{ТА}} \cdot I_{с.о}, \quad (72)$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{20} \cdot 150 = 7,5 А.$$

Время срабатывания токовой отсечки $t_{то} = 0,2$ с.

2.6.4 Расчет МТЗ

Рассчитаем МТЗ в РП на отходящих ячейках в сторону ТП–1.

Рассматриваем послеаварийный режим, когда один из вакуумных выключателей отключен. Максимальный рабочий ток в таком режиме будет равен: $I_{раб.макс.} = 138$ А. Предыдущая уставка защиты $I_{пред.с.з.}$ это ближайший наиболее мощный трансформатор. Его ток составляет 80А при $t_{с.з.} = 0,5$ с.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_{СЗП}}{K_B} \cdot I_{раб.макс.}, \quad (73)$$

где K_H – коэффициент надежности, $K_H=1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B=0,96$;

$I_{раб.макс.}$ – ток после аварийного режима.

$K_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с. можно принимать 1,1–1,3 [18].

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 138 = 200 A.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{CX} \cdot I_{c.з}}{n_{ТА}}, \quad (74)$$

где « K_{CX} – коэффициент схемы, для данной схемы включения $K_{CX}=1$;
 $n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока» [18].

$$I_{ср.р} = \frac{1 \cdot 200}{40} = 5 A.$$

Чувствительность защиты:

$$K_{\psi} = \frac{I_{к-3}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (75)$$

$$K_{\psi} = \frac{3970}{200} = 20 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{с.з} = t_{пред.с.з} + \Delta t, \quad (76)$$

где $t_{пред.с.з}$ – время предыдущей защиты, составляет 0,5 с.;

Δt – ступень селективности и принимаем для микропроцессорного реле 0,3с.

$$t_{с.з} = 0,5 + 0,3 = 0,8с.$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{МТЗ} = 0,8$ с.

Рассчитаем МТЗ в РП на отходящих ячейках в сторону ТП–4 по аналогичным формулам (73...76):

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 113 = 160 A,$$

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 160}{40} = 4 A,$$

$$K_q = \frac{4230}{160} = 26 \geq 1,5,$$

$$t_{c.з} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{\text{МТЗ}} = 0,8$ сек.

Рассчитаем МТЗ в РП на отходящих ячейках в сторону ТП–7 по аналогичным формулам (73...76):

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 67 = 100 A,$$

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 100}{40} = 2,5 A,$$

$$K_q = \frac{4200}{100} = 42 \geq 1,5,$$

$$t_{c.з} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{\text{МТЗ}} = 0,8$ сек.

Рассчитаем МТЗ на секционной ячейке вакуумного выключателя РП по формулам (73...76):

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 250 = 350 A,$$

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 350}{80} = 4,3 A,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4630}{350} = 13,2 \geq 1,5,$$

$$t_{\text{с.з}} = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{\text{МТЗ}} = 1,1$ сек.

Рассчитаем МТЗ на вводных ячейках РП в сторону ПС «Чара» по формулам (73...76):

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 354 = 500 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1 \cdot 500}{80} = 6,25 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4630}{500} = 9,2 \geq 1,5,$$

$$t_{\text{с.з}} = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{\text{МТЗ}} = 1,4$ сек.

Рассчитаем МТЗ на ячейках ПС «Чара» в сторону РП по формулам (73...76):

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 460 = 630 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1 \cdot 630}{80} = 8 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5910}{630} = 9 \geq 1,5,$$

$$t_{\text{с.з}} = 1,4 + 0,3 = 1,7 \text{ с.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ: $t_{\text{МТЗ}} = 1,7$ сек.

Выводы по разделу 2.

Расчетная электрическая нагрузка рассматриваемого квартала с учетом коэффициента совмещения максимумов составляет 5825 кВт и 6141 кВА. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей II категории выбраны двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ мощностью 630 и 1000 кВА. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме находится в диапазоне 0,44–0,52, что обеспечивает резерв мощности для питания нагрузок в послеаварийном режиме.

Для питания подстанций выбраны современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), сечение которых выбрано по допустимому току, проверено по экономической плотности тока и на термическую стойкость к токам КЗ.

Расчет токов короткого замыкания показал, что максимальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ составляет 6,84 кА на шинах ПС «Чара», а ударный ток – 18,32 кА. Выбранное электрооборудование (вакуумные выключатели, шины, трансформаторы тока и напряжения) удовлетворяет всем условиям проверки по напряжению, току, электродинамической и термической стойкости.

Для защиты линий и трансформаторов предусмотрена многоступенчатая релейная защита на основе цифровых блоков БМРЗ, включающая токовые отсечки и максимальные токовые защиты с выдержкой времени. Для автоматического восстановления питания после отключения на ТП применены устройства АВР типа М–20.

Для защиты оборудования от перенапряжений выбраны ограничители перенапряжений нелинейные, превосходящие по своим характеристикам традиционные вентильные разрядники.

3 Безопасность проекта

3.1 Заземление трансформаторной подстанции

Конструкция искусственного заземляющего устройства выполняется на основе вертикальных электродов, объединенных соединительными полосами в единую конструкцию, к которой с помощью заземляющие проводники присоединяются электроустановке.

«Все оборудование подстанций подлежит заземлению путем присоединения к заземляющему контуру подстанций. Электроды заземляющего контура выполнены из угловой стали $50 \times 50 \times 5$ длиной $l = 2,5$ м и забиты на глубину $t = 0,8$ м от поверхности земли. Все соединения выполнены сваркой. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом в любое время года, согласно ПУЭ. Вертикальные электроды соединены между собой стальной полосой 40×4 мм» [11].

Сопротивление грунта (ρ) примем равным 100 Ом·м (суглинок).

Рассчитаем контур заземления для РП. Полученную конструкцию заземляющего устройства применим для всех трансформаторных подстанций. Будем полагать, что сопротивление естественного заземлителя (фундамента) имеет величину $R_E = 12$ Ом.

Рассчитаем требуемое сопротивление контура заземления по формуле:

$$R_{II} = \frac{R_3 R_E}{R_E - R_3}, \quad (77)$$

$$R_{II} = \frac{4 \cdot 12}{12 - 4} = 6 \text{ Ом}$$

Удельное расчётное сопротивление грунта для вертикального электрода:

$$\rho_{\text{расч.в}} = \rho \cdot K_c, \quad (78)$$

$$\rho_{\text{расч.в}} = 100 \cdot 1,8 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Рассчитаем сопротивление одного вертикального электрода по формуле:

$$R_B = \frac{0,366 \rho_{\text{расч.в}}}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \lg \frac{4t^l + l}{4t^l - l} \right), \quad (79)$$

где $l = 2,5$ м – длина электрода;

d – условный диаметр (для уголка $50 \times 50 \times 5$ $d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475$);

$t^l = 1,5$ м – глубина залегания.

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 180}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,5 + 2,5}{4 \cdot 1,5 - 2,5} \right) = 58 \text{ Ом}$$

Необходимое количество вертикальных электродов в первом приближении:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B R_3}, \quad (80)$$

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B R_B} = \frac{58}{0,72 \cdot 4} = 20,1.$$

Удельное расчётное сопротивление грунта для горизонтального электрода:

$$\rho_{\text{расч.г}} = \rho \cdot K_c, \quad (81)$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = 100 \cdot 6 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление горизонтального электрода равняется:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \rho_{расч.}}{l \cdot \eta_{\Gamma}} \lg \frac{l^2}{dt^I}, \quad (82)$$

где l – общая протяжённость горизонтальных заземлителей;

η_{Γ} – коэффициент использования горизонтального электрода;

$d=20$ для стальной полосы 40×4 ;

t^I – глубина залегания.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 600}{48 \cdot 0,37} \lg \frac{48^2}{20 \cdot 0,8} = 27 \text{ Ом}$$

Уточним требуемое сопротивление вертикальных электродов по формуле:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} R_B}{R_{\Gamma} - R_B}, \quad (83)$$

$$R_B = \frac{27 \cdot 6}{27 - 6} = 7,7 \text{ Ом.}$$

Уточнённое количество вертикальных электродов по формуле (80):

$$n_B = \frac{58}{0,72 \cdot 7,7} = 10 \text{ штук.}$$

На основании расчётов получаем контур размерами 10×14 м, количество вертикальных электродов в контуре – 10 штук при отношении $a/l=2$. Проверим, соответствует ли данная конструкция требуемому сопротивлению растекания тока (6 Ом). Расчёт сопротивления вертикальных заземлителей определим по формуле:

$$R_B^I = \frac{R_B}{n_B \eta_B}. \quad (84)$$

Расчёт сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R_\Gamma^I = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}. \quad (85)$$

Полное сопротивление контура:

$$R_B^I = \frac{R_B^I + R_\Gamma^I}{R_B^I + R_\Gamma^I}. \quad (86)$$

По формулам (84...86) параметры большого контура заземления имеют следующие значения:

$$R_B^I = \frac{58}{10 \cdot 0,72} = 80 \text{ Ом},$$

$$R_\Gamma^I = \frac{10}{0,4} = 250 \text{ Ом},$$

$$R_B^I = \frac{25 \cdot 8}{25 + 8} = 60 \text{ Ом}.$$

План контура заземления показан на рисунке 3.

3.2 Мероприятия по повышению безопасности труда

Для повышения безопасности обслуживающего персонала при эксплуатации и ремонте электроустановок на трансформаторных и

распределительных пунктах предусматриваются технические и организационные мероприятия.

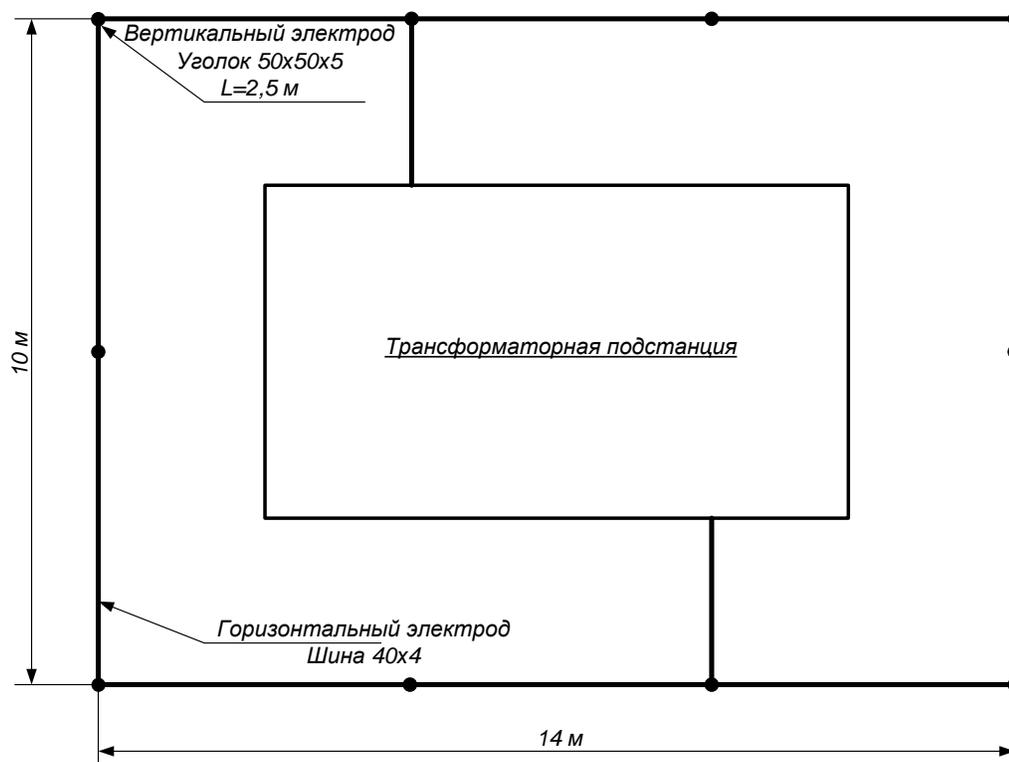


Рисунок 3 – План контура заземления

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем выполняемых работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации подстанции;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

К техническим мерам, предусмотренным на объектах систем электроснабжения города, относятся:

- искусственное освещение помещений электрических трансформаторных подстанций;
- выбор электрооборудования, проводов и кабелей, а также способов их установки и прокладки с учетом условий среды, в которой они эксплуатируются;
- заземление;
- применение блокировок безопасности;
- оснащение распределительных устройств электрозащитными средствами.

Электрозащитными средствами называются приборы, аппараты, переносные и перевозимые приспособления и устройства, служащие для защиты персонала, работающего в электроустановках, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля. И своевременное их испытание.

По назначению электрозащитные средства (ЭЗС) условно разделяют на изолирующие, ограждающие и вспомогательные.

«Важным фактором безопасности является заземление оборудования путем надежного присоединения к контуру заземления. Заземляющее устройство является одним из средств защиты персонала в помещении от возникновения искры, от напряжения, возникающего на металлических частях оборудования, нормально не находящихся под напряжением, но могущих оказаться под ним при повреждении изоляции» [2].

Выводы по разделу 3.

Заземляющее устройство представляет собой контур из вертикальных электродов (уголок 50×50×5 мм, длина 2,5 м) и горизонтальных соединительных полос (сталь 40×4 мм), соединенных сваркой. Сопротивление

заземляющего устройства не превышает 4 Ома. На основании расчетов для грунта (суглинок, $\rho=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) принят контур размером $10\times 14 \text{ м}$. с 10 вертикальными электродами. Расчетное полное сопротивление конструкции составляет 3,56 Ома, что удовлетворяет требованию ПУЭ ($< 4 \text{ Ом}$).

Безопасность обеспечивается совокупностью организационных и технических мероприятий. Организационные мероприятия включают оформление работ (наряд, распоряжение), допуск, надзор и документальное завершение всех этапов.

Технические мероприятия включают:

- устройство искусственного заземления (основная мера защиты);
- применение блокировок, электрозащитных средств (ЭЗС) и их регулярные испытания;
- выбор оборудования с учетом условий среды;
- обеспечение искусственного освещения.

Заключение

По результатам выполнения выпускной квалификационной работы можно сделать следующие выводы.

Проект направлен на проведение комплексной модернизации системы электроснабжения высоконагруженного жилого микрорайона, в границах которого расположено представительство компании АО «РЭС–Запад» в городе Нягань. Трансформаторные подстанции, расположенные в данном микрорайоне, также входят в зону ответственности и обслуживания компании «РЭС-Запад».

Потребители микрорайона относятся к первой и второй категориям надежности электроснабжения, что в обязательном порядке требует применения двухтрансформаторных подстанций и использования двулучевой схемы питания с обязательным взаимным резервированием по вводам. Ключевая необходимость проведения модернизации существующей системы обусловлена значительным ростом нагрузок из-за активного нового строительства и высоким физическим износом действующего электрооборудования.

Расчетная нагрузка микрорайона с учетом коэффициента совмещения максимумов составила 5825 кВт (6141 кВА). Были выбраны современные двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ мощностью 630 и 1000 кВА, обеспечивающие коэффициент загрузки в нормальном режиме эксплуатации в диапазоне 0,44...0,52. Для надежного питания подстанций были выбраны современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, а их сечение было тщательно выбрано по допустимому току нагрузки, по экономической плотности тока и дополнительно проверено на термическую стойкость при коротком замыкании.

Расчет токов короткого замыкания показал максимальное значение 6,84 кА на шинах подстанции «Чара». Вся выбранная аппаратура и

электрооборудование (вакуумные выключатели, системы шин, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения) полностью удовлетворяют строгим условиям проверки по номинальному напряжению, току, а также по электродинамической и термической стойкости.

Для комплексной защиты силовых трансформаторов на ТП была разработана многоступенчатая релейная система на базе современных цифровых блоков БМРЗ, которая включает в себя мгновенные токовые отсечки и максимальные токовые защиты с выдержкой времени, что в полной мере обеспечивает селективность и высокую надежность работы. Для оперативного автоматического восстановления питания на трансформаторных подстанциях дополнительно предусмотрены специальные устройства автоматического ввода резерва.

В разделе «Безопасность проекта» было рассчитано и спроектировано заземляющее устройство в виде замкнутого контура, состоящего из 10 вертикальных электродов (стальной уголок $50 \times 50 \times 5$ мм) и горизонтальных соединительных полос (сталь 40×4 мм). Его расчетное сопротивление, равное 3,56 Ом, полностью удовлетворяет всем требованиям Правил устройства электроустановок. Также предусмотрен целый комплекс организационных мероприятий (оформление нарядов-допусков, надзор за производством работ) и технических мероприятий (заземление, блокировки, электрозащитные средства, аварийное освещение) для полного обеспечения безопасности персонала при эксплуатации и обслуживании оборудования.

Список используемых источников

1. БМРЗ-100: защита 6 (10) кВ [Электронный ресурс] : официальный сайт ПО «Мехатроника». URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz-100.html> (дата обращения 23.07.2025).
2. Булычев А.В., Будзко И.А., Левин Г.В. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий: учебное пособие для вузов. — Санкт-Петербург: Лань, 2023. — 332 с.
3. Выбор сборных шин распределительных устройств и силовых кабелей [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Лыткаринского арматурно-изоляционного завода» : URL: <https://laiz.ru/doc/other/1.htm> (дата обращения: 11.08.2025).
4. Выбор трансформаторов [Электронный ресурс] : официальный сайт завода трансформаторов «Арктика». URL: <https://tszi.ru/articles/vybor-transformatorov/> (дата обращения 03.08.2025).
5. Выбор трансформаторов тока [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Svel.ru» : URL: <https://svel.ru/articles/vybor-transformatorov-toka.html> / (дата обращения: 13.08.2025).
6. Герман Л.А., Карпов И.П. Уточненный метод расчета токов короткого замыкания в тяговой сети переменного тока // Интеллектуальная
7. ГОСТ Р 52736–2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания». Издание официальное [Электронный ресурс] : URL: <https://ntc-eds.ru/userfiles/files/gost52736.pdf> (дата обращения: 07.08.2025).
8. Грибков С.В., Захаров В.В., Козловский В.А. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения: учебник для вузов. — Москва: Инфра-Инженерия, 2022. — 420 с.

9. ДИВГ.648228.092 РЭ. Руководство по эксплуатации БМРЗ [Электронный ресурс] : URL: <https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-100/bmrz-100.pdf> (дата обращения 24.07.2025).

10. Замеры параметров качества электроэнергии. [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Электрозамеры». URL: <https://electrozamer.ooo/vidi-rabot/zameri-parametrov-kachestva-electroenergii> (дата обращения 01.08.2025).

11. Как выполнить заземление трансформаторной подстанции [Электронный ресурс] : профессиональный центр знаний «ZANDL.com». URL: https://zandz.com/ru/news/Kak_vyipolnit_zazemlenie_transformatornoy_podstantsii/ (дата обращения 23.07.2025).

12. Классификация электрических сетей [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «СпецЭнергоСистемы». URL: <https://c-e-c.ru/stati/klasselset.php> (дата обращения 01.08.2025).

13. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для академического бакалавриата. — 7-е изд., перераб. и доп. — Москва: Юрайт, 2024. — 543 с. — (Высшее образование).

14. Корнеева Л.К., Рожкова Л.Д. Электрооборудование электростанций и подстанций (примеры расчета, задачи, справочные данные). Практикум для студентов образовательных учреждений сред. Проф. Образования / Л.К. Корнеева, Л.Д. Рожкова. М.: Альянс, 2025. – 224 с.

15. Кудрин Б.И. Общая теория электрификации: учебное пособие. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2020. — 288 с.

16. Лекция №17. Автоматическое включение резерва [Электронный ресурс] : Образовательный портал ТПУ : URL: https://portal.tpu.ru/SHARED/p/PONAMAREV/uchebnaya/releyprotect/Tab1/Lecture_17.pdf (дата обращения: 14.08.2025).

17. Лыкин А.В. Электроснабжение. Теория и практика: учебное пособие. — Москва: Солон-Пресс, 2023. — 320 с.

18. Принцип действия токовой отсечки и расчет коэффициента чувствительности [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Electriccalblog.tech» : URL: <https://electricalblog.tech/rza/to-ras4et-princip-deystvia.php> (дата обращения: 13.08.2025).

19. ПС 220 кВ «Чара» [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Energybase». URL: https://energybase.ru/substation/PS_220_kV_Chara (дата обращения 04.08.2025).

20. ПУЭ-7. Глава 1.3 «Выбор проводников по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны». Издание официальное [Электронный ресурс] : URL: <https://www.ruscable.ru/info/pue/1-3.html> (дата обращения: 02.08.2025).

21. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3–е изд. перераб. и доп. М.: Альянс, 2021. – 648 с.: ил.

22. Соколова Е.М., Соколов В.И., Акимова Е.А. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. — Москва: КноРус, 2022. — 298 с.

23. СП 31 – 110 – 2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий». Издание официальное [Электронный ресурс] : URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294815/4294815197.pdf> (дата обращения: 18.07.2025).

24. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование. URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=files/2019/12/04/E1-oborud.pdf> (дата обращения: 19.07.2025).

25. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование систем электроснабжения: учебное пособие для вузов. — 4-е изд., испр. и доп. — Москва: Форум, 2022. — 380 с.

26. Энергоснабжение – электросети Нягани [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Gogov». URL: <https://gogov.ru/energy-suppliers/nyagan> (дата обращения 01.08.2025).

27. Calculation of short-circuit currents [Electronic resource] : URL: https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Calculation_of_short_circuit_currents.pdf (дата обращения: 10.08.2025).

28. Different Bus-Bar Schemes in Electrical Substations [Electronic resource] : URL: <https://electricaltech.in/different-bus-bar-schemes-in-electrical-substations/> (дата обращения: 12.08.2025).

29. Selection guide for three-phase automatic transfer switch [Electronic resource] : URL: <https://www.onesto-ep.com/blog/selection-guide-for-three-phase-automatic-transfer-switch/> (дата обращения: 10.01.2025).

30. Surge Arrester Sizing for Sub-Transmission Systems Using Grounding Transformers [Electronic resource] : URL: <https://www.inmr.com/surge-arrester-sizing-for-sub-transmission-systems-using-grounding-transformers/> (дата обращения: 15.08.2025).

31. Uses of Electricity in Daily Life [Electronic resource] : URL: <https://www.geeksforgeeks.org/uses-of-electricity-in-daily-life/> (дата обращения: 10.09.2025).