

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 релейной защиты ГПП 110 кВ автомобильного предприятия с применением интеллектуальных систем

Обучающийся

И.Р. Шаповал

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Консультант

А.В. Прошина

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

Тольятти 2025

## Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы модернизации релейной защиты главной понизительной подстанции №3 (ГПП-3) автомобильного предприятия.

Были произведены расчёты токов короткого замыкания в точках присоединений силового трансформатора и одной из отходящих линий 10 кВ.

Исходя из требований к селективности, быстродействию и надёжности устройств релейной защиты был разработан комплекс мероприятий. В соответствие с техническим заданием были выбраны комплекты защит на базе микропроцессорных терминалов от производителя НТЦ «Механотроника».

В качестве релейной защиты силового трансформатора и вводных выключателей выбран типовой шкаф ШЭ-МТ-022, в состав которого входит необходимый набор защит. Были произведены расчеты уставок срабатывания дифференциальной токовой отсечки, дифференциальной защиты с торможением, максимальной токовой защиты с пуском по напряжению, защиты от перегрузки и двухступенчатой максимальной токовой защиты.

Для защиты секционного выключателя был выбран шкаф ШЭ-МТ-013 и выполнен расчет максимальной токовой защиты.

Для защиты отходящей линии 10 кВ был выбран шкаф типа ШЭ-МТ-015 и выполнен расчет токовой отсечки без выдержки времени, и максимальная токовая защита.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 69 страница, содержит 9 таблиц и 10 рисунков. Список используемых источников содержит 20 наименований, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из 6 листов, выполненных на формате А1.

## **Annotation**

The bachelor's thesis examines the issues of modernizing the relay protection of the main step-down substation № 3 (MSS-3) of a machine-building enterprise.

Short-circuit currents were calculated at the connection points of the power transformer and one of the 10 kV outgoing lines.

Based on the requirements for selectivity, speed and reliability of relay protection devices, a set of measures has been developed. In accordance with the technical specification, protection kits based on microprocessor terminals from the manufacturer NTC «Mechanotronica» were selected.

The standard SHE-MT-022 cabinet, which includes the necessary set of protections, has been selected as relay protection for the power transformer and input switches. The operation settings of the differential current cut-off, differential protection with braking, maximum current protection with voltage start-up, overload protection and two-stage maximum current protection were calculated.

To protect the sectional circuit breaker, the SHE-MT-013 cabinet was selected and the maximum current protection was calculated.

To protect the 10 kV outgoing line, a SHE-MT-015 type cabinet was selected and the current cut-off without time delay and maximum current protection were calculated.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 69 pages, contains 9 tables and 10 figures. The list of sources used contains 20 names, including 5 in English. The graphic part of the work consists of 6 sheets made in A1 format.

## Содержание

Введение .....	6
1 Анализ системы электроснабжения АО «АВТОВАЗ».....	8
2 ГПП-3 в системе электроснабжения АО «АВТОВАЗ» .....	11
3 Описание схемы электроснабжения ГПП-3 .....	14
4 Анализ действующей релейной защиты на ГПП-3 .....	17
4.1 Основные критерии оценки состояния релейной защиты .....	17
4.2 Фактические причины, определяющие необходимость реконструкции релейной защиты на ГПП-3 .....	18
4.3 Карта уставок ГПП-3 .....	19
5 Состояние силовых трансформаторов на ГПП-3.....	21
6 Защита силовых трансформаторов .....	22
6.1 Применение дифференциальной защиты.....	23
6.2 Применение газовой защиты .....	24
6.3 Особенности при работе с трансформатором имеющим РПН.....	25
7 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов .....	26
8 Выбор микропроцессорных устройств .....	27
9 Основные релейные защиты силового трансформатора .....	29
9.1 Расчет сопротивлений трансформатора .....	30
9.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор преобразователя ток- напряжения на стороне высшего напряжения .....	32
9.3 Расчет токов короткого замыкания и выбор преобразователя ток- напряжения на стороне низшего напряжения .....	34
9.4 Расчет уставки срабатывания дифференциальной токовой отсечки .....	36
9.5 Выбор уставки начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты .....	39

9.6	Выбор уставки коэффициента торможения второго и третьего участков характеристики торможения дифференциальной токовой защиты .....	40
9.7	Выбор уставки начального тока срабатывания группы чувствительных уставок.....	41
9.8	Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты .....	43
9.9	Выбор уставки сигнализации небаланса .....	44
9.10	Выбор уставок блокирования дифференциальной токовой защиты при возникновении броска тока намагничивания .....	45
9.11	Газовая защита .....	47
10	Резервные защиты силового трансформатора .....	49
10.1	Расчет уставок максимальной токовой защиты .....	50
10.2	Расчет уставки защиты от перегрузки .....	54
10.3	Пересчет уставок во вторичные значения .....	54
11	Расчет релейной защиты секционного выключателя.....	56
12	Расчет релейной защиты вводного выключателя 10 кВ .....	58
13	Расчет уставок релейной защиты отходящей линии 10 кВ .....	61
	Заключение .....	66
	Список используемой литературы и используемых источников .....	68

## Введение

В современном мире энергетика играет важную роль в обеспечении стабильности и надёжности работы различных объектов. Однако стабильная работа в сети энергоснабжения может нарушиться в виду различных отказов и аварийных ситуаций.

Нарушение электроснабжения крупных промышленных предприятий может привести к серьёзным последствиям, таким как остановка производства, порча продукции и даже угроза безопасности людей и окружающей среды.

Ошибочные действия дежурного персонала и природные воздействия, такие как удары молнии, наводнения, гололёд, сильный ветер и геомагнитные бури, могут спровоцировать аварийные ситуации в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий. Поэтому на каждой подстанции расположены свои устройства релейной защиты, которые предназначены для оперативного выявления и устранения непредвиденных повреждений в электросети, оборудовании и поддержания бесперебойной службы энергосистемы.

Действительно крупных системных аварий в Российской Федерации на данный момент не было. Однако следует отметить, что отечественные специалисты в сфере электроэнергетики давно отмечают возросшие риски аварийных ситуаций в связи с устареванием защитного оборудования. За последние несколько десятилетий релейная защита практически не обновлялась.

Это связано с тем, что во время эксплуатации данные устройства достаточно медленно изнашиваются. Но согласно проведенным исследованиям более 35% релейной защиты на предприятиях требует замены, так как физически и морально устарели.

Так же стоит учитывать тренд на микропроцессорное оборудование, которое в эффективности, надежности и быстродействии опережает аналоговое.

Целью выпускной квалификационной работы является улучшение эксплуатационных характеристик релейной защиты с применением микропроцессорных систем ГПП 110 кВ автомобильного предприятия.

Задачи для достижения поставленной цели:

- провести анализ состояния и выявить недостатки релейной защиты ГПП-3 АО «АВТОВАЗ»;
- выполнить расчеты электрических нагрузок и токов короткого замыкания;
- выбрать оборудование и рассчитать параметры релейной защиты.

## **1 Анализ системы электроснабжения АО «АВТОВАЗ»**

«Электроснабжение производственной площадки АО «АВТОВАЗ» осуществляется через ГПП напряжением 110/10/10 кВ и 110/10 кВ: ГПП-1, ГПП-2, ГПП-3, ГПП-4, ГПП-6 и ГПП-5, ГПП-8 соответственно.

Суммарная установленная мощность ГПП составляет 943,5 МВА. Информация об установленной мощности по ГПП АО «АВТОВАЗ» представлена в таблице 1.

ГПП питаются по кабельным линиям 110 кВ от ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа, воздушной линии 110 кВ от ЗРУ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК», воздушной линии 110 кВ «ВДН-2» и «ПГС» (ООО «АВК»). Информация о кабельных линиях и воздушных линиях 110 кВ, находящихся на балансе предприятия, представлена в таблице 2.

Граница балансовой принадлежности электрических сетей установлена: для сечения ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа – кабельные линии 110 кВ АО «АВТОВАЗ» – в месте присоединения аппаратного зажима спуска 110 кВ к выводу концевой муфты кабеля 110 кВ; для сечения ЗРУ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ – воздушной линии 110 кВ АО «АВТОВАЗ» – на контактах присоединения шлейфов линии электропередач к линейным вводам ЗРУ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ; для сечений воздушной линии 110 кВ «ВДН-2» – ГПП-6 1Т и ГПП-8 2Т АО «АВТОВАЗ», воздушной линии 110 кВ «ПГС» – ГПП-8 1Т АО «АВТОВАЗ» – на натяжных зажимах оттяжных гирлянд линейного портала ОРУ 110 кВ ГПП по проводу и грозотросу в сторону ВЛ.

К электрическим сетям АО «АВТОВАЗ» присоединены остальные потребители и смежные субъекты розничного рынка электрической энергии (ГПП-3 110/6 кВ «ТоАЗ»), ЗАО «Энергетика и связь строительства» (ПС 110/35/6 кВ «Стройбаза», ПС 110/35/6 кВ «ВАЗ-Строительная»), ООО «ВМЗ» (ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6, ТП-7, ТП-8, ТП-10, ТП-11, ТП-12 10/0,4 кВ)» [13].

Таблица 1 – Установленная мощность по ГПП АО «АВТОВАЗ»

Диспетчерское наименование объекта	Установленная мощность трансформатора, МВ·А	Количество трансформаторов, шт.	Суммарная установленная мощность, МВ·А
ГПП-1	63	3	189
ГПП-2	63	3	189
ГПП-3	63	3	189
ГПП-4	63	2	126
ГПП-5	31,5	1	31,5
ГПП-6	63	3	189
ГПП-8	15	2	30

Таблица 2 – Информация о КЛ и ВЛ 110 кВ АО «АВТОВАЗ»

Диспетчерское наименование	Марка, сечение	Протяженность, км
КЛ 110 кВ «ВАЗ-11»	МНАШВ 1×150	2
КЛ 110 кВ «ВАЗ-12»	МССВ 1×150	2
КЛ 110 кВ «ВАЗ-13»	МССВ 1×150	2
КЛ 110 кВ «ВАЗ-21»	МССВ 1×150	2,4
КЛ 110 кВ «ВАЗ-22»	МССВ 1×150	2,4
КЛ 110 кВ «ВАЗ-23»	МССВ 1×150	2,4
КЛ 110 кВ «ВАЗ-31»	МССВ 1×150	1,6
КЛ 110 кВ «ВАЗ-32»	МССВ 1×150	1,5
КЛ 110 кВ «ВАЗ-33»	МНС 1×150	1,4
КЛ 110 кВ «ВАЗ-42»	МНС 1×150	2,4
КЛ 110 кВ «ВАЗ-43»	МНС 1×150	2,4
КЛ 110 кВ «ВАЗ-62»	МНАгШВ 1×400	3,6
КЛ 110 кВ «ВАЗ-63»	МНАгШВ 1×400	4
ВЛ 110 кВ «Стройбаза»	АС-150	25

«ГПП-1 питает потребителей в западной зоне предприятия, 1/3 главного корпуса, артезианскую скважину и потребителей.

ГПП-2 питает потребителей 2/3 главного корпуса и прилегающих вспомогательных корпусов.

ГПП-3 и ГПП-4 питают комплекс металлургического производства и объекты, расположенные в восточной зоне предприятия» [6].

ГПП-5 питает главный корпус, объекты прессового, металлургического, сборочно-кузовного и энергетического производств, а также, в случае

аварийного перерыва электроснабжения со стороны ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа, аварийное освещение и вентиляцию.

«ГПП-6 питает механосборочное производство, производство пластмассовых изделий, производственную площадку.

ГПП-8 питает производственную площадку ООО «ВМЗ», объектов вспомогательных производств.

Распределение электрической энергии до конечных потребителей осуществляется через ТП 10/0,4 кВ, расположенных на основной производственной площадке предприятия, и ТП 10/0,4 кВ, находящихся за ее периметром.

Питание ТП осуществляется по КЛ 10 кВ от РП 10 кВ или напрямую от сборных шин (СШ) 10 кВ ГПП. Протяженность питающих КЛ 10 кВ составляет ориентировочно 500 км, КЛ 0,4 кВ – 640 км соответственно.

Питание цеховых ТП 10/0,4 кВ мощностью 2500, 1600, 1000 кВА выполнено по магистральным схемам, с односторонним питанием, и включением в магистраль нескольких трансформаторов разных ТП, реже одного.

Питание наружных установок и вспомогательных объектов предприятия осуществляется от ТП 10/0,4 мощностью 630, 400 и 250 кВА» [6].

Вывод по разделу: анализ системы энергоснабжения автомобильного предприятия показывает, что АО «АВТОВАЗ» является крупным и важным потребителем.

## **2 ГПП-3 в системе электроснабжения АО «АВТОВАЗ»**

Главная понизительная подстанция была введена в эксплуатацию в 1969 году. Этот пункт обеспечивает питание комплексу металлургического производства. Изначально на ГПП-3 было установлено два силовых трансформатора ТРДЦНК-63000/110/10. Первый трансформатор запитывался от ТЭЦ АВТОВАЗа по кабельной линии ВА3-31, второй был запитан по кабельной линии ВА3-32.

От ГПП-3 по кабелям 10 кВ питаются следующие потребители западной стороны завода: цеха сварки, цеха инструментального и металлургического производства. Из всех перечисленных потребителей наиболее приоритетными являются цех термообработки, в котором расположены печи тигельного плавления. Перебои энергоснабжения, в ранее указанных цехах, могут привести к массовому браку деталей, так как именно в них происходит закалка металла, которая добавляет прочности продукции.

С момента первого введения в эксплуатацию ГПП-3 объемы производства и потребляемой им мощности основательно были увеличены, поэтому в 2009 году было принято решение об установке третьего трансформатора ТРДЦН 63000/110/10, который запитывается от кабельной линии ВА3-33.

Общая схема энергоснабжения ГПП-3 представлена на рисунке 1.



«После ввода трансформатора ТРДЦНК-63000/110/10 на линиях 10 кВ были смонтированы: МТЗ, токовые отсечки, защита от замыкания на землю, дуговая защита, защита секционных выключателей, установлена продольная дифференциальная защита от внутренних повреждений трансформатора, также для было интегрировано решение РПН, которое позволяет рациональней поддерживать снабжение в разное время работы цехов» [7].

В таблице 3 указаны характеристики трансформаторов ТРДН 63000/110/10.

Таблица 3 – Свойства трансформаторов ТРДН 63000/110/10

Трансформатор, марка	Номинальная мощность,	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение к.з., %	Ток х.х., %
		ВН	НН		х.х.	к.з.		
ТРДН-63000/110	63000	115	6,3-11,0	Y <sub>н</sub> /D-D-11- 11	35,0	245,0	10,5	0,25

Вывод: важно отметить, что при установке третьего трансформатора было отдано предпочтение терминалу микропроцессорной релейной защиты SPAC от компании АВВ. То есть даже тогда было очевидно преимущество цифровой защиты по отношению к аналоговой. Тем не менее микропроцессорная релейная защита установлена лишь на одном трансформаторе №3, с годами эксплуатации не однократно заменялись сами терминалы на более передовые [5].

### 3 Описание схемы электроснабжения ГПП-3

Пониженное напряжение 10 кВ с ГПП-3 110 кВ расходиться на следующие распределительные пункты (РП): РП-1, РП-3, РП-4, РП-13, РП-19, РП-33. Для точного понимания характера устройства питаются от ГПП-3 был проведен подробный анализ нескольких распределительных пунктов

РП-4 питается от ячеек 34 и 86. На РП-4 основными приемниками являются насосы типа 12ГРК-8 номинальной мощностью 630 кВт в количестве трех штук. Надежная защита данного оборудования необходима так при металлической обработке и производстве данное оборудования применяется на протяжении всего технологического процесса.

Схема РП-4 представлена на рисунке 2.

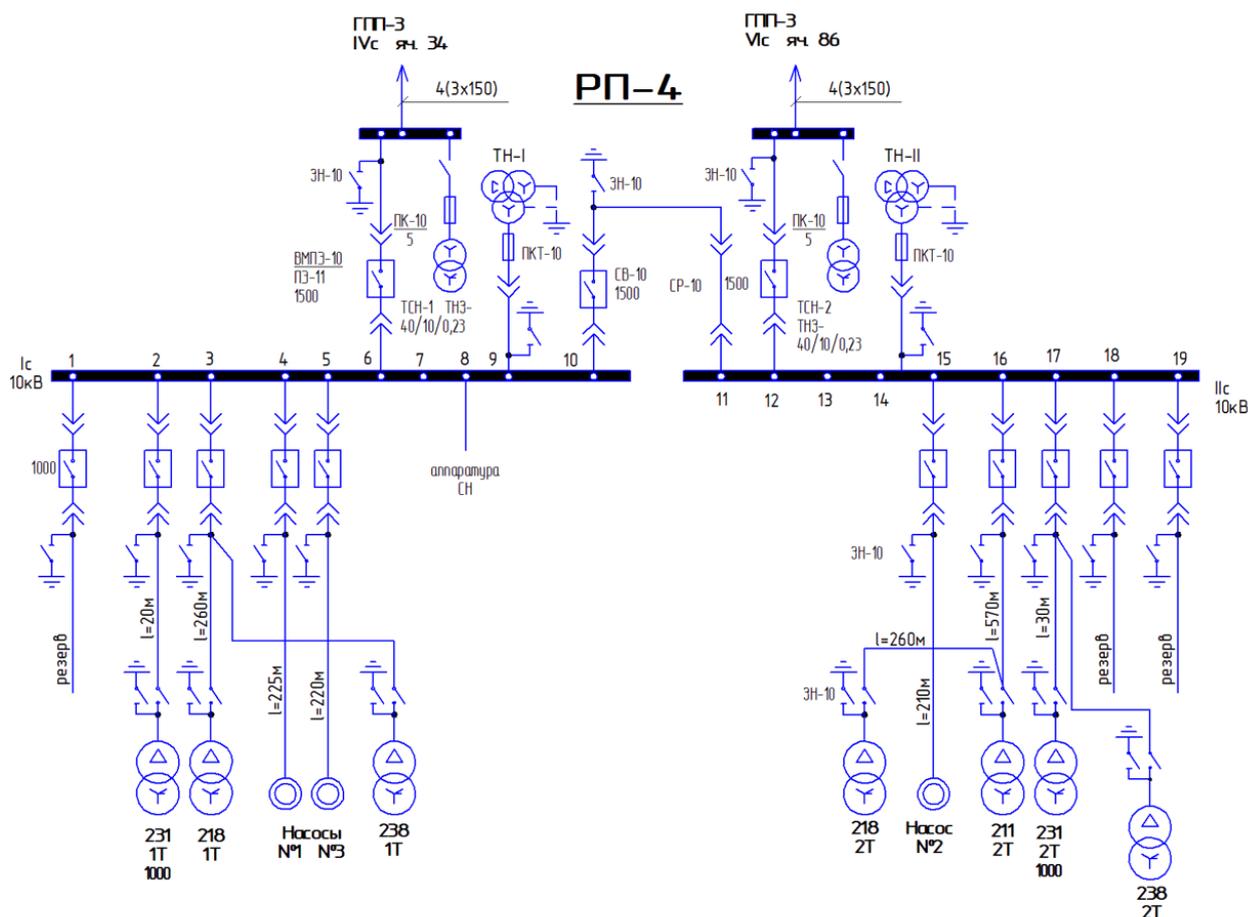


Рисунок 2 – Схема распределительного пункта 4

Ячейки 64 и 36 питают РП-13. К этой пункту подключены 12 различных компрессоров:

- А-41, А-42 тип «Атлас» мощность 1325 кВт;
- А-43, А-44 тип «Атлас» мощность 1230 кВт;
- К37, К38 номинальные мощности соответственно 3500 и 3150 кВт;
- И32, И33 «Ингерсол-Ренд» К702А, К702В 1500 кВт;
- И31, И35, И34, И36 «Ингерсол-Ренд» К801А, С, В, D 2100 кВт.

Схема РП-13 представлена на рисунке 3

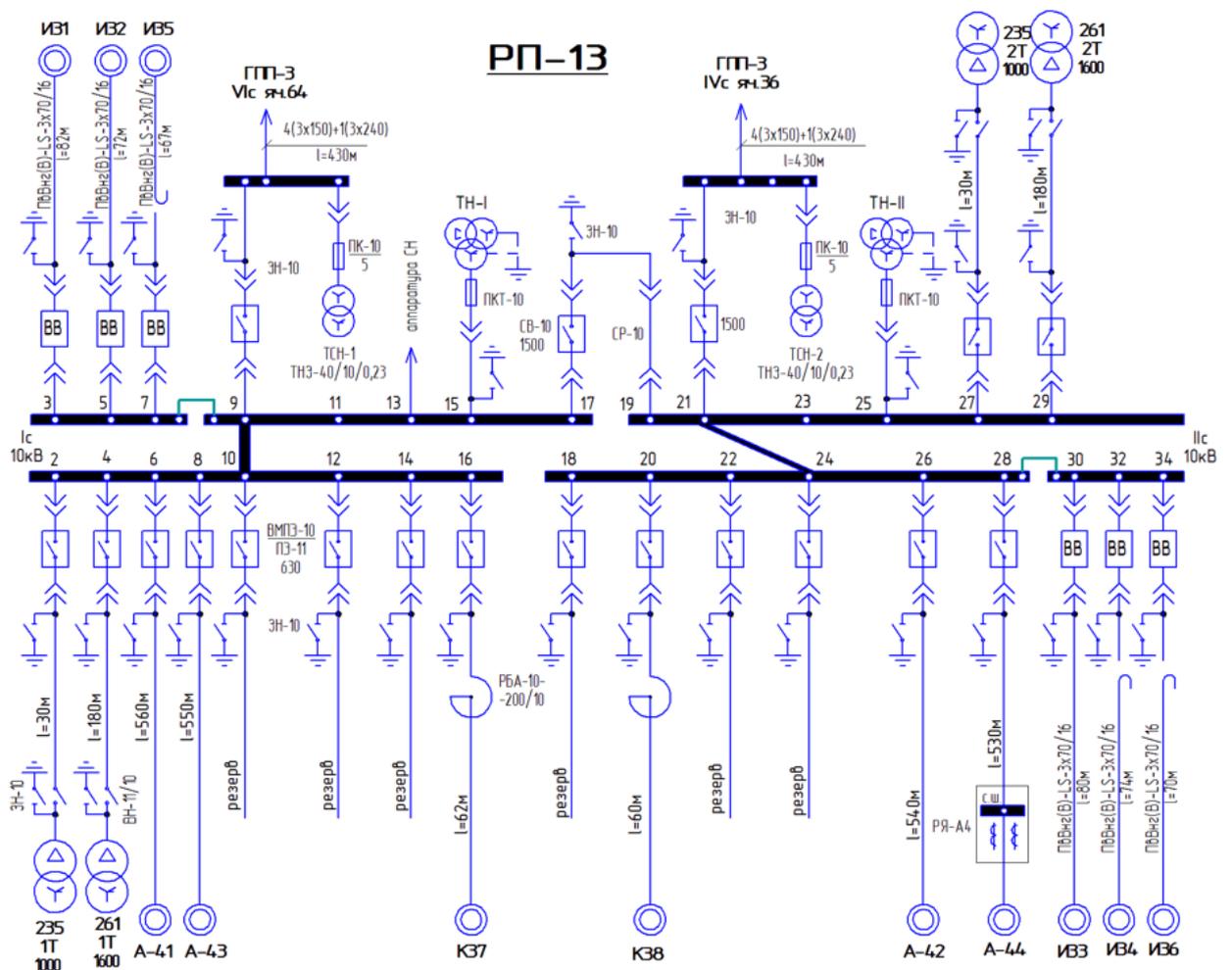


Рисунок 3 – Схема распределительного пункта 13

РП-19 питает основные устройства, применяемые в металлургическом производстве. Дуговые сталеплавильные печи играют важную роль в металлургии. Эти электрические плавильные печи работают на основе теплового эффекта электрической дуги. Питание приходит из ячеек 47 и 67. Основными являются 5 печей тигельного плавления имеющие соответственные номера 1, 3, 4, 5, 6 типа GSA-5/А мощностью 1800 кВА.

Схема РП-19 представлена на рисунке 4

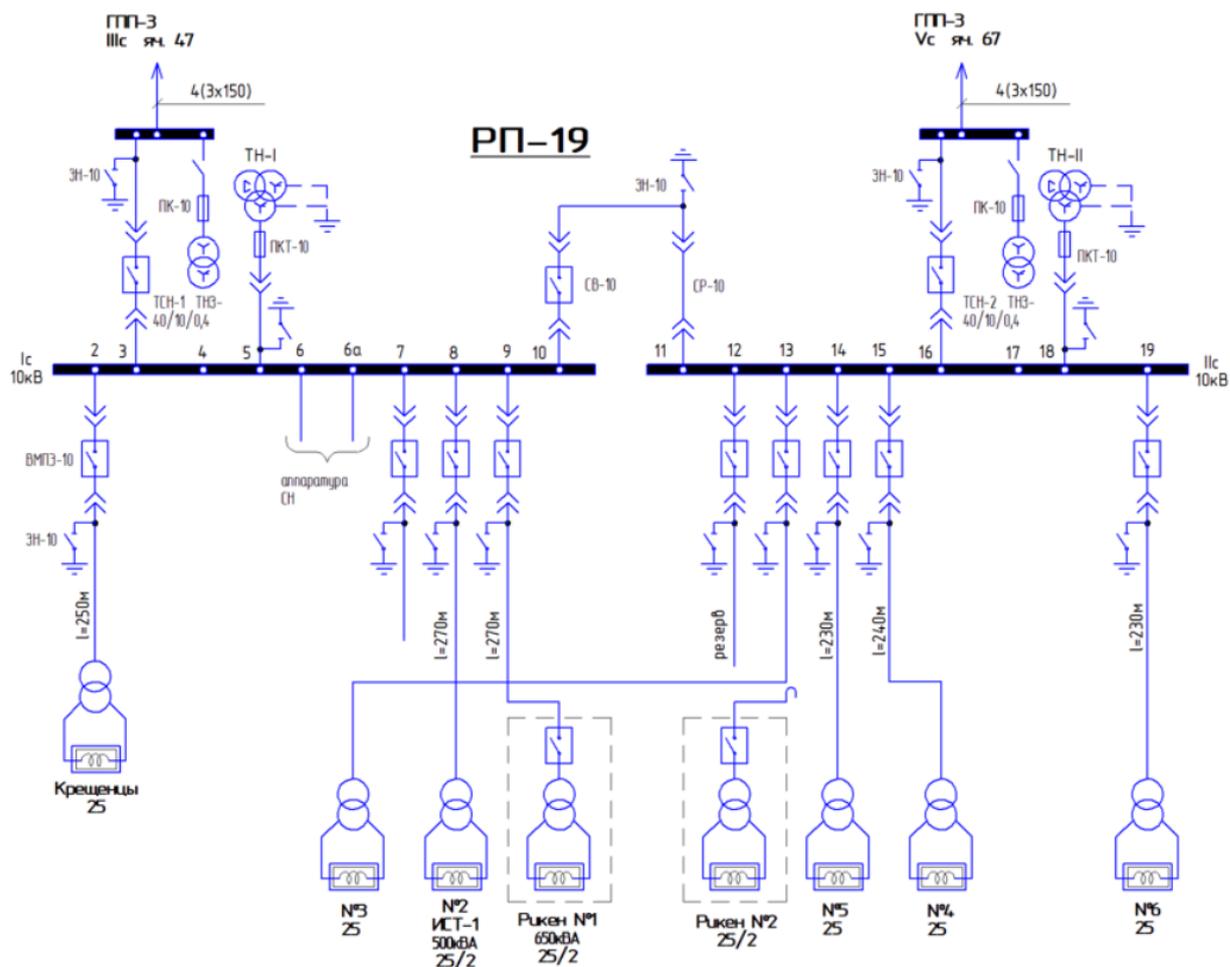


Рисунок 4 – Схема распределительного пункта 19

Вывод: анализ выбранных распределительных пунктов, показывает, что отсутствующее бесперебойное электроснабжение может привести к нарушению технологического процесса.

## **4 Анализ действующей релейной защиты на ГПП-3**

Увеличение производства, о котором уже упоминалось ранее, ведёт к установке нового и мощного оборудования. «Потребление энергии возрастёт, вслед за ним растёт риск возникновения аварийных режимов работы. В результате повышается вероятность поломки силовых трансформаторов, а устаревшая релейная защита не способна обеспечить надёжную работу из-за своего возраста и недостаточной надёжности» [1]. Остановка производства влечёт за собой убытки и является неприемлемой.

В настоящее время релейная защита и автоматика на ГПП-3 в основном основаны на аналоговых электромеханических реле.

«Применение микропроцессорной РЗА позволяет расширить функциональные возможности, упростить эксплуатацию и снизить затраты на обслуживание. Современные системы защиты используют микросхемы и микропроцессоры для расширения диапазона функций и обеспечения электронной логики и возможности обработки и передачи информации. Эти системы также связаны с компьютерами, так как они являются многофункциональными комплексными системами» [17].

### **4.1 Основные критерии оценки состояния релейной защиты**

Для правильной оценки состояния релейной защиты необходимо обратиться к четырем основным требованиям:

«Селективность. Способность релейной защиты определять участок, подверженный замыканию или перегрузке, ближайшим выключателем, локализуя этот участок без воздействия на остальные элементы энергосистемы» [14].

Быстродействие. Способность релейной защиты быстро отделять повреждённый участок энергосистемы, не нарушая работу других

потребителей. Основным показателем является время с момента возникновения аварии на участке до его отделения от энергосистемы.

«Чувствительность. Способность релейной защиты обнаруживать повреждения и ненормальные режимы работы в зоне её чувствительности. Основной показатель коэффициент чувствительности, который определяется отношением минимального возможного сигнала к установленному значению тока срабатывания.

Надежность. Способность релейной защиты безотказно срабатывать при всех видах повреждений в контролируемой области, не допуская ложных срабатываний и не затрагивая исправные участки энергосистемы. Основные показатели время безотказной работы и количество отказов» [14].

#### **4.2 Фактические причины, определяющие необходимость реконструкции релейной защиты на ГПП-3**

Установленная РЗА, выполненная на аналоговых электромеханических реле, морально и физически устарела. Такой вывод можно сделать не только по ее внешнему виду (состоянию проводов, ячеек и т. п.), а также согласно нормативному документу РД 153-34.0-35.648-01. В нем указано, что нормативный срок службы устройств РЗА составляет 12 лет. Фактический срок службы явно превышает установленный [11].

«Технические характеристики и функциональные возможности установленных электромеханических реле не соответствуют требуемому уровню быстродействия, чувствительности и обеспечения селективности прилегающей электрической сети. Это может привести к неправильному функционированию релейной защиты, снижению надёжности электроснабжения и увеличению вероятности системных аварий» [14].

Изоляция контрольных кабелей вторичных цепей имеет проблемы с электрической прочностью и уровнем сопротивления. Это указывает на

необходимость проведения мероприятий по улучшению состояния изоляции и повышению её качества.

Число повреждений, связанных с выходом из строя в виду превышенного срока эксплуатации, элементов релейной защиты растёт. Выпуск устаревших электромеханических реле и комплектующих для их ремонта практически полностью прекращается, соответственно возможность обслуживания этих реле также сходит на нет.

«Все перечисленные факторы могут и уже приводят к ложным срабатываниям и неправильным действиям системы, соответственно, требуется реконструкция текущей системы РЗА.

Так как микропроцессорные устройства РЗА являются существенно более надежными по сравнению с релейной защиты предыдущих поколений (аналоговой электромеханической) с точки зрения возможности аппаратных отказов вследствие старения и выхода из строя отдельных компонентов. Это обусловлено принципиально новой технологией, обеспечивающей существенно меньшее число элементов, проводных соединений, промежуточных реле и контактов. Указанное не означает, что периодических эксплуатационных проверок цифровых устройств релейной защиты не требуется вообще. Микропроцессорные устройства содержат целый ряд компонентов, в частности аналоговые фильтры и усилители в цепях обработки входных сигналов, уход параметров которых или выход из строя не контролируется полностью внутренними средствами самоконтроля и может привести к существенному отклонению уставок и к неправильному действию микропроцессорной РЗА» [14].

### **4.3 Карта уставок ГПП-3**

Карта уставок – это технические данные об основных параметрах срабатывания и алгоритме функционирования устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

Они находятся на щите управления объекта электроэнергетики, центра управления сетями или диспетчерского центра и представлены в наглядной форме.

Карта уставок используется для оценки действия устройств РЗА или допустимости режима работы оборудования или линий электропередачи по условиям настройки устройств РЗА. Данные уставок для всех силовых трансформаторов являются идентичными.

На рисунке 5 представлена часть общей карты уставок ГПП-3.

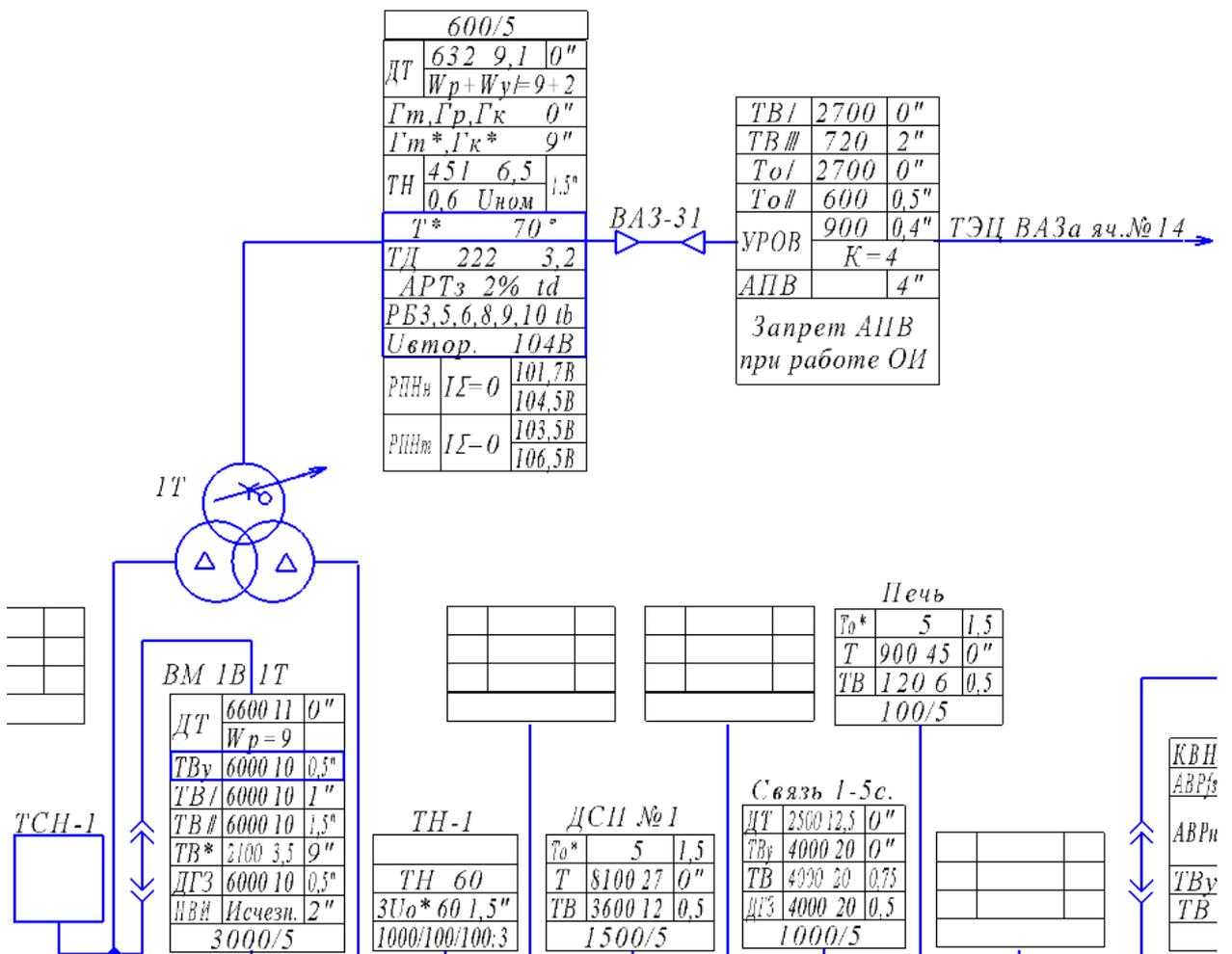


Рисунок 5 – Данные из карты уставок силового трансформатора Т-1

Вывод: основное внимание должно быть направленно на защиту силовых трансформаторов.

## 5 Состояние силовых трансформаторов на ГПП-3

Исходя из анализа общей схемы энергоснабжения главной понизительной подстанции и выявления основных потребителей, можно сделать вывод, что нарушение снабжения электроэнергией данных металлургических цехов недопустимо [18].

Выход из строя одного из силовых трансформаторов ТРДНЦК-63000/110/10, может привести к крупным экономическим потерям, даже несмотря на то, что рассчитанную на него нагрузку можно переключить на остальных два силовых трансформатора.

Необходимо также учесть, что большинство трансформаторов, отработали полный срок службы, согласно техническим данным паспорта – 25 лет. В частности трансформатор ГПП-3 Т-1, непрерывно снабжает электроэнергией предприятие на протяжении 54 лет, ГПП-3 Т-2 32 года. В связи с увеличением объемов выпускаемых автомобилей, увеличивается нагрузка на головные трансформаторы [19].

«Допустимые перегрузки трансформаторов в нормальных режимах работы определяются старением изоляции его обмоток. Старение изоляции приводит к изменению исходных электрических, механических и химических свойств изоляционных материалов трансформаторов. Сроком естественного износа трансформатора, работающего в номинальном режиме, считается срок, равный примерно 20–25 годам» [4]. Согласно техническим данным паспорта силового трансформатора, срок службы до первого капитального ремонта – не менее 12 лет.

Вывод: нормативный срок службы силовых трансформаторов давно был превышен и повышение нагрузки также может повлиять на их техническое состояние. При реконструкции релейной защиты необходимо направить акцентировать внимание на дифференциальной защите трансформаторов [8].

## 6 Защита силовых трансформаторов

«Основными видами повреждений в трансформаторах и автотрансформаторах являются:

- замыкания между фазами внутри трансформатора и на наружных выводах обмоток;
- замыкания в обмотках между витками одной фазы (витковые замыкания);
- замыкания на землю обмоток или их наружных выводов;
- повреждения магнитопровода трансформатора, приводящие к появлению местного нагрева и пожару стали.

Для ограничения размера разрушения релейная защита от повреждений в трансформаторе должна действовать быстро, время срабатывания не может превышать 0,1 с.

Защита от повреждений осуществляется токовой отсечкой, дифференциальной и газовой защитой.

К ненормальному виду режима также относится перегрузка, повышение напряжения, неполно фазный режим, понижение уровня масла в баке трансформатора, перегрев масла.

Наиболее частым ненормальным режимом работы трансформаторов является появление в них сверхтоков, т.е. токов, превышающих номинальный ток обмоток трансформатора. Сверхтоки в трансформаторе возникают при внешних КЗ, качаниях и перегрузках.

Защита от внешних КЗ осуществляется при помощи максимально токовой защиты (МТЗ), МТЗ с блокировкой минимального напряжения, дистанционной защитой, токовой защитой нулевой и обратной последовательностей. В зону действия релейной защиты от внешних КЗ должны входить шины подстанций и присоединения, отходящие от шин. Эти защиты являются также резервными от повреждений в трансформаторе» [15].

## 6.1 Применение дифференциальной защиты

«Дифференциал в переводе с латинского означает разность. Поэтому дифференциальная защита – это устройство, позволяющее получить результирующий импульс, как сумму или разность токов составляющих элементов схемы (на одно реле фазы защиты подается ток от ТТ включенных на разные стороны защищаемого трансформатора и в котором происходит суммирование токов НН и СН и их разница с током ВН). Следовательно, можно несколько вольно сказать, что это защита, реагирующая на разность токов. Если слово «продольный» использовать в его прямом значении, т.е. вдоль чего-то, можно сказать, что это защита, измеряющая разность токов с двух сторон защищаемого аппарата. Естественно, при повреждении вне аппарата разность теоретически должна быть равной нулю, а при повреждении внутри аппарата должна быть равна сумме токов. Отсюда получается, что защита не работает при внешних КЗ, следовательно, может быть выполнена без выдержки времени» [2].

Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, на шунтирующих реакторах 500 кВ, а также на трансформаторах мощностью 4 МВА при параллельной работе последних с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1 МВА, если: токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности. А максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с; трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами. Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты,

обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) КЗ в соединениях трансформатора со сборными шинами.

## **6.2 Применение газовой защиты**

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена:

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

Газовую защиту можно устанавливать также на трансформаторах мощностью 1-4 МВА.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. «В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самодержанием.

Для защиты контакторного устройства РН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель. следует предусматривать отдельное газово-струйное реле» [2].

### **6.3 Особенности при работе с трансформатором имеющим РПН**

Так как все три трансформатора на ГПП-3 имеют РПН (регулировка под напряжением), то также необходимо учесть особенности «работы с подобными оборудованием».

Если несмотря на повреждение контактора РПН требуется сохранить в работе трансформатор, он может быть включен в работу после отключения устройств РПН, оперативных цепей управления РПН и блокирования привода. Если на устройстве РПН по какой-либо причине выведено из работы струйное реле, то необходимо отключить автоматическое и запретить ручное регулирование напряжения.

Если струйное реле выведено на срок не более одних суток, то по решению главного инженера предприятия трансформатор с устройством РПН может быть включен в работу без защиты контактора» [14].

Вывод: был выполнен анализ основных способов защиты силовых трансформаторов.

## 7 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов

«Для реализации релейной защиты силовых трансформаторов ТРДЦНК-63000/110/10, установленных на ГПП-3, к установке намечаются следующие защиты:

- дифференциальная токовая отсечка (ДТО),
- дифференциальная защита с торможением (ДЗТ),
- газовая защита,
- максимальная токовая защита (МТЗ).
- защита от перегрузки.

ДТО и ДЗТ устанавливается в качестве защиты от внутренних коротких замыканий (КЗ) и замыканий на выводах трансформатора. Также в качестве защиты от внешних КЗ применяется МТЗ на высшей стороне (ВС) силового трансформатора.

Для защиты от повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла. На трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более устанавливается газовая защита.

Для защиты от перегрузки устанавливается МТЗ с действием на сигнал или отключение» [12].

Вывод: указанный в данном пункте набор защит позволит защитить силовые трансформаторы от возможных аварийных ситуаций.

## 8 Выбор микропроцессорных устройств

В данном пункте произведен выбор оборудования релейной защиты силового трансформатора ТРДЦНК-63000/110/10.

«Для реализации релейной защиты силового трансформатора выбран шкаф ШЭ-МТ-022 от производителя НТЦ «Механотроника». Данное устройство предназначено для выполнения функций основной и резервной защиты силового трансформатора, управлением выключателем на стороне высшего напряжения (ВН), а также функции защиты, автоматики и управления вводным выключателем.

В состав шкафа могут входить следующие наборы: комплект основной защиты трансформатора 110-220 кВ, комплект резервной защиты и автоматики управления выключателем ВН трансформатора 110-220 кВ, комплект резервной защиты трансформатора 110-220 кВ, комплект регулирования напряжения трансформатора, комплект защиты и автоматики ввода 6-35 кВ. Производитель допускает установку до четырех комплектов.

Для защиты силового трансформатора были выбраны следующие комплекты:

- комплект основной защиты трансформатора 110-220 кВ, реализованный на микропроцессорном блоке типа БМРЗ-ТД;
- комплект резервной защиты трансформатора 110-220 кВ, реализованный на микропроцессорном блоке типа БМРЗ-ТР;
- два комплекта защиты и автоматики ввода 6-35 кВ, реализованные на микропроцессорном блоке типа БМРЗ-152-КСЗ» [9].

Разберем один из микропроцессорных (МП) блоков на примере БМРЗ-ТД-12-20-21, осуществляющего работу ДТО, ДТЗ и газовой защиты. Управление и ввод значений уставок релейной защиты реализуется с помощью встроенного пульта. Номинальное напряжение БМРЗ-ТД-12-20-21 переменное 220 В.

«Блок применяется в схемах трехфазного подключения трансформаторов тока (ТТ) по схеме звезда, независимо от схемы соединения обмоток силового трансформатора» [3].

Пример схемы подключения блока БМРЗ через ТТ представлен на рисунке 6.

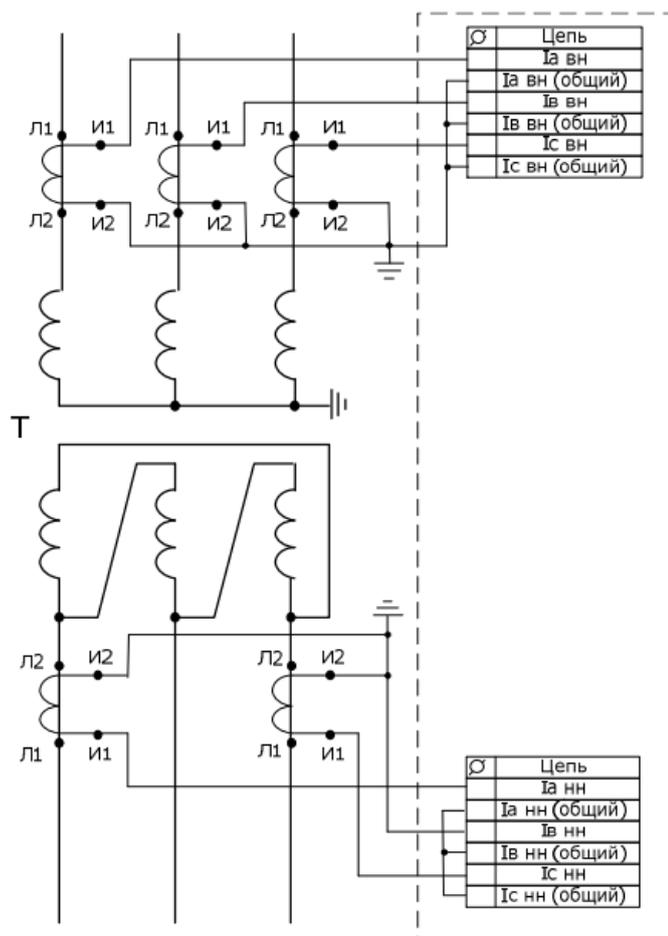


Рисунок 6 – Подключение МП блока через ТТ к силовому трансформатору

Вывод: применение готового шкафа упрощает реализацию релейной защиты, а также обеспечивает набор всех устройств, описанных ранее. По мимо основного и резервного набора защит все МП блоки поддерживают дополнительные функции и общепринятые протоколы, что позволит в будущем на основе выбранного комплекта произвести более глубокую цифровизацию ГПП-3.

## 9 Основные релейные защиты силового трансформатора

Газовая защита, ДТО и ДТЗ реализованы с применением микропроцессорного устройства БМРЗ-ТД-12-20-21.

В таблице 4 указаны данные для расчета дифференциальной защиты.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Обозначение	Значение
Схема и группа соединения обмоток	$Y_H/\Delta/\Delta-11-11$	-
Номинальная мощность трансформатора, МВА	$S_{T.НОМ}$	63
Средне-номинальное значение напряжения на стороне ВН, кВ	$U_{T.НОМ}^{ВН}$	115
Средне-номинальное значение напряжения на стороне НН <sub>1</sub> , кВ	$U_{T.НОМ}^{НН1}$	10,5
Средне-номинальное значение напряжения на стороне НН <sub>2</sub> , кВ	$U_{T.НОМ}^{НН2}$	10,5
Напряжение короткого замыкания при низшем положении РПН, %	$u_k \text{ ВН-НН мин}$	18,54
Напряжение короткого замыкания при высшем положении РПН, %	$u_k \text{ ВН-НН макс}$	20,12
РПН на стороне ВН, $n = 19, \Delta U = 1,78 \%$		
Минимальное сопротивление системы, Ом	$X_{C \text{ мин}}$	20
Максимальное сопротивление системы, Ом	$X_{C \text{ макс}}$	10
Средне-номинальное напряжение системы, кВ	$U_{Cp \text{ ном}}^{ВН}$	115
Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне ВН	$K_{TT}^{ВН}$	120
Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН	$K_{TT}^{НН}$	600

## 9.1 Расчет сопротивлений трансформатора

Для того, что произвести расчет уставок срабатывания ДТО и ДТЗ, необходимо рассчитать токи коротких замыканий. Для расчета токов КЗ необходимо рассчитать сопротивление силового трансформатора.

Сопротивления трансформатора необходимо рассчитать для двух случаев, когда устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) находится в крайнем верхнем и нижнем положениях. Для этого произведен расчёт напряжений ВН для этих двух случаев.

Значение напряжение ВН трансформатора для случая РПН в крайне нижнем положении (формула 1):

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 - \frac{n - 1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right), \quad (1)$$

где  $U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}}$  – Средне-номинальное напряжение системы, кВ;

$n$  – количество ступеней регулирования, шт;

$\Delta U$  – шаг регулирования напряжения, %.

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = 115 \cdot \left(1 - \frac{19 - 1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ}$$

Значение напряжение ВН трансформатора для случая РПН в крайне верхнем положении (формула 2):

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 + \frac{n - 1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) \quad (2)$$
$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 115 \cdot \left(1 + \frac{19 - 1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ.}$$

Рассчитанное значение  $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 133,4$  кВ получилось больше, чем максимально допустимое (для сетей 110 кВ это 126 кВ), соответственно принимается, что  $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 126$  кВ [10].

«Далее произведем расчет сопротивлений трансформатора для двух положений РПН, крайнего нижнего и верхнего

Сопротивление трансформатора при крайнем нижнем положении РПН (формула 3):

$$X_{T \text{ мин}} = \frac{(u_{k \text{ ВН-НН мин}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (3)$$

где  $u_{k \text{ ВН-НН мин}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН1 (НН2), соответствующее крайнему нижнему положению РПН, %;

$S_{\text{Т.НОМ}}$  – номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

$$X_{T \text{ мин}} = \frac{(18,84)}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 27,89 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора при крайнем нижнем положении РПН (формула 4):

$$X_{T \text{ макс}} = \frac{(u_{k \text{ ВН-НН макс}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (4)$$

где  $u_{k \text{ ВН-НН макс}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН1 (НН2), соответствующее крайнему верхнему положению РПН, %» [3].

$$X_{T \text{ макс}} = \frac{(20,12)}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 56,85 \text{ Ом.}$$

## 9.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор преобразователя ток-напряжения на стороне высшего напряжения

«В блоке БМРЗ-ТД-12-20-21 предусмотрена настройка аналоговых входов преобразователя ток-напряжения.

Преобразователь ток-напряжение (ПТН) – плата, определяющая диапазон измерения вторичных токов.

Для всех ПТН допускается работа с ТТ, имеющими номинальное значение вторичного тока 1 или 5 А. В случае, если из-за слишком большого значения тока КЗ выбрать ПТН вышеуказанным способом не удаётся, следует выбрать ПТН с максимально возможным значением.

Настройка ПТН осуществляется путем программного выбора номинального тока измерительного канала  $I_{\text{ПТН макс}}$  из ряда значений приведенных в таблице 5» [3].

Таблица 5 – Условия для выбора значения ПТН

Диапазон контролируемых значений тока, А	Значение, указываемое в пульте управления блоком, А
0,065-65	0,5
0,13-130	1
0,25-250	2,5
0,5-500	500

Для выбора ПТН необходимо произвести расчет токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН. На рисунке 7 изображены схемы для расчета.

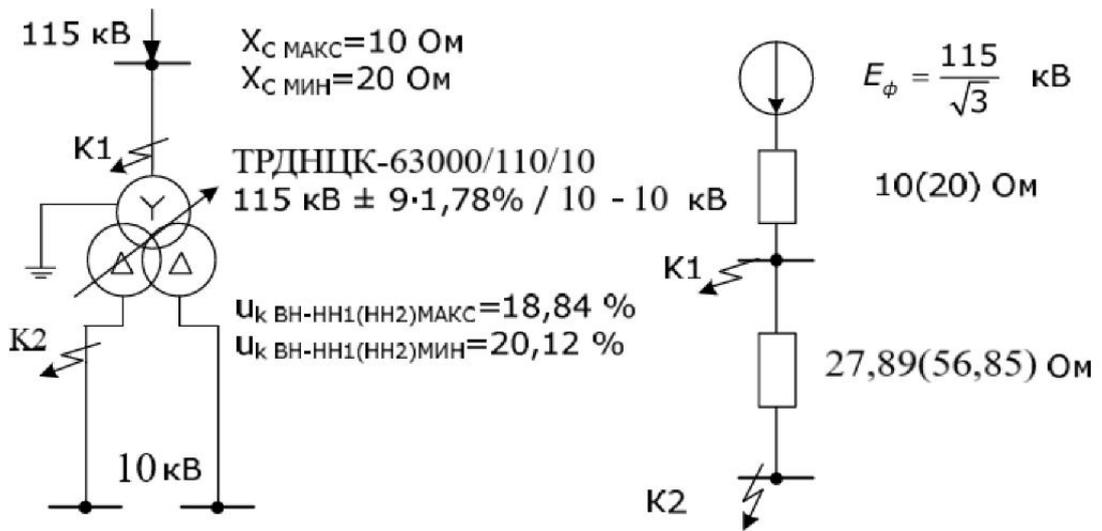


Рисунок 7 – Схемы для расчета коротких замыканий на сторонах ВН и НН

«Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке  $K_1$  (формула 5):

$$I_{K \text{ макс}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{С макс}}}, \quad (5)$$

где  $U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}}$  – среднее номинальное напряжение стороны ВН, кВ;

$X_{\text{С макс}}$  – сопротивление системы в максимальном режиме, Ом» [3].

$$I_{K \text{ макс}}^{\text{ВН}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6639,53 \text{ А.}$$

Ток  $I_{\text{ПНТ макс}}^{\text{ВН}}$  для стороны ВН должен удовлетворять следующему условию (формула 6):

$$I_{\text{ПНТ макс}}^{\text{ВН}} \geq k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{K \text{ макс}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}} = 2 \cdot \frac{6639,53}{120} = 110,66 \text{ А.} \quad (6)$$

где  $k_{\text{пер}}$  – это коэффициент учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$K_{TT}^{BH}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока стороны ВН силового трансформатора

Выбран ПТН с током  $I_{ПНТ\ макс}^{BH} = 130$  А и током  $I_{НОМ\ макс}^{BH} = 1$  А.

Проверка выбранного ПТН. Расчет первичного тока ВН трансформатора (формула 7):

$$I_{НОМ\ гр}^{BH} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}^{BH}}, \quad (7)$$

где  $U_{Т.НОМ}^{BH}$  – номинальное напряжение стороны ВН, кВ.

$$I_{НОМ\ гр}^{BH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,29 \text{ А.}$$

Подставить полученное значение в формулу 8:

$$I_{НОМ\ макс}^{BH} \leq 3 \cdot \frac{I_{НОМ\ гр}^{BH}}{K_{TT}^{BH}} \quad (8)$$
$$1 \text{ А} \leq 3 \cdot \frac{316,29}{120} = 7,91 \text{ А.}$$

Выбранный ПТН удовлетворяет проверке.

### **9.3 Расчет токов короткого замыкания и выбор преобразователя ток-напряжения на стороне низшего напряжения**

«Для выбора ПТН на стороне низшего напряжения (НН) необходимо рассчитать короткое замыкания в точке  $K_2$  и привести данное значение» [3].

Расчет периодической составляющей максимального фазного тока КЗ на стороне НН представлено в формуле 9:

$$I_{K \text{ макс прив}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С макс}} + X_{\text{Т мин}})}, \quad (9)$$

$$I_{K \text{ макс прив}}^{\text{НН}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (10 + 27,89)} = 1752,20 \text{ А.}$$

Приведенное значение к напряжению стороны НН трансформатора (формула 10):

$$I_{K \text{ макс}}^{\text{НН}} = I_{K \text{ макс прив}}^{\text{НН}} \cdot \frac{U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{Ср ном}}^{\text{НН}}}, \quad (10)$$

где  $U_{\text{Ср ном}}^{\text{НН}}$  – среднее номинальное напряжение стороны НН.

$$I_{K \text{ макс}}^{\text{НН}} = 1752,20 \cdot \frac{115}{10,5} = 19190,76 \text{ А.}$$

Ток  $I_{\text{ПНТ макс}}^{\text{НН}}$  для стороны НН должен удовлетворять следующему условию (формула 11):

$$I_{\text{ПНТ макс}}^{\text{НН}} \geq k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{K \text{ макс}}^{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}} = 2 \cdot \frac{19190,76}{600} = 63,97 \text{ А.} \quad (11)$$

где  $K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока стороны НН силового трансформатора.

Выбран ПТН с током  $I_{\text{ПНТ макс}}^{\text{ВН}} = 65 \text{ А}$  и током  $I_{\text{НОМ макс}}^{\text{ВН}} = 0,5 \text{ А}$ .

Проверка выбранного ПТН. Расчет первичного тока НН трансформатора (формула 12):

$$I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.НОМ}}^{\text{НН}}}, \quad (12)$$

где  $U_{Т.НОМ}^{НН}$  – среднее номинальное напряжение стороны НН.

$$I_{НОМ Тр}^{НН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464,1 \text{ А.}$$

Подставить полученное значение в формулу 13:

$$I_{НОМ макс}^{ВН} \leq 3 \cdot \frac{I_{НОМ Тр}^{НН}}{K_{ТТ}^{НН}} \quad (13)$$
$$0,5 \text{ А} \leq 3 \cdot \frac{3464,1}{600} = 17,32 \text{ А.}$$

Выбранный ПТН удовлетворяет проверке.

#### **9.4 Расчет уставки срабатывания дифференциальной токовой отсечки**

«Уставку срабатывания ДТО в долях от номинального тока трансформатора выбирают такой, чтобы обеспечить отстройку от броска тока намагничивания (БТН) или расчётного максимального тока небаланса (МТН), в зависимости от того какое значение окажется больше.

Для отстройки от броска намагничивания рекомендуется принимать от 4 до 5 о. е. Для обеспечения максимальной защиты трансформатора от БТН принимается, что  $I_{ДТО БТН} = 4 \text{ о. е.}$  [3].

При отстройке от МТН значение  $I_{ДТО}$  определяется по формуле 14:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{НБ расч}, \quad (14)$$

«где  $K_{отс} =$  от 1,15 до 1,3 коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$I_{\text{НБ расч}}$  – это относительный расчётный максимальный ток небаланса, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, проходящему через трансформатор» [3].

«Расчетный максимальный ток небаланса рассчитывается по формуле 15:

$$I_{\text{НБ расч}} = |I_{\text{НБ расч1}}| + |I_{\text{НБ расч2}}| + |I_{\text{НБ расч3}}| \quad (15)$$

где  $I_{\text{НБ расч1}}$  – составляющая, обусловленная погрешностью ТТ;

$I_{\text{НБ расч2}}$  – составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора;

$I_{\text{НБ расч3}}$  – составляющая, обусловленная неточностью выравнивания токов плеч» [3].

Для расчета тока небаланса  $I_{\text{НБ расч}}$  необходимо принять следующие параметры, рекомендованные производителем и указанные в методических материалах по расчету уставок срабатывания ДТО для блока БМРЗ (формулы 16, 17, 18):

$$I_{\text{НБ расч1}} = K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} \cdot \frac{I_{\text{К макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}}, \quad (16)$$

$$I_{\text{НБ расч2}} = U_{\text{рег1}} \cdot k_{\text{ток1}} \cdot \frac{I_{\text{К макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}}, \quad (17)$$

$$I_{\text{НБ расч3}} = \gamma \cdot \frac{I_{\text{К макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}}. \quad (18)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимается  $K_{\text{пер}} = 2,5$ ,

« $k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности ТТ, принимается  $k_{\text{одн}} = 1$  ввиду одинаковых ТТ;

$\varepsilon_{\text{макс}}$  – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току, принимается  $\varepsilon_{\text{макс}} = 0,1$ , так как реальная кратность тока не превышает номинальную;

$I_{\text{макс прив}}^{\text{СН}}$  – периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ, приведенная к стороне ВН, А;

$I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}$  – номинальный первичный ток стороны ВН, А;

$U_{\text{рег1}}$  – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, принимаются равными половине используемого диапазона регулирования  $U_{\text{рег1}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$ , но не могут быть менее 0,05;

$k_{\text{ток1}}$  – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициента  $k_{\text{ток1}} = 1$ , учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты;

$\gamma$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимается  $\gamma = 0,05$  в соответствии с методическими указаниями рекомендациями производителя» [3].

Расчетный ток небаланса (формула 19):

$$I_{\text{НБ расч}} = (K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{рег1}} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{К макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{НБ расч}} = \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma \right) \cdot \frac{I_{\text{К макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}},$$

$$I_{\text{НБ расч}} = \left( 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) \cdot \frac{1752,20}{316,29} = 2,55 \text{ о. е.}$$

Уставка срабатывания ДТО от МТН (формула 20):

$$I_{\text{ДТО МТН}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч}}, \quad (20)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимается от 1,15 до 1,3.

$$I_{\text{ДТО МТН}} = 1,2 \cdot 1,01 = 3,06 \text{ о. е.}$$

Из двух уставок необходимо выбрать большее (формула 21):

$$I_{\text{ДТО БТН}} = 4 \text{ о. е.} \geq I_{\text{ДТО МТН}} = 3,06 \text{ о. е.} \quad (21)$$

Соответственно уставка  $I_{\text{ДТО}}$  равна  $I_{\text{ДТО БТН}}$  и составляет 4 о. е.

## 9.5 Выбор уставки начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты

Относительный ток небаланса (формула 22):

$$I_{\text{НБ отсн}} = 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{рег1}} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma), \quad (22)$$

$$I_{\text{НБ отсн}} = 0,5 \cdot \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma \right),$$

$$I_{\text{НБ отсн}} = 0,5 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,16 \text{ о. е.}$$

Уставка начального тока срабатывания (формула 23):

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ отс}}, \quad (23)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, для уставки начального тока срабатывания принимается 1,5.

$$I_{\text{ДТЗ нач}} = 1,5 \cdot 0,16 = 0,24 \text{ о. е.}$$

По рекомендации производителя  $I_{\text{ДЗТ нач}}$  должны быть от 0,3 до 0,5 о. е., соответственно с этим выбираем уставку  $I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,3 \text{ о. е.}$

## **9.6 Выбор уставки коэффициента торможения второго и третьего участков характеристики торможения дифференциальной токовой защиты**

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения  $I_{\text{НОМ ТР}} = 1,5$ , на втором участке (формула 24):

$$I_{\text{НБ расч 2}} = 1,5 \cdot \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma \right), \quad (24)$$

$$I_{\text{НБ расч 2}} = 1,5 \cdot \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,62 \text{ о. е.}$$

Расчет уставки второго участка (формула 25):

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч 2}}, \quad (25)$$

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = 1,2 \cdot 0,62 = 0,74 \text{ о. е.}$$

Уставка коэффициента торможения второго участка  $K_{\text{Торм } 2}$  (формула 26):

$$K_{\text{Торм } 2} = I_{\text{ДЗТ } 2} - I_{\text{ДЗТ нач}}, \quad (26)$$
$$K_{\text{Торм } 2} = 0,74 - 0,3 = 0,44 \text{ о. е.}$$

«Ток торможения максимального тока внешнего КЗ (формула 27):

$$I_{\text{к торм}} = \left(1 - \frac{K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}}}{2}\right) \cdot \frac{I_{\text{макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}}, \quad (27)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимается» [3]  $K_{\text{пер}} = 2$ .

$$I_{\text{к торм}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{1752,20}{316,29} = 4,85 \text{ о. е.}$$

Уставка коэффициента торможения третьего участка  $K_{\text{Торм } 3}$  (формула 28):

$$K_{\text{Торм } 3} = \frac{I_{\text{ДТО БТН}} - I_{\text{ДЗТ } 2}}{I_{\text{к торм}} - I_{\text{НОМ Тр}}}, \quad (28)$$
$$K_{\text{Торм } 3} = \frac{4 - 0,74}{4,85 - 1,5} = 0,97 \text{ о. е.}$$

## 9.7 Выбор уставки начального тока срабатывания группы чувствительных уставок

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете  $I_{\text{НБ чув}}$  (формула 29):

$$I_{\text{НБ чув}} = 0,5 \cdot \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{3 \cdot \Delta U}{100} + \gamma \right), \quad (29)$$

$$I_{\text{НБ чув}} = 0,5 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,1 \text{ о. е.}$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ (формула 30):

$$I_{\text{ДЗТ нач ч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ чув}}, \quad (30)$$

$$I_{\text{ДЗТ нач ч}} = 1,5 \cdot 0,1 = 0,15 \text{ о. е.}$$

По рекомендации производителя  $I_{\text{ДЗТ нач ч}}$  должны быть от 0,3 до 0,5 о. е., соответственно с этим выбираем уставку  $I_{\text{ДЗТ нач ч}} = 0,3 \text{ о. е.}$

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения  $I_{\text{НОМ ТР}} = 1,5$ , на втором участке (формула 31):

$$I_{\text{Торм ч 2}} = 1,5 \cdot \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{3 \cdot \Delta U}{100} + \gamma \right), \quad (31)$$

$$I_{\text{Торм ч 2}} = 1,5 \cdot \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,46 \text{ о. е.}$$

Расчет уставки второго участка (формула 32):

$$I_{\text{ДЗТ 2 ч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ДЗТ ч 2}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{ДЗТ 2 ч}} = 1,2 \cdot 0,46 = 0,55 \text{ о. е.}$$

Уставка коэффициента торможения второго участка  $K_{\text{Торм 2}}$  (формула 33):

$$K_{\text{Торм } 2} = I_{\text{ДЗТ } 2 \text{ ч}} - I_{\text{ДЗТ нач ч}}, \quad (33)$$

$$K_{\text{Торм } 2} = 0,55 - 0,3 = 0,25 \text{ о. е.}$$

Ток ДТО  $I_{\text{ДТО ч}}$  (формула 34):

$$I_{\text{ДТО ч}} = 1,2 \cdot \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + \gamma \right) \cdot \frac{I_{\text{макс прив}}^{\text{НН}}}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{ДТО ч}} = 1,2 \cdot \left( 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) \cdot \frac{1752,20}{316,29} = 2,35 \text{ о. е.}$$

Уставка коэффициента торможения третьего участка  $K_{\text{Торм } 3}$  (формула 35):

$$K_{\text{Торм } 3} = \frac{I_{\text{ДТО ч}} - I_{\text{ДЗТ ч } 2}}{I_{\text{к торм}} - I_{\text{НОМ Тр}}}, \quad (35)$$

$$K_{\text{Торм } 3} = \frac{2,35 - 0,55}{4,85 - 1,5} = 0,54 \text{ о. е.}$$

## 9.8 Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

«Для проверки чувствительности ДЗТ необходимо рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН (формула 36)» [3]:

$$I_{\text{к мин прив}}^{\text{НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{\text{Ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С мин}} + X_{\text{Т макс}})}, \quad (36)$$

$$I_{\text{к мин прив}}^{\text{НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (20 + 56,85)} = 748,19 \text{ А.}$$

«Определить коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ для наименьшего из полученных токов (формула 37)» [3]

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К мин прив}}^{\text{НН}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ДЗТ нач}}}, \quad (37)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{748,19 \cdot (1 - 0,1)}{316,29 \cdot 0,3} = 7,10 \text{ о. е.}$$

Согласно ПУЭ, коэффициент чувствительности защиты должен быть более 2. Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ [10].

### 9.9 Выбор уставки сигнализации небаланса

«Относительный расчётный ток небаланса, соответствующий максимальному рабочему току» [3] (формула 38):

$$I_{\text{НБ отсн}} = 1 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{рег1}} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma), \quad (38)$$

$$I_{\text{НБ отсн}} = 1 \cdot \left( K_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \cdot k_{\text{ток1}} + \gamma \right),$$

$$I_{\text{НБ отсн}} = 1 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,31 \text{ о. е.}$$

Уставка сигнализации небаланса (формула 39):

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ отсн}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{НБ}} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34 \text{ о. е.}$$

В соответствии руководством по эксплуатации блока БМРЗ уставка сигнализации небаланса задана коэффициентом  $K_{\text{НБ}}$  (формула 40):

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТ нач}}}, \quad (40)$$

$$K_{\text{НБ}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,13 \text{ о. е.}$$

### 9.10 Выбор уставок блокирования дифференциальной токовой защиты при возникновении броска тока намагничивания

«Уставку информационного признака блокирования (ИПБ) принять равной  $K_{\text{ИПБ}} = 0,15$  о. е. Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования принять равной  $T_{\text{ПБ}} = 2$  с» [3].

В таблице 6 сведены уставки релейной защиты БМРЗ-ТД-10-30-21 НТЦ «Механотроника».

Таблица 6 – Уставки БМРЗ-ТД-10-30-2

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I_{\text{НОМ макс}}^{\text{ВН}}$	1,0
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I_{\text{НОМ макс}}^{\text{НН}}$	0,5
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{\text{ДТО БТН}}$	4,0
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{\text{НБ}}$	1,13
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{\text{ДЗТ нач}}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$K_{\text{Торм 2}}$	0,44
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	$K_{\text{Торм 3}}$	0,97
Информационный признак блокирования, о. е.	$K_{\text{ИПБ}}$	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования, с	$T_{\text{ПБ}}$	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ, о. е.	$I_{\text{ДЗТ нач ч}}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка «чувствительного» органа ДЗТ	$K_{\text{Торм 2}}$	0,25
Коэффициент торможения третьего участка «чувствительного» органа ДЗТ	$K_{\text{Торм 3}}$	0,54

На рисунке 8 представлена характеристики ДТО, ДЗТ и чувствительного органа ДЗТ.

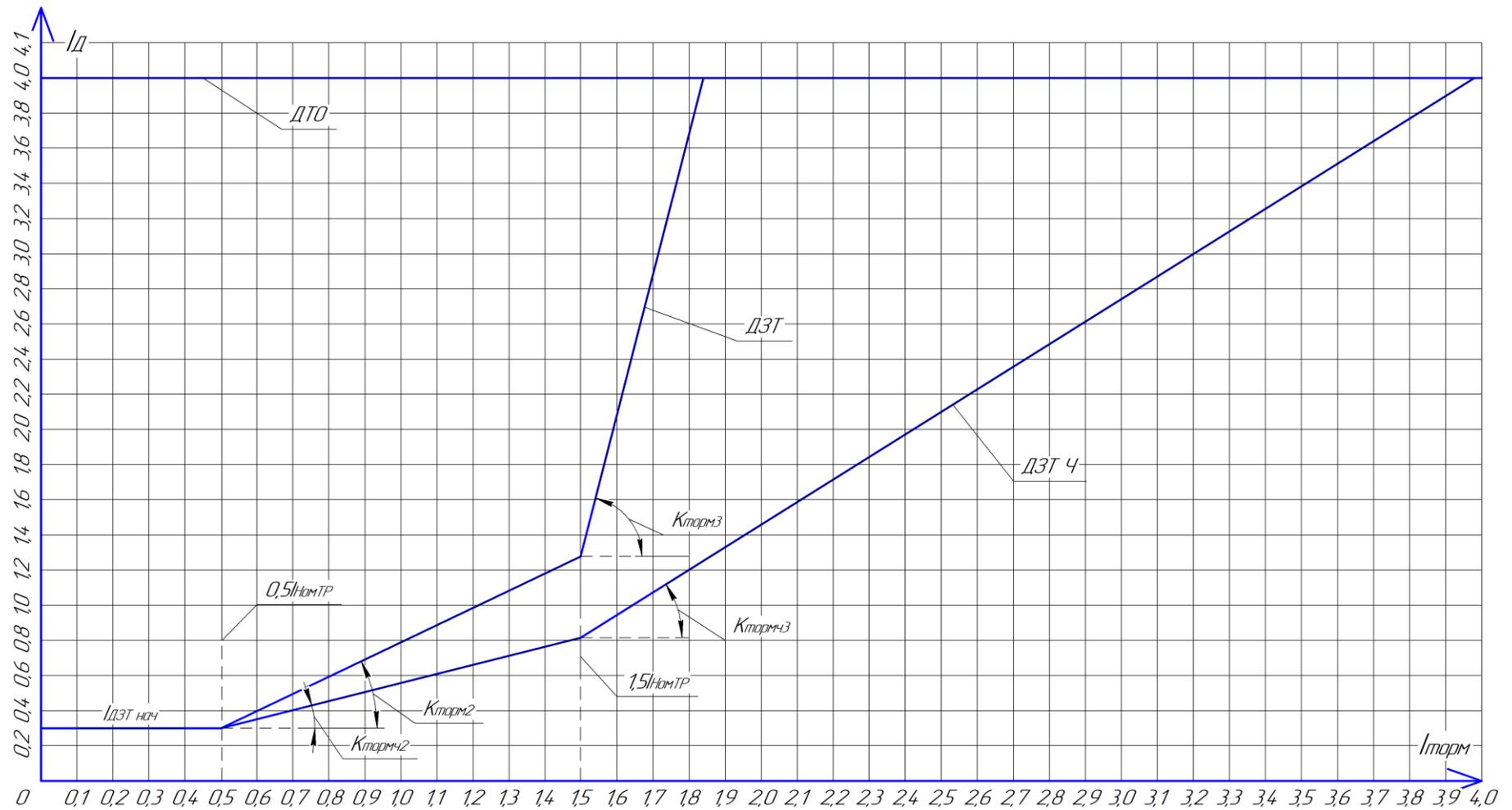


Рисунок 8 – Характеристики DTO, ДЗТ и чувствительного органа ДЗТ

## 9.11 Газовая защита

Газовая защита обеспечивает трансформатор от внутренних «повреждений». Они протекают с выделением большого количества газа или интенсивным движением потока масла из бака в расширитель, так как масло внутри трансформатора [3] выступает дугогасящей средой при коротком замыкании между витками.

«Функциональная схема алгоритма работы газовой защиты представлена на рисунке 9. В блоке обеспечивается исполнение сигналов срабатывания двух ступеней газовой защиты трансформатора по сигналам ГЗ Тр. 1 ст. и ГЗ Тр. 2 ст.» [3].

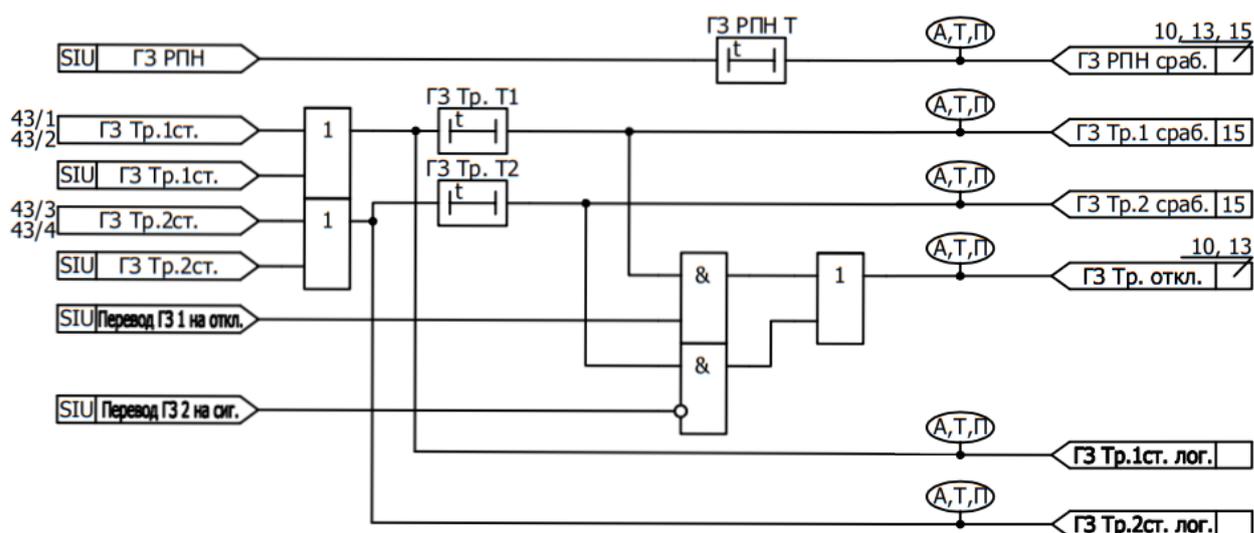


Рисунок 9 – Логическая схема работы газовой защиты

«Срабатывание осуществляется с соответствующими выдержками времени, заданными уставками, которые устанавливаются заводом производителем» [3].

В блоке также обеспечивается исполнение сигнала срабатывания газовой защиты устройства РПН по логическому входу ГЗ РПН (с действием

на отключение). Срабатывание осуществляется с выдержкой времени, заданной уставкой ГЗ РПН Т.

Вывод: в качестве основной защиты силового трансформатора был выбран МП блок БМРЗ-ТД-12-20-21, работающий на переменном напряжении 220 В.

Были произведены расчеты:

- коротких замыканий на сторонах ВН и НН силового трансформатора;
- «уставка срабатывания дифференциальной токовой отсечки, предназначенной для срабатывания на отключение силового трансформатора при критическом значении разницы токов низшего и высшего напряжения. (при четырехкратном превышении номинального значения)» [3];
- уставки срабатывания дифференциальной защиты с торможением и ее чувствительного органа.

## 10 Резервные защиты силового трансформатора

Набор резервных защит реализован на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-01-ОМ-51.

Среди предусмотренных видов защит в данном блоке были выбраны следующие:

- максимальная токовая защита (МТЗ при недостаточной чувствительности применяется с пуском по напряжению);
- защита от перегрузки.

Исходные данные, представленные в таблице 7 для расчета резервных защит, были взяты из пункта 9.

Таблица 7 – Исходные и каталожные данные

Параметр	Обозначение	Значение
Схема и группа соединения обмоток	$Y_n/\Delta/\Delta-11-11$	–
Номинальная мощность трансформатора, МВА	$S_{T,НОМ}$	63
Средне-номинальное значение напряжения на стороне ВН, кВ	$U_{T,НОМ}^{ВН}$	115
Средне-номинальное значение напряжения на стороне НН <sub>1</sub> , кВ	$U_{T,НОМ}^{НН1}$	10,5
Средне-номинальное значение напряжения на стороне НН <sub>2</sub> , кВ	$U_{T,НОМ}^{НН2}$	10,5
Напряжение короткого замыкания при низшем положении РПН, %	$u_k \text{ ВН-НН мин}$	18,54
Напряжение короткого замыкания при высшем положении РПН, %	$u_k \text{ ВН-НН макс}$	20,12
РПН на стороне ВН, $n = 19, \Delta U = 1,78 \%$		
Минимальное сопротивление системы, Ом	$X_{с \text{ мин}}$	20
Максимальное сопротивление системы, Ом	$X_{с \text{ макс}}$	10
Средне-номинальное напряжение системы, кВ	$U_{Ср \text{ ном}}^{ВН}$	115
Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне ВН	$K_{ТТ}^{ВН}$	120
Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН	$K_{ТТ}^{НН}$	600
Коэффициент трансформации трансформатора собственных нужд	$K_{ТСН}$	40
Напряжение ВН трансформатора при низшем положении РПН, кВ	$U_{\text{мин}}^{ВН}$	96,6

Продолжение таблицы 7

Напряжение ВН трансформатора при высшем положении РПН, кВ	$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}}$	126
Сопротивление трансформатора при низшем положении РПН, Ом	$X_{T \text{ мин}}$	27,89
Сопротивление трансформатора при высшем положении РПН, Ом	$X_{T \text{ макс}}$	56,85
Номинальный ток стороны ВН трансформатора, А	$I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{ВН}}$	316,29
Номинальный ток стороны НН трансформатора, А	$I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{НН}}$	3464,1

### 10.1 Расчет уставок максимальной токовой защиты

«В формуле 41 представлен расчет уставки срабатывания первичного тока МТЗ:

$$I_{\text{с.з.МТЗ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (41)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки;

$k_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей. По рекомендации производителя при отсутствии данных о характере нагрузки может быть принят равным от 3 до 5;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{\text{раб.макс}}$  – первичное значение максимального рабочего тока трансформатора в месте установки защиты, А» [3]

«По рекомендации производителя при отсутствии данных о нагрузке может быть принят равным номинальному первичному току стороны ВН трансформатора» [3]. Максимальная токовая защита трансформатора устанавливается со стороны питания.

Расчет уставки МТЗ:

$$I_{с.з.МТЗ} = \frac{1,1 \cdot 5}{0,95} \cdot 316,29 = 1831,15 \text{ А.}$$

«Расчет первичного тока трехфазного КЗ в точке К<sub>2</sub> (рисунок 7), протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в минимальном режиме работы энергосистемы, представлен в формуле 42» [3]:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{Ср\ ном}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С\ мин} + X_{Т\ макс})}, \quad (42)$$
$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (20 + 56,85)} = 863,96 \text{ А.}$$

По формуле 43 рассчитать ток двухфазного КЗ в точке К<sub>2</sub>:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (43)$$
$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 863,96 = 748,21 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ (формула 44):

$$k_{ч\ МТЗ} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ}}, \quad (44)$$
$$k_{ч\ МТЗ} = \frac{748,21}{1831,15} = 0,41.$$

Согласно ПУЭ, коэффициент чувствительности резервной защиты шин должен превышать значение 1,5. Коэффициент чувствительности  $k_{ч\ МТЗ}$

не удовлетворяет требованиям, поэтому необходимо применение МТЗ с пусковым органом по напряжению (ПОН).

«Расчет уставки МТЗ с пуском по напряжению представлен в формуле 45. Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению» [3]:

$$I_{с.з.МТЗ\ ПОН} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (45)$$

$$I_{с.з.МТЗ\ ПОН} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 316,29 = 366,23 \text{ А.}$$

«Уставка срабатывания по напряжению выбирается наименьшая из двух условий: возврата реле после отключения внешнего КЗ (формула 46), отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей (формула 47):

$$U_{с.з.1} = \frac{U_{мин}}{k_{отс} \cdot k_B}, \quad (46)$$

где  $U_{мин}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным  $U_{Т.НОМ}^{НН} \cdot 0,85$ ,

$k_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки,

$k_B = 0,95$  – коэффициент возврата » [3].

$$U_{с.з.2} = \frac{U_{сзп}}{k_{отс}}, \quad (47)$$

«где  $U_{сзп}$  – междуфазное напряжение в месте установки пускового органа напряжения в условиях самозапуска заторможенных двигателей при

включении их от АПВ или АВР. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно  $U_{Т.НОМ}^{НН} \cdot 0,7$ » [3].

Расчет уставок срабатывания по напряжению:

$$U_{с.з.1} = \frac{0,85 \cdot 10,5}{1,2 \cdot 0,95} = 7,83 \text{ кВ},$$

$$U_{с.з.2} = \frac{0,7 \cdot 10,5}{1,2} = 6,13 \text{ кВ},$$

$$U_{с.з.2} = 6,13 \text{ кВ} < U_{с.з.1} = 7,83 \text{ кВ}.$$

В качестве  $U_{с.з.}$  выбирается  $U_{с.з.2} = 6,13 \text{ кВ}$ .

«Уставка срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитана из условия отстройки от напряжения небаланса по формуле 48» [3]:

$$U_{2с.з.} = K_{нб} \cdot U_{Т.НОМ}^{НН} \quad (48)$$

Где  $K_{нб} = 0,06$  – коэффициент небаланса

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot 10,5 = 0,63 \text{ кВ}.$$

Проверка чувствительности после установки ПОН (формула 49):

$$k_{ч \text{ МТЗ ПОН}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з. \text{ МТЗ ПОН}}}, \quad (49)$$

$$k_{ч \text{ МТЗ ПОН}} = \frac{748,21}{366,23} = 2,04.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

«Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих

элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени наиболее чувствительной ступени» [3].

Исходя из элемента карты уставок, наиболее чувствительным предыдущим элементом является МТЗ с  $I_{с.з.МТЗ} = 720 \text{ А}$ ,  $t_{с.з.} = 2 \text{ сек}$ .

Согласно руководству по эксплуатации МП блока БМРЗ-ТР-01-ОМ-51 ступень селективности принять равной  $\Delta t = 0,3 \text{ сек}$ . Время срабатывания МТЗ с ПОН на стороне ВН (формула 50):

$$t_{с.з.МТЗ \text{ ПОН}} = \Delta t + t_{с.з.}, \quad (50)$$
$$t_{с.з.МТЗ \text{ ПОН}} = 0,3 + 2 = 2,3 \text{ сек}.$$

## 10.2 Расчет уставки защиты от перегрузки

«Ток срабатывания защиты от перегрузки определен из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора (формула 51):

$$I_{с.з.перегруз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (51)$$
$$I_{с.з.перегруз} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 316,29 = 349,58 \text{ А}.$$

Согласно руководству по эксплуатации, защита от перегрузки на сигнал отстраивается с выдержкой времени  $t_{с.з.перегруз} = 10 \text{ секунд}$ » [3].

## 10.3 Пересчет уставок во вторичные значения

«В блоке БМРЗ-ТР-01-ОМ-51 применен алгоритм "цифрового треугольника" для удаления тока нулевой последовательности, что обеспечивает отстройку пусковых органов МТЗ от токов нулевой последовательности при КЗ на землю в питающей сети, которые могут

приводить к излишнему срабатыванию защиты. При выполнении расчета уставок МТЗ следует применять коэффициент схемы  $k_{сх} = \sqrt{3}$ » [3].

В качестве трансформатора напряжения использован трансформатор собственных нужд ТНЗ-40/10/0,25 с коэффициентом трансформации  $K_{ТН} = 40$ . Расчеты вторичных токов и напряжений для уставок представлены в формулах 52 и 53:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_{ТТ}} \cdot \sqrt{3}, \quad (52)$$

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{K_{ТН}}. \quad (53)$$

Пересчет уставок по вторичные значения:

$$I_{с.р.МТЗ \text{ ПОН}} = \frac{366,23}{120} \cdot \sqrt{3} = 5,28 \text{ А},$$

$$I_{с.р. \text{ перегруз}} = \frac{349,58}{120} \cdot \sqrt{3} = 5,05 \text{ А},$$

$$U_{с.р.} = \frac{6130}{40} = 153,25 \text{ В},$$

$$U_{2с.р.} = \frac{630}{40} = 15,75 \text{ В}.$$

Вывод: в качестве устройства обеспечивающего резервную защиту силового трансформатора был выбран МП блок БМРЗ-ТР-01-ОМ-51. Были произведены расчеты уставок срабатывания МТЗ с пуском по напряжению, защиты от перегрузки.

## 11 Расчет релейной защиты секционного выключателя

Защита секционного выключателя (СВ) реализована на основе типового шкафа защиты и автоматики секционного выключателя 6-35 кВ ШЭ-МТ-013 с применением МП блока защиты типа БМРЗ-152-КСЗ.

Данный МП блок может обеспечивать необходимую защиту за счет широкого набора реализуемых функций, как релейной защиты, так и автоматического управления секционным выключателем.

В качестве основной защиты СВ была выбрана независимая МТЗ.

Для отстройки уставки срабатывания МТЗ на СВ допустимо использовать номинальное значение тока на одной из расщепленных обмоток трансформатора, то есть половину от номинального тока стороны НН (формула 54):

$$I_{\text{макс раб СВ}} = \frac{I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{НН}}}{2}, \quad (54)$$

где  $I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{НН}}$  – номинальный ток стороны НН трансформатора, А.

Расчет половины номинального тока стороны НН:

$$I_{\text{НОМ Тр}}^{\text{НН1(2)}} = I_{\text{макс раб СВ}} = \frac{3464,1}{2} = 1732,1 \text{ А.}$$

Расчет токовой уставки срабатывания МТЗ секционного выключателя представлен в формуле 55:

$$I_{\text{МТЗ СВ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{макс раб СВ}}, \quad (55)$$
$$I_{\text{МТЗ СВ}} = \frac{1,1 \cdot 3}{0,95} \cdot 1732,1 = 6016,77 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ (формула 56):

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К макс}}^{\text{НН}}}{I_{\text{МТЗ СВ}}}, \quad (56)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{19190,76}{6016,77} = 2,76.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Согласно карте уставок ГПП-3 на СВ установлен ТТ с коэффициентом трансформации  $K_{\text{ТТ}} = \frac{1000}{5}$ . Пересчет уставки срабатывания МТЗ во вторичное значение (формула 57):

$$I_{\text{с.р.МТЗ}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (57)$$
$$I_{\text{с.р.МТЗ СВ}} = \frac{6016,77}{\frac{1000}{5}} = 30,08 \text{ А.}$$

Благодаря автоматике МП блока БМРЗ-152-КСЗ, при отключении ВВ шины 10 кВ каждый из секционных практически мгновенно получает команду на включение.

Выдержка времени  $t_{\text{с.р.МТЗ СВ}}$  принимается равной минимальной ступени селективности 0,3 секунды, ввиду не зависимости срабатывания МТЗ.

Вывод: в качестве устройства обеспечивающего релейную защиту секционного выключателя был выбран МП блок БМРЗ-152-КСЗ. Были произведены расчет уставки срабатывания МТЗ.

## 12 Расчет релейной защиты вводного выключателя 10 кВ

Релейная защита вводного выключателя (ВВ) ВМ-1В-1Т-2500 10 кВ реализована на базе МП блока БМРЗ-152-КСЗ-01. Среди предложенного списка защит был произведен выбор двухступенчатой МТЗ.

Для расчета первой ступени в качестве рабочего тока было выбрано номинальное значение тока на одной из расщепленных обмоток трансформатора, то есть половину от номинального тока стороны НН, равный  $I_{НОМ Тр}^{НН1(2)} = 1732,1$  А (значение взято из пункта 11).

Расчет токовой уставки первой ступени срабатывания МТЗ вводного выключателя представлен в формуле 58:

$$I_{МТЗ ВВ}^I = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{НОМ Тр}^{НН1(2)} \quad (58)$$
$$I_{МТЗ ВВ}^I = \frac{1,1 \cdot 3}{0,95} \cdot 1732,1 = 6016,77 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ (формула 59):

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К \text{ макс}}^{НН}}{I_{МТЗ ВВ}^I}, \quad (59)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19190,76}{6016,77} = 2,76.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Выдержка времени  $t_{с.р. ВВ}^I$  принимается равной минимальной ступени селективности 0,3 секунды.

Вторая ступень МТЗ вводного выключателя отстраивается от максимально рабочего тока  $I_{\text{раб макс ВВ}}$ . Значение  $I_{\text{раб макс ВВ}}$  является суммой

токов активных фидеров. Данные токов на фидерах с датчиков измерительной системы ГПП-3 представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Показания датчиков ГПП-3 секция 1

Объект	Единица измерения	Контрольная точка	Обозначение	Значение
ГПП-3 секция 1	А	«Фидер № 11»	$I_{\phi 11}$	336
ГПП-3 секция 1	А	«Фидер № 17»	$I_{\phi 17}$	510
ГПП-3 секция 1	кВ	«Фидер № 11»	$U_{\phi 11}$	9,9

Сумма токов на фидерах представлена в формуле 60:

$$I_{\text{раб макс ВВ}} = I_{\phi 11} + I_{\phi 17}, \quad (60)$$

где  $I_{\phi 11}$  – рабочий ток отходящей линии «фидер №11», А;

$I_{\phi 17}$  – рабочий ток отходящей линии «фидер №17», А.

$$I_{\text{раб макс ВВ}} = 336 + 510 = 846 \text{ А.}$$

Расчет токовой уставки первой ступени срабатывания МТЗ вводного выключателя представлен в формуле 61:

$$I_{\text{МТЗ ВВ}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб макс ВВ}}, \quad (61)$$

$$I_{\text{МТЗ ВВ}}^{\text{II}} = \frac{1,1 \cdot 3}{0,95} \cdot 846 = 2938,74 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ (формула 62):

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К макс}}^{\text{НН}}}{I_{\text{МТЗ ВВ}}^{\text{I}}}, \quad (62)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19190,76}{2938,74} = 5,66.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Выдержка времени  $t_{с.р.ВВ}^{II}$  принимается равной сумме времени срабатывания первой ступени и ступени селективности (формула 63):

$$t_{с.р.ВВ}^{II} = t_{с.р. ВВ}^I + \Delta t, \quad (63)$$
$$t_{с.р.ВВ}^{II} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ сек.}$$

Согласно карте уставок ГПП-3 на вводном выключателе (ВВ) ВМ-1В-1Т-2500 10 кВ установлен ТТ с коэффициентом трансформации  $K_{ТТ} = \frac{3000}{5}$  [20].

Пересчет уставок срабатывания МТЗ во вторичные значения (формула 64):

$$I_{с.р.МТЗ} = \frac{I_{МТЗ}}{K_{ТТ}}, \quad (64)$$
$$I_{с.р. МТЗ ВВ}^I = \frac{6016,77}{\frac{3000}{5}} = 10,03 \text{ А,}$$
$$I_{с.р. МТЗ ВВ}^{II} = \frac{2938,74}{\frac{3000}{5}} = 4,9 \text{ А.}$$

Вывод по разделу: были посчитаны уставки срабатывания основных защит вводного выключателя. Уставка срабатывания первой ступени также применима для остальных вводных выключателей, уставку срабатывания второй ступени возможно рассчитать по такой же методике.

### 13 Расчет уставок релейной защиты отходящей линии 10 кВ

В данном пункте произведен расчет для одной отходящей линии. Расчет остальных линий производится по идентичной методике.

Релейная защита отходящей линий реализована на основе типового шкафа защиты и автоматики линии 6-35 кВ типа ШЭ-МТ-015. В качестве МП блока также используется БМРЗ-152-КСЗ.

В качестве основных защит были выбраны: токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, МТЗ с независимой выдержкой времени [16].

Отходящая линия «фидер №17» питает дуговую сталеплавильную печь №6 номинальной мощностью 15 МВА. Питание осуществляется по кабелю ААШВ-10 3x150 мм<sup>2</sup>. Для определения уставок необходимо рассчитать трехфазное короткое замыкание. Электрическая схема и схема замещения представлены на рисунке 10.

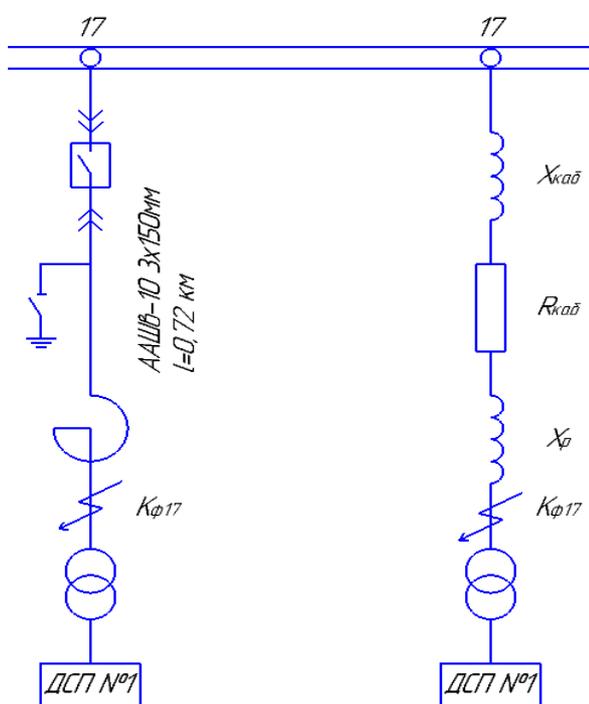


Рисунок 10 – Электрические схемы для расчета короткого замыкания на отходящей линии «фидер №17»

Исходные данные для расчета сопротивлений представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета короткого замыкания

Наименование	Обозначение	Значение
Средне номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ср ном}}$	10,5
Активное сопротивление, Ом/км	$R_{\text{пог}}$	0,206
Индуктивное сопротивление, Ом/км	$X_{\text{пог}}$	0,059
Протяженность кабельной линии, км	$L$	0,72
Напряжение короткого замыкания реактора, %	$U_{\text{к}}$	8
Номинальный ток, А	$I_{\text{н}}$	500

Расчет полного сопротивления кабельной линии (формула 65):

$$Z_{\text{к.л.}} = L \cdot \sqrt{R_{\text{пог}}^2 + X_{\text{пог}}^2}, \quad (65)$$

где  $L$  – Протяженность кабельной линии, км;

$R_{\text{пог}}$  – Активное сопротивление, Ом/км;

$X_{\text{пог}}$  – Индуктивное сопротивление, Ом/км.

$$Z_{\text{к.л.}} = 0,72 \cdot \sqrt{0,206^2 + 0,059^2} = 0,154 \text{ Ом.}$$

Расчет сопротивления токоограничивающего реактора (формула 66):

$$X_{\text{р}} = \frac{10 \cdot U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{н}}}, \quad (66)$$

где  $U_{\text{ср ном}}$  – средне номинальное напряжение на шинах отходящих линий.

$$X_{\text{р}} = \frac{10 \cdot 8 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,97 \text{ Ом.}$$

Сумма сопротивлений линии «фидер №17» (формула 67):

$$X_{\phi 17} = Z_{к.л.} + X_p, \quad (67)$$

$$X_{\phi 17} = 0,154 + 0,97 = 1,12 \text{ Ом.}$$

Расчеты трехфазного и двухфазного короткого замыкания в точке  $K_{\phi 17}$  представлены в формулах 68 и 69 соответственно:

$$K_{\phi 17}^{(3)} = \frac{U_{ср ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{\phi 17}}, \quad (68)$$

$$K_{\phi 17}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot K_{\phi 17}^{(3)}, \quad (69)$$

$$K_{\phi 17}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,12} = 5412,66 \text{ А,}$$

$$K_{\phi 17}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5412,66 = 4687,5 \text{ А.}$$

Расчет срабатывания уставки ТО представлен в формуле 70:

$$I_{с.з.}^I = k_{отс} \cdot K_{\phi 17}^{(3)}, \quad (70)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки токовой отсечки, который принимается от 1,1 до 1,3.

$$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 5412,66 = 7036,46 \text{ А.}$$

ТО отстраивается с нулевой выдержкой времени.

Рабочий максимальный ток на линии «фидер №17» взят из пункта 12.

Расчет срабатывания МТЗ (формула 71):

$$I_{с.з.}^{II} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{\phi 17}, \quad (71)$$

$$I_{с.з.}^{II} = \frac{1,1 \cdot 3}{0,95} \cdot 510 = 1771,58 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ на линии «фидер №17» (формула 72):

$$k_{ч} = \frac{K_{\phi 17}^{(2)}}{I_{с.з.}^{II}}, \quad (72)$$

$$k_{ч} = \frac{4687,5}{1771,58} = 2,65.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Выдержка времени  $t_{с.р.}^{II}$  принимается равной сумме времени срабатывания предыдущей максимально чувствительной защиты и степени селективности.

Предыдущей максимально чувствительной защитой является вторая ступень защиты вводного выключателя с временем срабатывания  $t_{с.р.ВВ}^{II}$  0,6 секунд. Расчет времени срабатывания (формула 73):

$$t_{с.р.ВВ}^{II} = t_{с.р.ВВ}^{II} + \Delta t, \quad (73)$$

$$t_{с.р.ВВ}^{II} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ сек.}$$

Согласно карте уставок ГПП-3 на линии «фидер №17» установлен ТТ с коэффициентом трансформации  $K_{ТТ} = \frac{1500}{5}$ . Пересчет уставок срабатывания МТЗ во вторичные значение (формула 74):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_{ТТ}}, \quad (74)$$

$$I_{с.р.}^I = \frac{7036,46}{\frac{1500}{5}} = 23,46 \text{ А,}$$

$$I_{с.р.}^{II} = \frac{1771,58}{\frac{1500}{5}} = 5,9 \text{ А.}$$

Вывод: в качестве релейной защиты отходящей линии «фидер №17» был выбран МП блок БМРЗ-152-КСЗ, работающий на переменном напряжении 220 В.

Были произведены расчеты:

- трехфазного и двухфазного короткого замыкания в конце линии «фидер №17»;
- уставки срабатывания токовой отсечки, предназначенной для срабатывания на отключение линии «фидер №17»; при критическом значении тока;
- уставки срабатывания МТЗ;
- вторичные значения уставок.

## Заключение

Целью выпускной квалификационной работы являлось улучшение эксплуатационных характеристик релейной защиты с применением микропроцессорных систем ГПП 110 кВ автомобильного предприятия.

В данной работе были рассмотрены защиты для силового трансформатора, секционного выключателя, отходящей линии 10 кВ.

Для реализации релейной защиты силовых трансформаторов, установленных на ГПП-3, были выбраны следующие виды защит:

- дифференциальная токовая отсечка (ДТО);
- дифференциальная защита с торможением (ДЗТ);
- газовая защита;
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- защита от перегрузки.

Для реализации релейной защиты силового трансформатора выбран шкаф «ШЭ-МТ-022 от производителя НТЦ «Механотроника». Данное устройство предназначено для выполнения функций основной и резервной защиты силового трансформатора, управлением выключателем на стороне высшего напряжения, а также функции защиты, автоматики и управления вводным выключателем.

Для защиты силового трансформатора были выбраны следующие комплекты:

- комплект основной защиты трансформатора 110-220 кВ, реализованный на микропроцессорном блоке типа БМРЗ-ТД;
- комплект резервной защиты трансформатора 110-220 кВ, реализованный на микропроцессорном блоке типа БМРЗ-ТР;
- два комплекта защиты и автоматики ввода» [3] 6-35 кВ, реализованные на микропроцессорном блоке типа БМРЗ-152-КСЗ.

Были рассчитаны токи КЗ на сторонах ВН и НН и выбраны соответствующие значения для ПТН, а также уставки срабатывания ДТО, ДЗТ, МТЗ с пуском по напряжению и защиты от перегрузки.

Защита секционного выключателя (СВ) реализована на основе типового шкафа защиты и автоматики секционного выключателя 6-35 кВ ШЭ-МТ-013 с применением МП блока защиты типа БМРЗ-152-КСЗ.

В качестве основной защиты СВ была выбрана независимая МТЗ.

Был произведен расчет уставок релейных защит отходящей линии «фидер №17». Расчет остальных линий производится по идентичной методике.

Релейная защита отходящей линий реализована на основе типового шкафа защиты и автоматики линии 6-35 кВ типа ШЭ-МТ-015. В качестве МП блока также используется БМРЗ-152-КСЗ.

В качестве основных защит были выбраны: токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, МТЗ с независимой выдержкой времени.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Москва: «Высшая школа» 1991. 485 с.
2. Беркович М. А. Справочник по релейной защите. 2020. 376 с.
3. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД, Руководство по эксплуатации ДИВГ.648228.070-20 РЭ. Санкт-Петербург: НТЦ "Механотроника" 2011. 41 с.
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Модель дифференциальной токовой защиты силового трансформатора Тольятти: Изд-во ТГУ, 2012. 39 с.
5. Гуревич, В. И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность. 2008. 62 с.
6. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. 2020. 320 с.
7. Кокин С.Е., С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа Схемы электрических соединений подстанций. Екатеринбург Издательство Уральского университета 2015. 99 с.
8. Методы повышения надежности электроснабжения и устойчивости работы предприятий с непрерывными технологическими процессами [Электронный ресурс]. URL: <http://www.dslib.net/elektrotex-kompleksy/metody-povysheniya-nadezhnosti-jelektrosnabzhenija-i-ustojchivosti-raboty-predpriyatij-s.html> (дата обращения: 11.10.2024).
9. Механотроника интеллектуальные устройства релейной защиты [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mtrele.ru/> (дата обращения: 15.10.2024).
10. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
11. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. РД 153-34.0-35.648-01. 2001. 22 с.

12. Самолина О. В., Вахнина В. В. Релейная защита: практикум. Тольятти издательство Тольяттинского государственного университета 2023. 58 с.
13. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения 18.05.2025).
14. Федоров В. А. Библия релейной защиты и автоматики. 2004. 277 с.
15. Чернобровов Н. В., Семёнов В. А. Релейная защита энергетических систем. Москва: «Энергоатомиздат» 1998. 791 с.
16. Antoun C. High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection // 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Perth, WA, Australia, 2018, pp. 1-6.
17. Gotte N., Krampert T., Nikolic P.G. Series Connection of Gas and Vacuum Circuit Breakers as a Hybrid Circuit Breaker in High-Voltage Applications //in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 48, no. 7, pp. 2577-2584.
18. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
19. Sousa H.F.S., de Oliveira A.C., de Santana H.N., da Costa E.G., Ferreira T.V. Analysis of Alternative Parameters of Dynamic Resistance Measurement in High Voltage Circuit Breakers // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Athens, Greece, 2018, pp. 1-4.
20. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017, 368 p.