

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем  
электроснабжения  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Модернизация релейной защиты и автоматики в закрытом распределительном устройстве 6 кВ ГПП химического предприятия»

Студент	<u>К.В. Анисимов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Научный руководитель	<u>А.Н. Черненко</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## Оглавление

Введение.....	3
1. Анализ системы электроснабжения химического промышленного предприятия .....	5
2. Выбор альтернативной базы для модернизации системы релейной защиты и автоматики на ГПП-3.....	13
2.1 Обзор существующей системы релейной защиты и автоматики.....	13
2.2 Выбор системы телемеханики .....	23
2.3 Расчет уставок защиты для силовых трансформаторов 110/6 кВ.....	29
2.4 Расчет уставок защиты для асинхронного двигателя.....	49
2.5 Токовые защиты кабельных линий .....	59
2.6 Расчет уставок защиты для силовых трансформаторов 6/0,4 кВ.....	63
2.7 Порядок монтажа и подключения терминалов БМРЗ.....	66
3. Техничко-экономическое обоснование .....	71
3.1 Товарная продукция.....	71
3.2 Экономический расчет.....	73
Заключение .....	78
Список используемых источников.....	80

## Введение

«Рассматриваемое промышленное химическое предприятие является одной из крупнейших газоперерабатывающих и нефтехимических компаний в России. Топливоно-сырьевой раздел данной компании включает в себя прием и переработку попутного нефтяного газа, транспортировку, фракционирование и дальнейшую переработку определенных видов углеводородного сырья, закупаемого у крупнейших нефтегазовых компаний России, а также маркетинг и продажу топливоно-сырьевых продуктов»[15].

Данный вид деятельности подразумевает использование различного оборудования для переработки нефтехимических продуктов. Соответственно для того чтобы данное оборудование нормально, стабильно функционировало, необходимо обеспечить ему бесперебойную подачу электроэнергии. Ведь речь идёт о производстве с повышенной опасностью, касаемо промышленной безопасности, на котором, в случае аварийной ситуации автоматика и защита или РЗиА, используемая на предприятии, должно сработать безукоризненно. К работе РЗиА предъявляют определенные требования:

- 1) селективность;
- 2) быстроедействие;
- 3) чувствительность;
- 4) надежность.

За все время развития релейной защиты алгоритмы их работы не изменились, изменились лишь элементная база и методы реализации защит. Устройства на микропроцессорной базе имеют свои особенностями. Они компактны. Специальное программное обеспечение реализует работу логики этих устройств. А конструктивно их выполняют из одного или нескольких микропроцессоров, выходных реле, измерительных преобразователей и дискретных входов. Такое вариант исполнения позволил распределить в одном корпусе разные виды защит и связать их на программном уровне, что

позволило уменьшить расходы на материалы для их изготовления и установки. Помимо этого, уменьшились габаритные размеры устройства и его энергопотребление. Конструкция цифровых защит позволяет унифицировать эти устройства и выпускать их с однотипным программным обеспечением. Это упрощает их дальнейшую эксплуатацию на объектах электроснабжения с большим количеством микропроцессорных защит с разными функциями. С помощью программного обеспечения можно задавать и изменять существующие уставки и настройки, а также изменять функций защиты без изменения в схемы. Все сообщения о работе устройства в нормальных и аварийных режимах, кроме того осциллограммы этих событий записываются при помощи встроенного регистратора аварийных и эксплуатационных событий. Благодаря этому можно производить более точный анализ работы защит и аварийных ситуации.

Соответственно выбор темы обоснован тем, чтобы сравнить аналоговые реле с микропроцессорными блоками. Понять какой вариант более перспективный в будущем и какой из них имеет наилучший экономический эффект для предприятия.

Целью диссертационного исследования является модернизация системы релейной защиты на подстанции, находящейся на территории химического промышленного предприятия.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать существующие системы электроснабжения и релейной защиты химического промышленного предприятия;
2. Выбрать необходимое оборудование для системы релейной защиты химического промышленного предприятия;
3. Определить технико-экономические показатели системы релейной защиты химического промышленного предприятия;

## **1 Анализ системы электроснабжения химического промышленного предприятия**

Объектом модернизации системы релейной защиты и автоматики было выбрано промышленное химическое предприятие. Данное предприятие относится к потребителю первой категории надежности электроснабжения, т.к. на нем производятся опасные химические материалы, в связи с этим перебой в работе системы электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей.

На территории предприятия находятся четыре ГПП:

1) ГПП-1 представляет из себя 3-х трансформаторную понизительную подстанцию состоящая из ОРУ-110 кВ, ЗРУ-6 кВ;

2) ГПП-2 представляет из себя 2-х трансформаторную понизительную подстанцию состоящая из ОРУ-110 кВ, ЗРУ-6 кВ;

3) ГПП-3 представляет из себя 2-х трансформаторную понизительную подстанцию состоящая из ОРУ-110 кВ, ЗРУ-6 кВ;

4) ГПП-4 представляет из себя 2-х трансформаторную понизительную подстанцию состоящая из ОРУ-110 кВ, ЗРУ-6 кВ.

На каждой из приведенных выше ГПП присутствует система телемеханики, в данном случае телесигнализации, а также система АИИСКУЭ.

На каждой ГПП, на щите управления присутствует аварийная сигнализация (срабатывание МТЗ, ТО, ДЗТ и т.п.) и предупредительная сигнализация (повышенная  $t^{\circ}\text{C}$  трансформатора, наличие «земли» в цепях постоянного тока и т.п.). Система телемеханики дублирует состояние сигнализации на щите управления, расположенном в диспетчерском отделе в цехе электроснабжения. В том случае если сработает одна из сигнализаций дежурный(оперативный) персонал может своевременно приехать на поврежденный участок и предпринять необходимые действия по ликвидации

проблемы. То есть система телесигнализации является неотъемлемой частью СЭС химического промышленного предприятия.

На данный момент система телемеханика выполнена в таком виде:

Из каждой ячейки КРУ выходит кабель связи, который заходит в шкаф телемеханики, расположенный на территории ЗРУ-6 кВ. Из данного шкафа также выходит кабель связи, который проброшен до цеха электроснабжения (ЦЭС), а именно до диспетчерского отдела.

Данная система состоит из трех уровней:

1) Нижний уровень – ячейка КРУ, а именно её состояние (в каком состоянии находится высоковольтный выключатель (включен, отключен) и т.д.)

2) Шкаф телемеханики (ШТМ) – сигнал, через кабель связи, поступает в ШТМ. В данном шкафу расположены электромагнитные катушки, которые реагирует на поступающий из ячейки КРУ сигнал, «передают» его на следующий уровень.

3) Диспетчерский щит – сигнал, поступающий с подстанции, приходит на другой ШТМ, расположенный в ЦЭС, и уже с него сигнал поступает на диспетчерский щит, где дежурный персонал может следить за состоянием ячеек на подстанциях.

Данная система морально и физически устарела, её также необходимо обновить вместе с системой релейной защиты.

Из вышеперечисленных ГПП, для осуществления модернизации в системе РЗиА была выбрана ГПП-3. Схема электроснабжения ГПП-3 изображена на рисунке 1.

Данная подстанция имеет два ввода по ВН 110 кВ, и четыре ввода НН 6 кВ соответственно.

В качестве линий 110 кВ применяются соответствующие ВЛ:

1) Т-1 – (АС-185) + [МСА ШВУ-3(1х150)], протяженностью 2,74 и 1,74 км, а также номинальным током 510 и 320 А.

2) Т-2 – (АСКП-240) + [МСА ШВУ-3(1х150)], протяженностью 7,65 и 1,74 км, а также номинальным током 610 и 320 А.

В качестве питающих линий 6кВ используются кабельные линии, проложенные на кабельной эстакаде. Данные кабели имеют алюминиевую токопроводящую жилы различных сечений, в зависимости от номинального тока потребления. Наиболее часто используемые марки кабеля:

- 1) ААБ;
- 2) АСБГ;
- 3) АСБ.

Как упоминалось ранее, данный объект относится к первой категории надежности электроснабжения, что подразумевает использование схемы АВР и наличие секционных выключателей. На ГПП-3 используются секционные вакуумные выключатели типа ВВ/TEL.

В качестве высоковольтных выключателей 6кВ, используются как масляные, так и вакуумные выключатели.

Также следует упомянуть наличие анализаторов качества электроэнергии, установленных на стороне НН 6 кВ. Данные анализаторы позволяют удалено от объекта, в данном случае им является ГПП-3, наблюдать за состоянием сети. В случае провала напряжения или срабатывания релейной защиты можно будет, с помощью специального ПО, отследить, как сильно повысился ток или упало напряжения. Данная информация необходима для понимания, было ли это ложное срабатывание защиты или наоборот РЗиА сработала в штатном режиме. На ГПП-3 установлено два таких анализатора, на В-1 и В-4. Это обусловлено тем, что стоимость одного такого анализатора составляет порядка 500 тыс. рублей.

Перед тем как выбрать аналог (замену) существующей системе релейной защиты и автоматики на ГПП-3, её, предварительно, необходимо рассмотреть, то есть понять принцип её действия, а также виды используемых защит (МТЗ, ТО и т.д).

Основными электроприёмниками на ГПП-3 являются асинхронные двигатели, ввода и трансформаторы других подстанций, которые расположены на территории химического промышленного предприятия. Систему релейной защиты данных фидеров можно представить в виде схемы. Данные схемы изображены на рисунке 2 и рисунке 3 соответственно.



# ГПП-3

ОРУ-110/6кВ

6

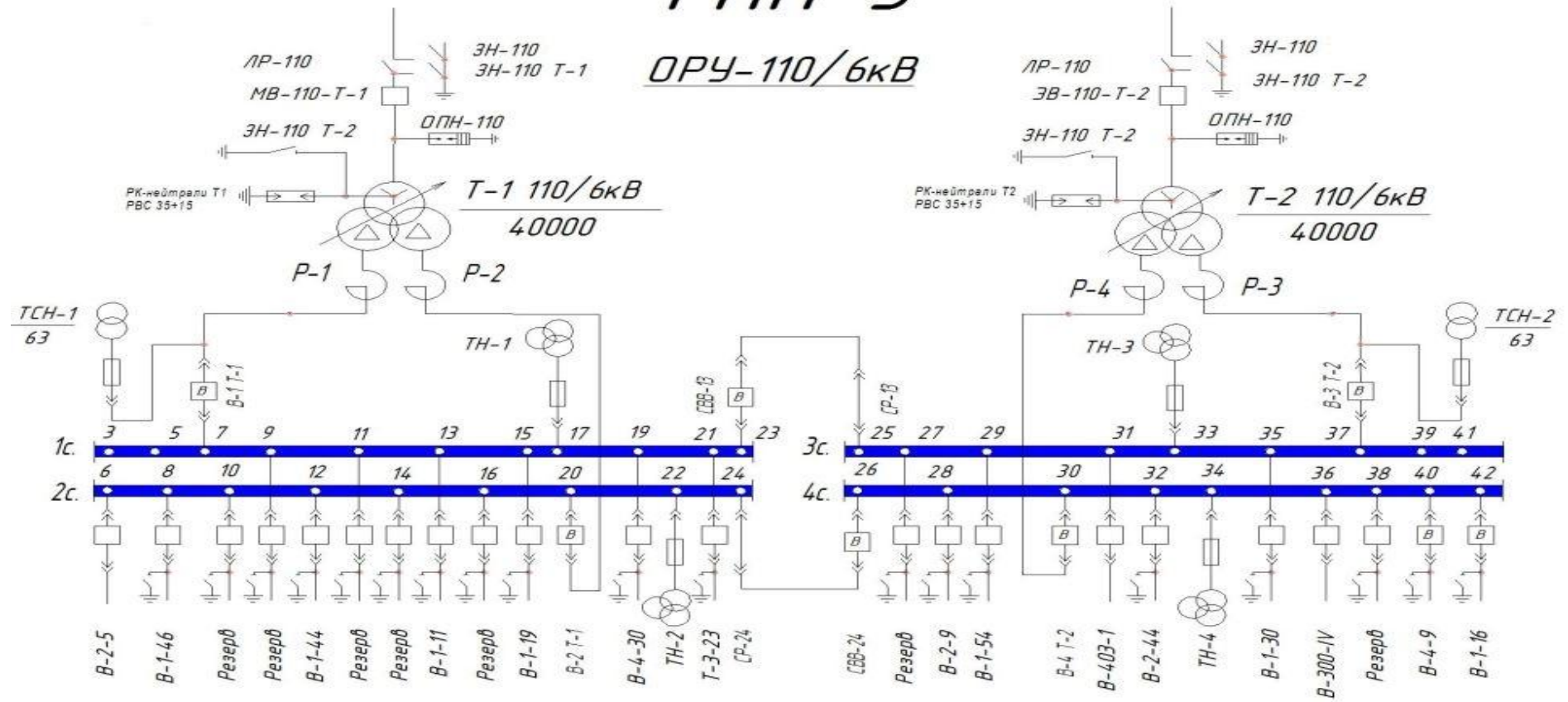


Рисунок 1 – Схема электроснабжения ГПП-3

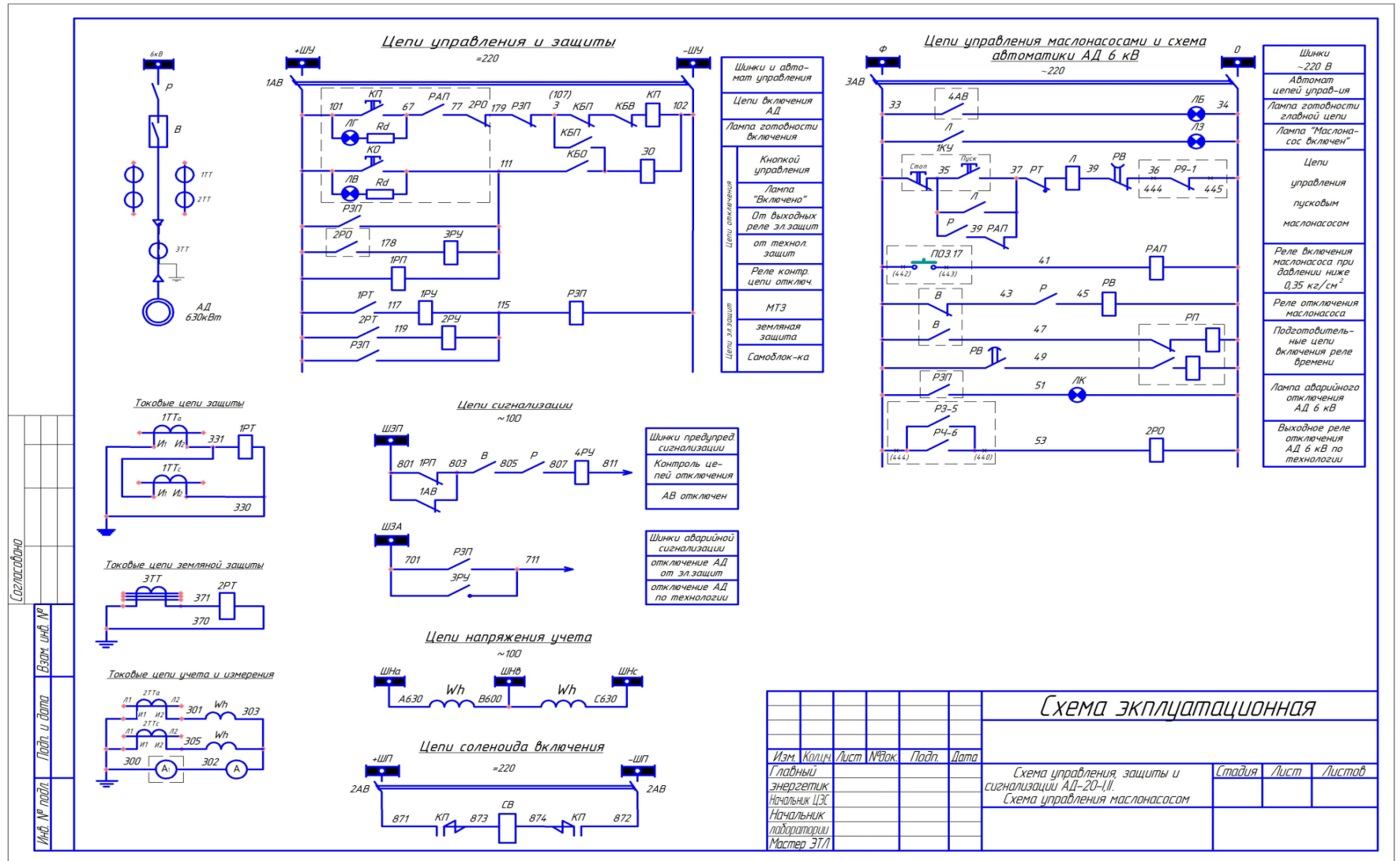


Рисунок 2 – Схема управления защиты и сигнализации асинхронного двигателя

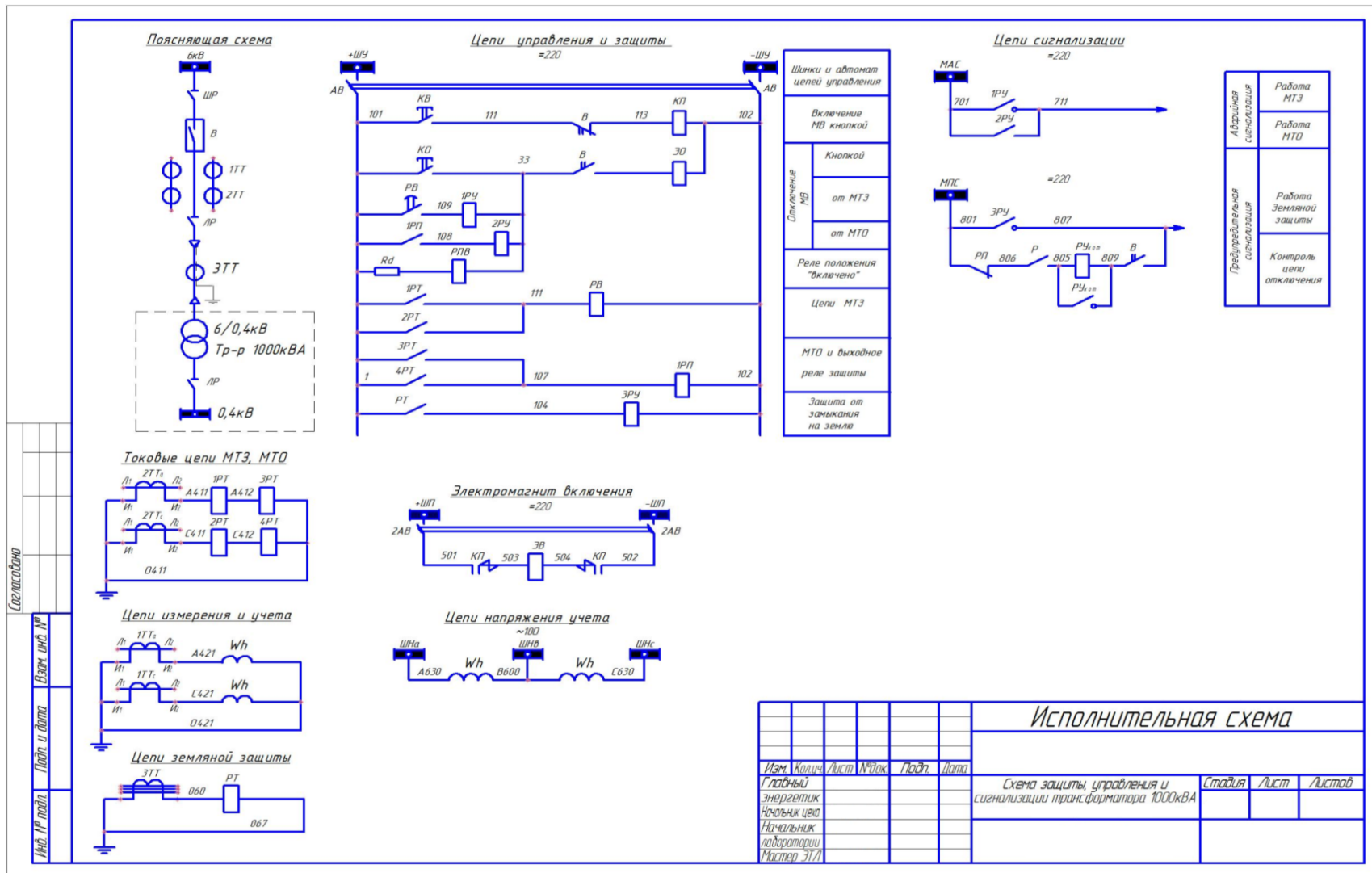


Рисунок 3 – Схема защиты и управления сигнализации трансформатора 1000 кВА

## **Выводы по первой главе**

В первой главе рассмотрена и проанализирована существующая система релейной защиты, применяемая на химическом промышленном предприятии на ГПП-3. В качестве основных приборов защиты применялись электромагнитные аналоговые реле. Были выделены недостатки такой системы:

- 1) небольшой срок эксплуатации;
- 2) реле, используемые на ГПП-3, находятся в эксплуатации, начиная ориентировочно с 1980-х годов, что говорит о моральном и физическом старении оборудования;
- 3) невысокая надежность;
- 4) отсутствие возможности подключить аналоговые реле в новую систему автоматизированного диспетчерского управления.

## **2 Выбор альтернативной базы для модернизации системы релейной защиты и автоматики на ГПП-3**

### **2.1 Обзор существующей системы релейной защиты и автоматики**

Из приведенных выше рисунков можно сделать вывод, что для защиты силового трансформатора, условная мощность которого 1000 кВА, используются такие виды защиты как:

1) МТЗ – максимальная токовая защита, предназначенная для того чтобы в случае превышения значения тока, данная защита отключила поврежденный участок сети с выдержкой времени;

2) ТО – токовая отсечка, которая выполняет ту же функцию что и максимальная токовая защита, но без выдержки времени;

3) ЗЗ – земляная защита, срабатывает в том случае, когда на броне или на внешней оболочке отходящий кабельной линии начинает протекать ток.

Схема защиты вводов подстанций, запитанных от ГПП-3, практически ничем не отличается от схемы защиты силовых трансформаторов. То же касается схемы защиты асинхронного двигателя, за исключением того факта, что в схеме защиты асинхронного двигателя количество используемых токовых реле значительно меньше.

В случае с асинхронным двигателем используются индукционные реле серии 80, 84 и т.д. (РТ-80, ИТ-81 и т.п.), а в случае с силовым трансформатором используются токовые реле серии 40 (РТ-40/100, РТ-40/20 и т.д.). Этот выбор обоснован таким фактором как пусковой ток. При запуске асинхронного двигателя ток резко возрастает и чтобы защита «не отработала» выставляется уставка по времени, которая зависит от значения тока. То есть если ток не будет уменьшаться до номинального значения, а продолжит протекать с тем же значением или наоборот расти, то в данном случае индукционное реле сработает и чем больше будет значение протекающего тока, тем быстрее сработает реле.

На рисунках видно, что в схемах защиты различных электроприемников используются:

1) токовые цепи защиты, в которых находятся токовые (индукционные) реле, которые отвечают за срабатывание релейной защиты, исходя из установленных уставок;

2) цепи измерения и учета (цепи напряжения учета), в которых находятся счетчики электрической энергии, амперметры и вольтметры;

3) цепи земляной защиты, в которых находится токовое реле, которое рассчитано на небольшой ток максимальной уставки (РТ-40/0,2, ЭТ-521/0,2 и т.п.).

Если в токовых цепях или цепях измерения и учета используются трансформаторы тока типа ТПЛ-10, ТПОЛ-10 и т.п., то в цепях земляной защиты используются трансформаторы тока другого типа. Такие как ТЗЛЭ-125, ТЗЛ-200 и т.д. «Земляной» трансформатор тока изображен на рисунке 4.



Рисунок 4 – «Земляной» трансформатор тока

Помимо асинхронных двигателей, вводов запитанных подстанций, необходимо упомянуть трансформаторы напряжения, секционный выключатель, который необходим в системе БАВР, а также силовой трансформатор 110/6 кВ, наличие которого подразумевает использование таких защит как:

- 1) дифференциальная защита;
- 2) газовая защита;
- 3) защита от перегрева масла.

Вся приведенная выше информация была предоставлена для того, чтобы понять каким минимальным функционалом должен обладать блок микропроцессорной защиты, чтобы его можно было использовать в схеме защиты электроприемников на ГПП-3.

В качестве производителей, а также поставщиков блоков микропроцессорной релейной защиты, было принято решение рассмотреть такие компании как:

- 1) Российская компания, города Санкт-Петербург «Механотроника»;
- 2) Французская компания «Schneider Electric».

### **2.1.1 Механотроника**

Компания «Механотроника» предлагает на выбор два варианта исполнения системы релейной защиты и автоматики. Первый вариант подразумевает использование только блоков микропроцессорной релейной защиты. Второй вариант подразумевает использование укомплектованных шкафов релейной защиты и автоматики. Этот вариант подойдет в том случае, если речь идёт о построении новой подстанции на промышленном предприятии. Полный отказ от старых ячеек КРУ (КСО) и замены их на современные аналоги, которые предоставляет компания «Механотроника».

Однако если предприятие, на котором происходит модернизация системы релейной защиты и автоматики, не располагает большими средствами, то



первый вариант будет более предпочтительным. Потому что он подразумевает только демонтаж старых реле и установку новых блоков микропроцессорной релейной защиты. Установка данных блоков будет производиться на дверях релейного отсека. Для того чтобы оперативно, оперативно-ремонтному и т.д. персоналу не пришлось открывать дверцу отсека релейной защиты для проверки состояния защиты на ячейке КРУ потребителя. Данный вариант изображен на рисунке 5.



Рисунок 5 - Пример исполнения релейной защиты на ячейке типа КРУ

Как видно каждый из вариантов имеет свои преимущества и недостатки. В качестве «компромисса» можно использовать оба варианта, то есть сохранить ячейки КРУ для электроприемников типа:

- 1) асинхронный двигатель;
- 2) ввод подстанции;
- 3) резерв;



4) трансформатор напряжения.

В случае силовых трансформаторов и секционного выключателя предлагается установка новых шкафов РЗА. Несмотря на цену таких шкафов РЗА, укомплектованность релейной защиты является приоритетной. Ведь если рассматривать изначальный монтаж схемы защиты на ГПП-3, изображенный на рисунке 6, можно увидеть что, со временем на реле образуется пыль, которая в свою очередь может привести к нестабильной работе защиты и соответственно к понижению надежности системы электроснабжения промышленного предприятия. Помимо этого тот факт, что доступ к данным реле полностью открыт, не повышает надежности СЭС.



Рисунок 6 - Монтаж схемы защиты на ГПП-3

Исходя из информации выше, необходимо рассмотреть варианты исполнения, как блоков микропроцессорной защиты, так и шкафов РЗА компании «Механотроника».

Виды блоков микропроцессорной релейной защиты указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Виды блоков микропроцессорной релейной защиты

№	Тип	Область применения
1	БМРЗ	Выполнения функций релейной защиты и автоматики вводного, секционного выключателей и присоединений отходящих линий напряжением 6-10 кВ.
2	БМРЗ-50	Обеспечивает необходимый состав функций защит и автоматики для сетей 6(10)—35 кВ в соответствии с требованиями действующей редакции Правил устройства электроустановок (ПУЭ).
3	БМРЗ-100	Обеспечивает необходимый состав функций защит и автоматики для сетей 6(10)—35 кВ в соответствии с требованиями действующей редакции Правил устройства электроустановок (ПУЭ).
4	БМРЗ-150	Предназначен для выполнения функций релейной защиты и автоматики различных присоединений напряжением 6-35 кВ

Основными критериями в выборе блоков микропроцессорной релейной защиты являются:

- 1) область применения должна входить в интервал сетей от 6-35 кВ;
- 2) наличие всех необходимых видов защит используемых для защиты фидеров;
- 3) наличие интерфейса связи.

Исходя из таблицы, видно, что область применения у данных БМРЗ схожа, это сети 6-35 кВ. Что касается наличия всех необходимых защит, все блоки БМРЗ удовлетворяют требуемому списку, однако блок БМРЗ-150 имеет, куда больший функционал в отличие от других серий. Соответственно пока блок БМРЗ-150 в приоритете. Остался последний пункт - наличие интерфейса

связи. Его имеют только блоки типа БМРЗ, БМРЗ-50, БМРЗ-150. получается, что из всех блоков БМРЗ с будущей перспективой развития лучше всего использовать БМРЗ-150.

Осталось только выбрать шкафы релейной защиты для защиты силовых трансформаторов и секционных выключателей. Виды шкафов релейной защиты для силового трансформатора указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Виды шкафов релейной защиты для силового трансформатора

№	Тип	Область применения
1	ШЭ-МТ-021	Двухобмоточный трансформатор с ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, наличие РПН, наличие функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ.
2	ШЭ-МТ-022	Двухобмоточный или трехобмоточный трансформатор с ВН 110-220 кВ, управление выключателем стороны ВН трансформатора, наличие РПН, наличие функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-35 кВ.
3	ШЭ-МТ-023	Предназначен для выполнения функций основной защиты двухобмоточного или трехобмоточного трансформатора с ВН 110-220 кВ.
4	ШЭ-МТ-024	Двухобмоточный или трехобмоточный трансформатора с ВН 110-220 кВ, управление выключателем стороны ВН трансформатора.
5	ШЭ-МТ-025	Предназначен для выполнения функции РПН силового трансформатора 110-220 кВ.

Исходя из информации, указанной в таблице 2, из всех вариантов можно рассматривать только три. Это ШЭ-МТ-022, ШЭ-МТ-023, ШЭ-МТ-024, так как ШЭ-МТ-021 предназначен только для силовых трансформаторов с ВН до 35 кВ,

а на ГПП-3 установлены силовой трансформатор 110/6 кВ следовательно использовать его не представляется возможным. ШЭ-МТ-025 не подходит по той причине, что предназначен только для РПН.

Из оставшихся трех вариантов ШЭ-МТ-022 выглядит наиболее перспективным и выгодным, потому что ни в ШЭ-МТ-023, ни в ШЭ-МТ-024 нельзя управлять вводным выключателем, а также в них отсутствует РПН. Следовательно, наиболее подходящим вариантом является шкаф релейной защиты типа ШЭ-МТ-022.

Виды шкафов релейной защиты для секционного выключателя указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Виды шкафов релейной защиты для секционного выключателя

№	Тип	Область применения
1	ШЭ-МТ-011	Выключатель воздушного или кабельного ввода 6-35кВ
2	ШЭ-МТ-012	Выключатель ввода и секционный выключателя 6-35кВ
3	ШЭ-МТ-013	Выключатель ввода и секционный выключателя 6-35кВ
4	ШЭ-МТ-014	Секционный выключатель и трансформатор напряжения 6-35кВ, а также организации цепей рабочего напряжения и напряжения коммерческого учета электроэнергии
5	ШЭ-МТ-015	Выключатель кабельной или воздушной линии 6-35кВ.

Так как речь идёт о выборе шкафа релейной защиты для секционного выключателя, соответственно шкаф типа ШЭ-МТ-011 и ШЭ-МТ-015 исключены. Остаются три шкафа: ШЭ-МТ-012, ШЭ-МТ-013 и ШЭ-МТ-014.

Все оставшиеся шкафы удовлетворяют необходимым условиям, соответственно оставшееся различие у них остается только одно - цена. В таком случае если окончательный выбор «падет» на продукт компании «Механотроника», то в дальнейшем и будет произведен выбор. но уже в технико-экономическом расчете.

### 2.1.2 Schneider Electric

Выбор микропроцессорных блоков релейной защиты и шкафов РЗиА для того же типа фидеров и по тем же критериям, что и в случае с компанией «Механотроника».

Типы микропроцессорных блоков релейной защиты, а также их область применения указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Виды блоков микропроцессорной релейной защиты

№	Тип	Область применения
1	Seram 10	Линии питания и распределительные трансформаторы
2	Seram 20	Для любых распределительных систем
3	Seram 40	Для любых распределительных систем
4	Seram 60	Для любых распределительных систем с повышенными требованиями
5	Seram 80	Для любых распределительных систем

Исходя из информации, приведенной в таблице 4, можно сделать вывод, что Seram 10 серии не подходит ввиду того, что на ГПП-3 в качестве фидера присутствует асинхронный двигатель, а Seram данной серии не предназначен для применения в схеме защиты асинхронного двигателя. Также Seram 10 не имеет в наличие интерфейс связи, что делает невозможным прием-передачу данных относительно состояния фидера. Данный вариант отлично подойдет для малоответственных потребителей, ведь, несмотря на некоторые недостатки,

данный микропроцессорный блок релейной защиты обладает минимальным набором необходимых защит (МТЗ, ЗЗ, ТО и т.д.).

Оставшиеся Seram удовлетворяют первому критерию при выборе микропроцессорных блоков. Seram 20, Seram 40, Seram 60, Seram 80 имеют в наличии все необходимые виды защит используемых для защиты фидеров, но Seram серии 20 обладает наихудшим показателем с точки зрения точности замеров  $\pm 1\%$ , а остальные микропроцессорные блоки имеют точность измерения  $\pm 0,5\%$ .

Несмотря на то что Seram 40, 60, 80 серии имеют в наличии интерфейс связи, необходимый для приема-передачи данных, Seram 40 и 60 серии обладают куда большим откликом интерфейса, чем микропроцессорный блок 80 серии. Соответственно при выборе блока релейной защиты в приоритете будет Seram 80 серии.

Так же при выборе Seram 80 серии необходимо обратить внимание, что для защиты ввода подстанции нужен Seram 80 серии S80(S81, S82, S84) типа, а для защиты асинхронного двигателя потребуется Seram 80 серии M81(M87, M88).

Осталось выбрать шкафы релейной защиты. «Schneider Electric» занимается производством шкафов РЗиА, но не один из них не удовлетворяет первому критерию, а именно «область применения должна входить в интервал сетей от 6-110 кВ».

### **2.1.3 Выбор альтернативной базы для системы релейной защиты и автоматики**

Были рассмотрены микропроцессорные блоки релейной защиты и шкафы РЗиА двух различных компаний, «Механотроника» и «Schneider Electric».

Так как французская компания «Schneider Electric» не производит необходимых шкафов РЗиА для защиты силовых трансформаторов 110/6 кВ, соответственно в приоритете будет продукт компании «Механотроника».

Микропроцессорные блоки обеих компаний схожи по функционалу, практически идентичны, однако стоимость микропроцессорного блока российской компании «Механотроника» типа БМРЗ-150 гораздо дешевле, нежели Seram 80 французской компании «Schneider Electric».

Соответственно в качестве микропроцессорных блоков и шкафов релейной защиты будут использованы продукты компании «Механотроника».

## 2.2 Выбор системы телемеханики

На данный момент система телемеханики, используемая на рассматриваемом промышленном предприятии, представляет собой стандартную структуру или блок-схему. Условно данная структура или блок-схема изображена на рисунке 6.

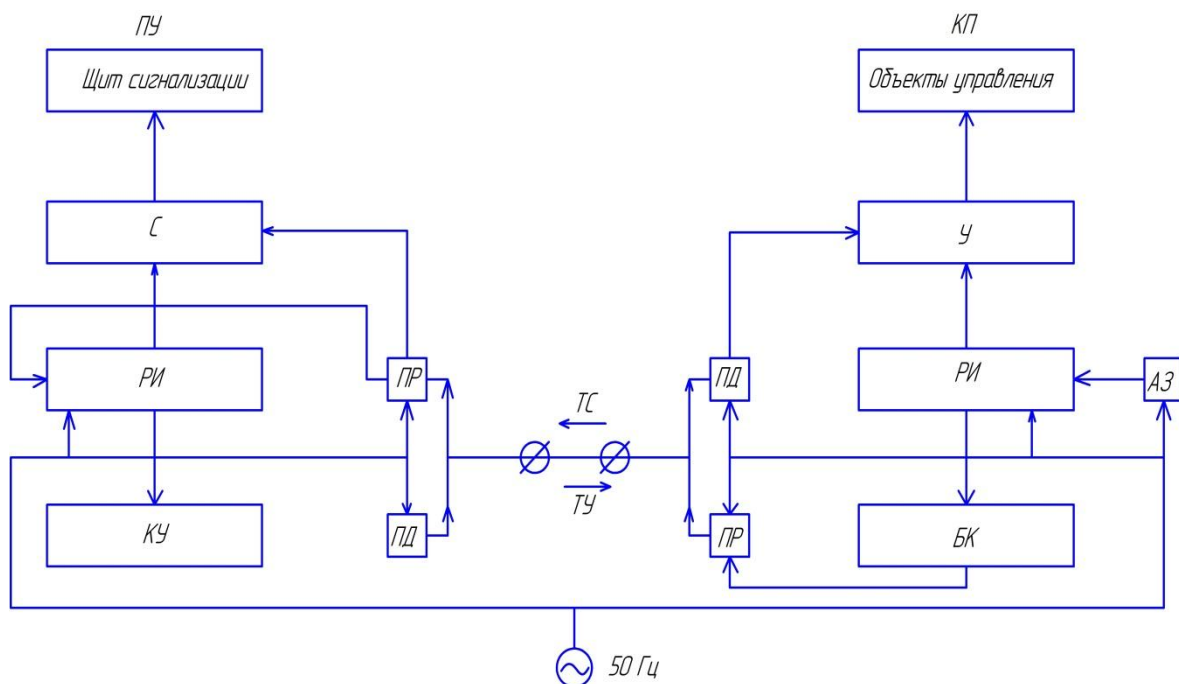


Рисунок 6 – Система телемеханики на предприятии

Блок-схема, изображённая на рисунке 5, работает по следующему алгоритму. Распределители импульсов (РИ) полукомплектов ПУ (пункт управления) и КП (контролируемый пункт) устройства служат для временного

разделения канала связи при приеме и передаче сообщений. На стороне ПУ к РИ подключены реле телесигнализации (С) и ключи управления (КУ), а на стороне КП подключены реле телеуправления (У) и блок контакты телесигнализации (БК). Связь между ПУ и КП с каналом связи (КС) осуществляется через передающие (ПД) и приемные (ПР) линейные узлы.

Если упростить данную блок-схему, то она будет состоять из трех уровней:

- 1) Пункт управления (верхний уровень);
- 2) Передающий /приемный линейный узел (средний уровень);
- 3) Контролируемый пункт (нижний уровень).

Сегодня новейшие системы телемеханики практически не отличаются от своих старых аналогов, с точки зрения структуры, она также состоит из нижнего, среднего и высокого уровней. Однако оборудование, используемое в данных уровнях, претерпело большие изменения.

Если раньше шкафы ТМ представляли собой, устройство, выполненное на магнитных элементах серии ЭМ-1 (ЭМ-2). Шкаф ТМ серии В11-Т231 00.сб изображен на рисунке 7.





Рисунок 7 - Шкаф ТМ серии В11-Т231 00.сб

Для того чтобы система телемеханики функционировала, необходимо установить такой шкаф ТМ на контролируемом пункте, а также на пункте управления. Безусловно, такое устройство будет занимать много места и с точки зрения обслуживания оно вряд ли является удобным.

На данный момент Шкаф ТМ серии В11-Т231 00.сб и т.п. считаются морально и физически устаревшими. Современный аналог менее габаритный и исключает использование магнитных элементов серии ЭМ-1 (ЭМ-2). Как

упоминалось ранее, шкаф ТМ должен находиться как на пункте управления, так и на контролируемом пункте. Современное устройство, установленное на контролируемом пункте, необходимое для сбора данных от дискретных и аналоговых датчиков и т.п., изображено на рисунке 8, а устройство, расположенное на пункте управления, которое необходимо для приема/передачи данных, изображено на рисунке 9.

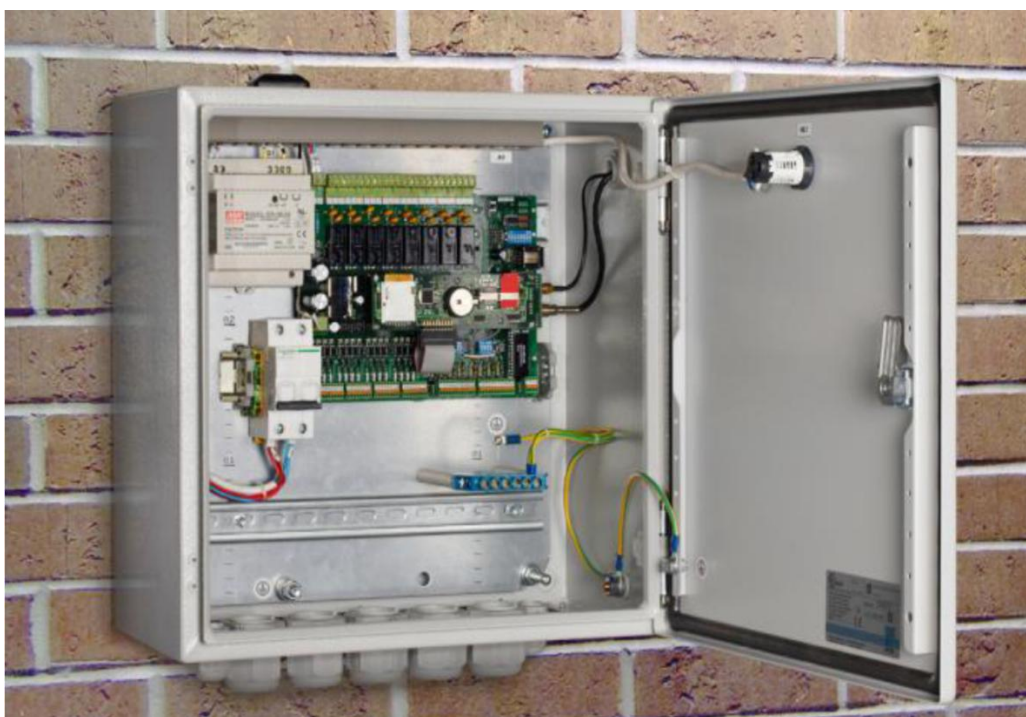


Рисунок 8 - Устройство контролируемого пункта УКП-GSM

Принцип работы устройств ПУ-GSM, КП-GSM, основан на сборе данных от дискретных/аналоговых датчиков, релейного управления и т.п. и передачи/приеме данных через GSM-модем и интерфейс RS-232 в OPC-сервер. Все полученные/исходящие данные поступают на персональный компьютер диспетчера, на котором установлены необходимое программное обеспечение (SCADA-система, ZNZ32 и пр.). Для наглядности структурная схема устройства телемеханики приведена на рисунке 10.



Рисунок 9 - Устройство пункта управления ПУ-GSM

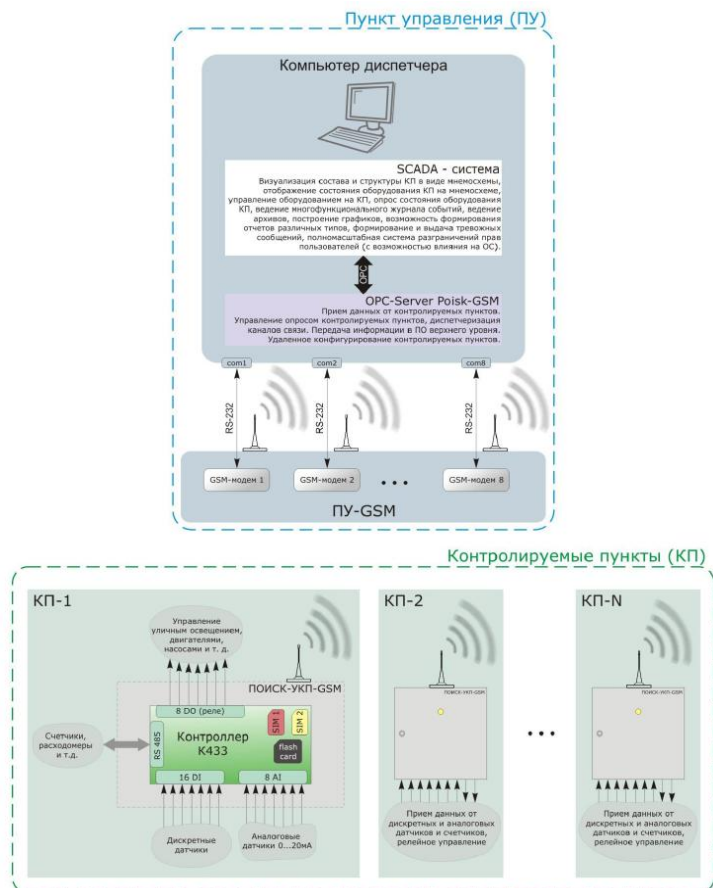


Рисунок 10 – Структурная схема устройства телемеханики

Данный комплекс устройств предназначен для выполнения следующих операций:

1) комплексного автоматизированного контроля и управления электроснабжением в нормальных, предаварийных, аварийных и послеаварийных режимах;

2) обеспечения бесперебойного энергоснабжения включаемых объектов;

3) оперативно-диспетчерского контроля и управления электроснабжением в режиме реального времени;

4) сигнализации и оперативного отображения информации о нештатных и аварийных режимах, срабатывании блокировок и защит;

5) обеспечения комплексных телеизмерений;

6) ведения архива ретроспективной информации о работе оборудования и режимных параметрах технологических процессов энергоснабжения.

7) обеспечение персонала ретроспективной информацией (регистрации событий и др.) для анализа, оптимизации и планирования работы оборудования и его ремонта;

8) снижение затрат на диагностику и ремонт энергетического оборудования;

9) исключение несанкционированного вмешательства и минимизация ущерба от возможных ошибок персонала

При использовании данного комплекса преследуются следующие цели:

1) повышение оперативности управления, надежности и качества электроснабжения;

2) оперативность ликвидации нештатных, аварийных и послеаварийных режимов в электроснабжении.

Перед тем как выбрать производителя систем телемеханики, необходимо чтобы выбранная продукция соответствовала определенным требованиям:

1) Сбор телеметрической информации с первичных источников измерительной и дискретной информации и осуществление команд телеуправления;

2) Опрос функционального контроллера.

3) Опрос терминалов РЗА.

4) Опрос подсистем.

5) Передача телеметрической информации на верхний уровень управления и выполнение команд телеуправления от верхнего уровня.

В качестве производителей, а также поставщиков системы телемеханики и диспетчерских щитов, было принято решение рассмотреть такие компании как:

1) Российская компания, города Ульяновск ООО "Поиск";

2) Российская компания, города Москва АО "ПИК ПРОГРЕСС".

Обе вышеуказанные компании производят продукцию, соответствующую требованиям заказчика. Разность в стоимости оборудования не существенная, также как и отличие в программном обеспечении и устройств контролируемого пункта/пункта управления.

Обе компании предоставляют широкий спектр диспетчерских щитов. Начиная от щитов, составленных из плиток и панелей наборного поля, заканчивая щитами, состоящих из аппаратного комплекса видеостены.

Условно была выбрана ульяновская компания ООО «Поиск».

### **2.3 Расчет уставок защиты для силовых трансформаторов 110/6 кВ**

На рассматриваемом химическом предприятии используется карта уставок для релейной защиты, рассчитанная для аналоговых реле. Значения уставок для ГПП-3 указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Карта уставок для ГПП-3

Наименование защит	Параметры и уставки защиты	Т – 1					Т – 2				
		Сторона 110кВ	Сторона 6 кВ – ввод В-1		Сторона 6 кВ – ввод В-2		Сторона 110кВ	Сторона 6 кВ – ввод В-3		Сторона 6 кВ – ввод В-4	
			до реактора	после реактора	до реактора	после реактора		до реактора	после реактора	до реактора	после реактора
Номера ячеек на схеме			7		20			37		30	
Коэффициент трансформации трансформатора тока		400/5	3000/5	3000/5	3000/5	3000/5	400/5	3000/5	3000/5	3000/5	3000/5
Дифференциальная защита	Коэффициент схемы, $K_{сх}$	1,73	1	1	1	1	1,73	1	1	1	1
	Ток срабатывания защиты, $I_{с.з.}$ (А)	272	4988	4988	4988	4988	272	4988	4988	4988	4988
	Ток срабатывания реле, $I_{с.р.}$ (А)	5,88	8,35	4,17	8,35	4,17	5,88	8,35	4,17	8,35	4,17
	Число витков: Wур.1; Wур.2; Wдиф	5+12=17	12	12+12=24	12	12+12=24	5+12=17	12	12+12=24	12	12+12=24
Обозначение реле на схеме		1PHГ, 2PHГ					1PHГ, 2PHГ				
Максимально-токовая защита	Коэффициент схемы, $K_{сх}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Ток срабатывания защиты, $I_{с.з.}$ (А)	304	3900	3900	3900	3900	304	3900	3900	3900	3900
	Ток срабатывания реле, $I_{с.р.}$ (А)	3,8	6,5	6,5	6,5	6,5	3,8	6,5	6,5	6,5	6,5
	Уставка по времени, (сек)	2,5	2,5	2,5 Тр-р 2,0 Ввод	2,5	2,5 Тр-р 2,0 Ввод	2,5	2,5	2,5 Тр-р 2,0 Ввод	2,5	2,5 Тр-р 2,0 Ввод
Обозначение реле на схеме		2PT, 3PT, 4PB	1PT, 2PT, PB1	4PT, 5PT, 2PB	1PT, 2PT, PB1	6PT, 7PT, 3PB	2PT, 3PT, 4PB	1PT, 2PT, PB1	4PT, 5PT, 2PB	1PT, 2PT, PB1	6PT, 7PT, 3PB
Пуск МТЗ по напряжению	Напряжение срабатывания защиты, (В)			2940		2940			2940		2940
	Напряжение срабатывания реле, (В)			49		49			49		49
	Обозначение реле на схеме			1,2,3 PHЗ; 3PI		1,2,3 PHЗ; 3PI			1,2,3 PHЗ; 3PI		1,2,3 PHЗ; 3PI
Пусковой орган АВР по минимальному напряжению	Напряжение срабатывания защиты, (В)			3600		3600			3600		3600
	Напряжение срабатывания реле, (В)			60 / 132		60 / 132			60 / 132		60 / 132
	Время срабатывания, (сек)			1,5		1,5			1,5		1,5
	Обозначение реле на схеме			11PH, 12PH / 13PH, 12PB-1B		21PH, 22PH / 23PH, 12PB-2B			31PH, 32PH / 33PH, 12PB-3B		41PH, 42PH / 43PH, 12PB-4B
Перегруз трансформатора 110/6 кВ с действием на сигнал	Ток срабатывания защиты, (А)	256					256				
	Ток срабатывания реле, (А)	3,2					3,2				
	Время срабатывания, (сек)	15,0					15,0				
	Обозначение реле на схеме	PT, 1PB					PT, 1PB				
Включение обдува трансформатора 110/6 кВ	Ток срабатывания защиты, $I_{с.з.}$ (А)	141					141				
	Ток срабатывания реле, $I_{с.р.}$ (А)	1,76					1,76				
	Уставка по времени, (сек)	5,0					5,0				
	Обозначение реле на схеме	8PT, PB					8PT, PB				
	Термосигнализатор:	$t^0$ С включения	55 <sup>0</sup>				55 <sup>0</sup>				
	$t^0$ С отключения	50 <sup>0</sup>				50 <sup>0</sup>					
Перегрев масла трансформатора 110/6 кВ	Уставка по температуре, ( <sup>0</sup> С)	80 <sup>0</sup>					80 <sup>0</sup>				
	Действие защиты	сигнал					сигнал				
	Обозначение реле на схеме	1КТ					1КТ				
Газовая защита	Действие защиты	I ступень	отключение				отключение				
		II ступень	сигнал				сигнал				
Возврат схемы после АВР	Время включения вводов, (сек)			7,0		7,0			7,0		7,0
	Обозначение реле на схеме			16PB		26PB			16PB		26PB
	Время откл. СМВ после вкл. вводов, (сек)			8,5		8,5			8,5		8,5
	Обозначение реле на схеме			15PB		25PB			15PB		25PB
Защита от обрыва фазы	Ток срабатывания реле, $I_{с.р.}$ (А)	1					1				
	Уставка по времени, (сек)	1,3					1,3				
	Обозначение реле на схеме	PH-1T; PBH-1T					PH-2T; PBH-2T				

Продолжение таблицы 5

Наименование фидера	В-1 Т-1	В-2 Т-1	В-3 Т-2	В-4 Т-2	СМВ-13	СМВ-24	ТН-1 ТН-2	ТН-3 ТН-4	В-2-5	В-1-46	В-1-44	В-2-44	В-1-11	В-1-19	В-1-30	В-4-30	Т-3-23 1000кВА	В-2-9	В-4-9	В-403- 1	В-300- IV
Номера ячеек на схеме	7	20	37	30	23,25	24,26	17; 22	33; 34	6	8	12	32	13	15	35	19	21	28	40	31	36
Номинальный ток фидера, (А)	2000	2000	1880	2000					725	600	580	580	500	900	1000	1000	96,2	870	900	303	500
Коэффициент трансформации: трансформаторов тока; трансформаторов напряжения	3000/5	3000/5	3000/5	3000/5	2000/5	2000/5	6000/100/ 100	6000/100/ 100	1000/5	1000/5	1000/5	600/5	600/5	1000/5	1000/5	1000/5	150/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5
Коэффициент схемы, К <sub>сх</sub>	1	1	1	1	1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>МТ З</b>	Ток срабатывания защиты, (А)	3900	3900	3900	3900	3800	3800		5000	3400	3400	3600	3240	3600	3600	3600	300	3400	3600	3000	3800
	Ток срабатывания реле, (А)	6,5	6,5	6,5	6,5	9,5	9,5		25	17	17	30	27	18	18	18	10	17	18	15	19
	Уставка по времени, (сек)	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	1,5		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	1,0	1,0	1,0	0,5
	Обозначение реле на схеме	4РТ; 5РТ; 2РВ	6РТ; 7РТ; 3РВ	4РТ; 5РТ; 2РВ	6РТ; 7РТ; 3РВ	3РТ; 4РТ; 2РВ	3РТ; 4РТ; 2РВ			1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ	1РТ; 2РТ; РВ
<b>ТО</b>	Ток срабатывания защиты, (А)																2400				
	Ток срабатывания реле, (А)																80				
	Обозначение реле на схеме																1РТ; 2РТ				
<b>З/З</b>	Ток срабатывания защиты, (А)								5	10	5	10	5	5	5	10	10	10	5	10	10
	Действие защиты								сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал	сигнал
	Обозначение реле на схеме								РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ	РТ
<b>ЗМ Н</b>	Напряж. срабатыв. защиты, (В)	3600	3600	3600	3600																
	Напряж.срабатывания реле, (В)	60/132	60/132	60/132	60/132																
	Уставка по времени, (сек)	1,5	1,5	1,5	1,5																
	Обозначение реле на схеме	11РН; 12РН; 13РН; 12РВ-1В	21РН; 22РН; 23РН; 12РВ-2В	31РН; 32РН; 33РН; 12РВ-3В	41РН; 42РН; 43РН; 12РВ-4В																
<b>МТ Зна пря ж.</b>	Напряж. срабатыв. защиты, (В)	2940	2940	2940	2940		2940	2940													
	Напряжение срабат. реле, (В)	49	49	49	49		49	49													
	Обозначение реле на схеме	1,2,3 РНЗ; 3РП	1,2,3 РНЗ; 3РП	1,2,3 РНЗ; 3РП	1,2,3 РНЗ; 3РП			1,2,3 РНЗ; 3РП	1,2,3 РНЗ; 3РП												
<b>АВ Р</b>	Напряж. срабатыв. защиты, (В)					3600	3600														
	Напряж.срабатывания реле, (В)					60	60														
	Уставка по времени, (сек)					1,5	1,5														
<b>Воз вра т схем ы пос ле АВР</b>	Уставка по времени включения ввода, (сек)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0														
	Обозначение реле на схеме	16РВ	26РВ	16РВ	26РВ	16РВ	26РВ														
	Уставка по времени отключ. СМВ после включ. ввода, (сек)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0														
	Обозначение реле на схеме	15РВ В-1	25РВ В-2	15РВ В-3	25РВ В-4	15РВ	25РВ														
<b>Кон трол ьнап ряж. 6 кВ</b>	Напряж. срабатыв. защиты, (В)						2940	2940													
	Напряж.срабатывания реле, (В)						49	49													
	Действие защиты						сигнал	сигнал													
	Обозначение реле на схеме						1РЗН; 2РЗН; 3РЗН	1РЗН; 2РЗН; 3РЗН													



Необходимо заново рассчитать уставки для защиты двух силовых трансформаторов типа ТРДН-40000/110, а также для асинхронных двигателей по методике производителя микропроцессорных блоков. Также будет произведен перерасчет уставок защиты для вводов и трансформаторов 6/0,4кВ. Данный расчет обоснован, теми фактами, что последний пересмотр уставок осуществлялся в 2005 году, а также выходом новых методик расчета.

«В соответствии с требованиями ПУЭ на трансформаторах 110/6 кВ мощностью 40000 кВ·А должны быть установлены следующие защиты:

- 1) Газовая защита для выявления повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и понижения уровня масла;
- 2) Продольная дифференциальная токовая защита для выявления внутренних повреждений и повреждений на выводах;
- 3) Максимальная токовая защита для выявления внешних КЗ;
- 4) Максимальная токовая защита для выявления перегрузок»[1].

Реле для газовой защиты заранее установлено заводом изготовителем трансформатора. В защите используются контакты первой (на сигнал) и второй (на отключение) ступеней защиты.

Расчеты уставок токовых защит были выполнены по методике [11] производителя блоков микропроцессорной релейной защиты.

Характеристики трансформатора ТРДН-40000/110 указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики трансформатора типа ТРДН-40000/110

Тип трансформатора	$S_{номТ}$ , кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном.обмоток}$ , кВ			$u_k$ , %	$U_{к.ВН-НН1(НН2)мин}$ , %	$U_{к.ВН-НН1(НН2)max}$ , %
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3	6,3	0,4	18,84	20,12

«Параметры питающей системы и системы НН:

- 1) Сопротивление системы в минимальном режиме ( $X_{с мин}$ ) – 20 Ом;



- 2) Сопротивление системы в максимальном режиме ( $X_{с\,max}$ ) – 10 Ом;
- 3) Среднее номинально напряжение ВН ( $U_{ср\,ном}^{ВН}$ ) – 115 кВ;
- 4) Среднее номинальное напряжение НН ( $U_{ср\,ном}^{НН}$ ) – 6,3 кВ.» [14].

Коэффициент трансформации на ТТ со стороны ВН силового трансформатора равен 80, коэффициент трансформации на ТТ со стороны НН силового трансформатора равен 600.

### 2.3.1 Расчет сопротивления трансформатора

«Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН:

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

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

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН:

$$U_{МАХ}^{ВН} = U_{ср.ном}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right), \quad (2)$$

$$U_{МАХ}^{ВН} = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ.}$$

Рассчитанное значение  $U_{max}^{ВН}$  получилось больше максимально допустимого для данной сети» [14]. В качестве  $U_{max}^{ВН}$  следует принять 126 кВ в соответствии с [12].

«Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН» [14].:

$$X_{T.BH-HH1(HH2)мин} = \frac{U_{к.ВH-HH1(HH2)мин}}{100} \cdot \frac{U_{МИH}^{BH^2}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (3)$$

$$X_{T.BH-HH1(HH2)мин} = \frac{18,84}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 43,9 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН» [14].:

$$X_{T.BH-HH1(HH2)мах} = \frac{U_{к.ВH-HH1(HH2)мах}}{100} \cdot \frac{U_{МИH}^{BH^2}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (4)$$

$$X_{T.BH-HH1(HH2)мах} = \frac{20,12}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 79,9 \text{ Ом.}$$

### 2.3.2 Расчет уставок МТЗ

«Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске» [14].:

$$I_{C.3}^{II} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{раб.мах}, \quad (5)$$

$$I_{C.3}^{II} = \frac{1,1 \cdot 5}{0,95} \cdot 200 = 1163 \text{ А.}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$$k_{отс} = 1,1;$$

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей;

$$k_{сзп} = 5;$$

$k_{в}$  – коэффициент возврата

$$k_{в} = 0,95;$$

$I_{\text{раб.мах}}$  – первичное значение максимального рабочего тока трансформатора в месте установки защиты, А.

Первичный ток трехфазного КЗ, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СР.НОМ}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С.МИН}} + X_{\text{Т.МАХ}})}, \quad (6)$$
$$I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (20 + 79,9)} = 665 \text{ А.}$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором:

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{n_T}, \quad (7)$$
$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{665}{80} = 7,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_P \cdot n_T}{I_{\text{С.З}}}, \quad (8)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{7,2 \cdot 80}{1163} = 0,5 < 1,5.$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности резервной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.3}^{II} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.мах} , \quad (9)$$
$$I_{с.3}^{II} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 200 = 233 \text{ А.}$$

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.3} = \frac{U_{МИН}}{k_{отс} \cdot k_{\epsilon}} , \quad (10)$$
$$U_{с.3} = \frac{0,85 \cdot 6,3}{1,2 \cdot 1,05} = 4,25 \text{ кВ.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$U_{с.3} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}} , \quad (11)$$
$$U_{с.3} \leq \frac{0,7 \cdot 6,3}{1,2} = 3,68 \text{ кВ.}$$

Из двух полученных значений  $U_{с.3} = 4,25$  кВ и  $3,68$  кВ в качестве уставки срабатывания по напряжению принимают наименьшее значение  $U_{с.3} = 3,68$  кВ.

Уставка срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитывается из условия отстройки от напряжения небаланса:

$$U_{(2)C.3} = K_{НБ} \cdot U_{НОМ} , \quad (12)$$

$$U_{(2)C.3} = 0,06 \cdot 6,3 = 0,38 \text{ кВ.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$k_{\psi} = \frac{I_P \cdot n_T}{I_{C.3}} , \quad (13)$$

$$k_{\psi} = \frac{7,2 \cdot 80}{233} = 2,47 > 1,5.$$

«Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени. Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята 0,3 с» [14].

### 2.3.3 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{C.3}^{III} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{НОМ} , \quad (14)$$

$$I_{C.3}^{II} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 201 = 222 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки действует на сигнализацию с выдержкой времени 10 секунд, отстроенной от времени самозапуска двигателей.

### 2.3.4 Пересчет уставок во вторичные значения

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ:

$$I_{C.P}^{II} = \frac{233}{80} \cdot \sqrt{3} = 5 \text{ A},$$

$$U_{C.P} = \frac{3675}{60} = 61 \text{ В},$$

$$U_{(2)C.P} = \frac{378}{60} = 6 \text{ В},$$

$$I_{C.P}^{III} = \frac{222}{80} \cdot \sqrt{3} = 4,81 \text{ A}.$$

### 2.3.5 Расчет уставок продольной дифференциальной защиты

#### 2.3.5.1 Выбор ПТН блоков БМРЗ

Для того, чтобы выбрать ПТН (преобразователь ток-напряжение) необходимо произвести расчет токов короткого замыкания в точках К1 и К2 на сторонах ВН и НН соответственно. На рисунке 11 изображена расчетная схема. Схема замещения изображена на рисунке 12.

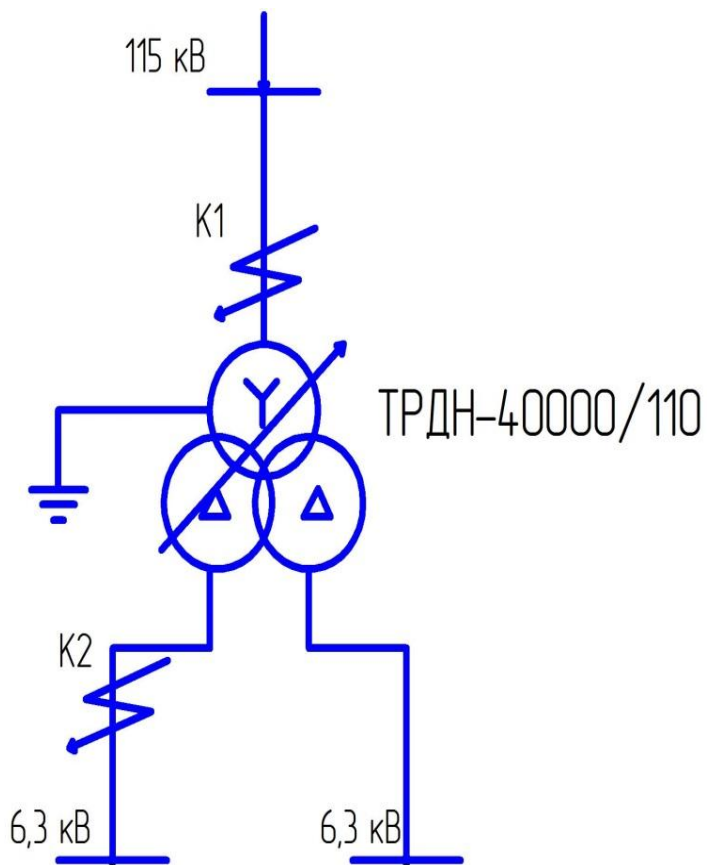


Рисунок 11 – Расчетная схема

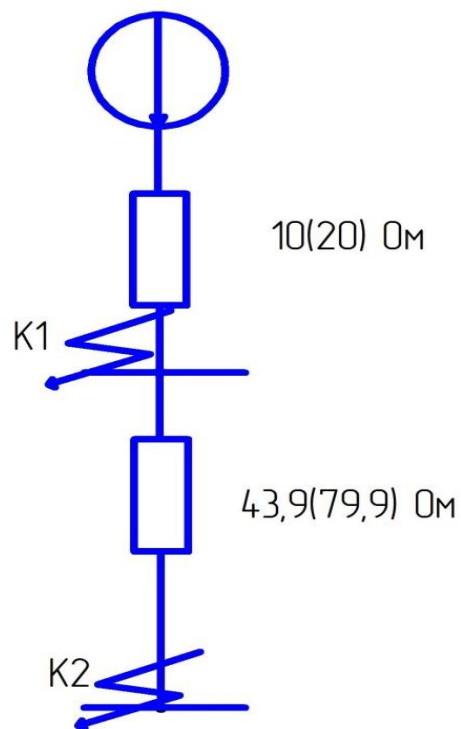


Рисунок 12 – Схема замещения

Периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ на стороне ВН:

$$I_{K.MAX}^{BH} = \frac{U_{CP.HOM}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{C.MAX}}, \quad (15)$$

$$I_{K.MAX}^{BH} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6640 \text{ А.}$$

«Верхняя граница диапазона измерений ПТН измерительного канала:

$$i_{МАКС.ПТН}^{BH} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K.MAX}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}, \quad (16)$$

$$i_{МАКС.ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{6640}{80} = 160 \text{ А.}$$

где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока)» [14].

В соответствии с [11] выбрать ПТН с током  $i_{МАКС.ПТН}^{BH}$  250 А и током  $I_{K.MAX}^{BH}$  2,5 А.

Для проверки выбранного ПТН по (17) рассчитать номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора:

$$I_{НОМ.ТР}^{BH} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}^{BH}}, \quad (17)$$

$$I_{НОМ.ТР}^{BH} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 200,8 \text{ А.}$$

«Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима по соотношению (18) для ПТН с токами  $I_{НОМ.ПТН}$ , равными 5 А и 2,5 А» [14].



$$I_{НОМ.ПТН} \leq 6 \cdot \frac{I_{НОМ.ТР}}{K_{ТТ}}, \quad (18)$$

$$2,5 \leq 6 \cdot \frac{200,8}{80} = 15,06$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Периодическая составляющая приведенного максимального фазного тока КЗ на стороне НН:

$$I_{К.МАХ.ПРИВ}^{НН} = \frac{U_{СР.НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.МАКС} + X_{Т.МИН})}, \quad (19)$$

$$I_{К.МАХ.ПРИВ}^{НН} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (10 + 43,9)} = 1232 \text{ А.}$$

Привести полученное значение к напряжению стороны НН трансформатора:

$$I_{К.МАХ}^{НН} = I_{К.МАХ.ПРИВ}^{НН} \cdot \frac{U_{МИН}^{ВН}}{U_{СР.НОМ}^{ВН}}, \quad (20)$$

$$I_{К.МАХ}^{НН} = 1232 \cdot \frac{96,6}{6,3} = 18891 \text{ А.}$$

Периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ на стороне НН:

$$i_{МАКС.ПТН}^{НН} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{К.МАХ.ПРИВ}^{НН}}{K_{ТТ}^{НН}}, \quad (21)$$

$$i_{\text{МАКС.ПТН}}^{\text{НН}} \geq 2 \cdot \frac{18891}{600} = 63 \text{ А.}$$

В соответствии с [11] выбрать ПТН с током  $i_{\text{МАКС.ПТН}}^{\text{НН}}$  65 А и током  $I_{\text{НОМ.ПТН}}^{\text{НН}}$  0,5 А.

Для проверки выбранного ПТН по (21) рассчитать номинальный первичный ток стороны НН трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ТР}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТР}}^{\text{НН}}}, \quad (22)$$

$$I_{\text{НОМ.ТР}}^{\text{НН}} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 3666 \text{ А.}$$

Подставить полученные значения в формулу (23):

$$I_{\text{НОМ.ПТН}}^{\text{НН}} \leq 3 \cdot \frac{I_{\text{НОМ.ТР}}^{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (23)$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{3666}{600} = 18,33 \text{ А.}$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

### 2.3.5.2 Выбор уставки срабатывания ДТО

Уставку срабатывания ДТО  $I_{\text{ДТО}}$  по условию отстройки от броска тока намагничивания принять равной 4 о.е.

Расчётный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2}) \cdot \frac{I_{К.МАХ}}{I_{НОМ.ТР}}, \quad (24)$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1232}{200,8} = 2,83 \text{ А.}$$

где  $k_{ТОК1}, k_{ТОК2}$  - коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ;

$U_{РЕГ1}, U_{РЕГ2}$  - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора.

Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования ( $U_{РЕГ1(2)} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$ , где  $n$  - количество ступеней регулирования,  $\Delta U$  - шаг регулирования напряжения, %) но не менее 0,5.

В случае использования устройства ПБВ принимают  $U_{РЕГ1(2)} = 0,05$ .

Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов  $k_{ТОК1} = k_{ТОК2} = 1$ , учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

Принять значения полных относительных погрешностей ТТ во всех режимах работы трансформатора равными 0,1 (реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную).

Уставка срабатывания ДТО исходя из условия отстройки от расчётного максимального тока небаланса:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (25)$$

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot 2,83 = 3,4 \text{ А.}$$

В качестве уставки срабатывания ДТО  $I_{ДТО}$  принять большее из двух полученных по (24) и (25) значение 4 о.е.

### 2.3.5.3 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

«Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки:

$$I_{НБ.РАСЧ} = 0.5 \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma), \quad (26)$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,155.$$

где  $\gamma = 0,05$  - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч;

$\varepsilon_{0,5}$  - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем  $0,5 \cdot I_{НОМ.ТР}$ .

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (27)$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24.$$

Принять уставку  $I_{ДЗТ.НАЧ}$  равной 0,3 о.е» [13].

### 2.3.5.4 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

Ток срабатывание ДЗТ при токе торможения  $1,5 I_{НОМ.ТР}$  :

$$I_{ДЗТ2} = k_{ОТС} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma), \quad (28)$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,74.$$

Значение уставки  $K_{ТОРМ2}$ :

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}, \quad (29)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,74 - 0,3 = 0,44.$$

### 2.3.5.5 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

Значение тока торможения, соответствующее максимальному току внешнего КЗ:

$$I_{к.ТОРМ} = (1 - \frac{k_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{max}}{2}) \cdot \frac{I_{К.МАХ}}{I_{НОМ.ТР}}, \quad (30)$$

$$I_{к.ТОРМ} = (1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}) \cdot \frac{1232}{200,8} = 5,4 \text{ А.}$$

Уставка  $K_{ТОРМ3}$ :

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К.ТОРМ} - I_{ТОРМ2}}, \quad (31)$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{3,4 - 0,74}{5,4 - 1,5} = 0,69.$$

### 2.3.5.6 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы "чувствительных" уставок

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ.РАСЧ} = 0,5 \cdot (k_{ОДН} \cdot k_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} + \gamma), \quad (32)$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05) = 0,102.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (33)$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,16.$$

Принять уставку  $I_{ДЗТ.НАЧ}$  равной 0,3 о.е.

### 2.3.5.7 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ "чувствительных" уставок

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения:

$$I_{ДЗТ2} = k_{ОТС} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma), \quad (34)$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,55$$

Значение уставки  $K_{ТОРМ2}$ :

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}, \quad (35)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,55 - 0,3 = 0,25.$$

### 2.3.5.8 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ "чувствительных" уставок

Рассчитать ток  $I_{ДТО.Ч}$ :

$$I_{ДТО.Ч} = (U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2}) \cdot \frac{I_{К.МАХ}}{I_{НОМ.ТР}}, \quad (36)$$

$$I_{ДТО.ч} = 1,2 \cdot (2,5 \cdot 2 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1232}{200,8} = 2,61.$$

Рассчитать уставку:

$$K_{ТОРМЗ.ч} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К.торм} - I_{ТОРМ2}}, \quad (37)$$

$$K_{ТОРМЗ.ч} = \frac{2,61 - 0,55}{5,4 - 1,5} = 0,53.$$

### 2.3.5.9 Проверка чувствительности ДЗТ

«Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН (точка К2 на рисунке 12)» [13].:

$$I_{К.МИН.ПРИВ}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{U_{СР.НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.МИН} + X_{Т.МАКС})}, \quad (38)$$

$$I_{К.МИН.ПРИВ}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (10 + 79,9)} = 576 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ:

$$K_{ТОРМЗ} = \frac{I_{К.МИН.ПРИВ}^{НН} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{НОМ.ТР}^{ВН} \cdot I_{ДЗТ.нач}}, \quad (39)$$

$$K_{ТОРМЗ} = \frac{576 \cdot (1 - 0,1)}{200,8 \cdot 0,3} = 8,6.$$

«Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности защиты должен быть около 2» [1]. Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям.

### 2.3.5.10 Выбор уставки сигнализации небаланса

«В качестве максимального рабочего тока принять значение номинального тока трансформатора» [13].

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ.РАСЧ} = 1,0 \cdot (k_{ОДН} \cdot k_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} + \gamma), \quad (37)$$
$$I_{НБ.РАСЧ} = 1,0 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05) = 0,31.$$

Уставка сигнализации небаланса:

$$I_{НБ} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (38)$$
$$I_{НБ} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34.$$

«В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [11] уставка сигнализации небаланса должна быть задана коэффициентом, равным отношению к уставке начального тока срабатывания ДЗТ» [11].:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ.нач}}, \quad (39)$$
$$K_{НБ} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14.$$

«Уставку ИПБ  $K_{ИПБ}$  принять равной 0,15 о.е. Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования  $T_{ПБ}$  для трансформаторов малой и средней мощности рекомендуется принимать равной 1 с, для трансформаторов большой мощности – 2 с» [13]. Все полученные данные свести в таблицу 7.



Таблица 7 – Уставки защиты

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I_{НОМ.ПТН}^{ВН}$	2,5
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I_{НОМ.ПТН}^{НН}$	0,5
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{ДТО}$	4,0
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{НБ}$	1,14
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ.нач}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$K_{ТОРМ2}$	0,44
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	$K_{ТОРМ3}$	0,69
ИПБ, о.е.	$K_{ИПБ}$	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования, с	$T_{ПБ}$	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ.нач.ч}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ2.ч}$	0,25
Коэффициент торможения третьего участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ3.ч}$	0,53

#### 2.4 Расчет уставок защиты для асинхронного двигателя

На рассматриваемом хим.пром. предприятии установлены различные электродвигатели (асинхронные, синхронные) с разными техническими характеристиками. Было принято решение привести пример пересчета уставки для асинхронного двигателя, т.к. на территории предприятия преобладают электродвигатели именно такого типа. Паспортные данные асинхронного двигателя АД-100-1 типа АДО-2500/1000У1 указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Паспортные данные двигателя АД-100-1

Номинальная мощность двигателя,	2500 кВт
Коэффициент мощности	0,88
Напряжение	6 кВ
КПД	95,7%
Кратность пускового тока	7
Значение тока трехфазного КЗ на вводах питания АД	5кА

Необходимо определить значение номинального тока электродвигателя:

$$I_{НОМ.ДВ} = \frac{P_{НОМ.ДВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ДВ} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}, \quad (40)$$

$$I_{НОМ.ДВ} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,957 \cdot 0,88} \approx 298 \text{ А.}$$

Диапазон регулирования уставок токовой отсечки и ДТО от 1,00 до 65,00 А (вторичных). Диапазон регулирования уставок ДЗТ от 0,10 до 10,00 А, коэффициента торможения – от 0,20 до 0,70.

Максимальный ток электродвигателя рассчитывается по формуле (41):

$$I_{МАКС} = k_{пуск} \cdot I_{НОМ.ДВ}, \quad (41)$$

$$I_{МАКС} = 7 \cdot 298 = 2086 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО рассчитывается по формуле (42):

$$I_{ТО.с.з.} = k_{омс} \cdot k_a \cdot I_{МАКС}, \quad (42)$$

$$I_{ТО.с.з.} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 2086 \approx 2754 \text{ А.}$$

где  $k_{омс}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимается от 1,1 до 1,2;

$k_a$  - коэффициент апериодики, учитывающий увеличение погрешности терминала при наличии апериодической составляющей в токе, принимается равным 1,2;

$I_{МАКС}$  - максимальный ток электродвигателя.

Значение тока двухфазного КЗ на вводах питания электродвигателя:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(2)}, \quad (43)$$
$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5000 = 4760 \text{ А.}$$

Коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ:

$$k_v^{(2)} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{ТО.с.з.}}, \quad (44)$$
$$k_v^{(2)} = \frac{4760}{2754} = 1,73.$$

Выдержку времени защиты устанавливают нулевой. Расчетное значение коэффициента чувствительности ТО меньше двух, поэтому для защиты данного двигателя от междуфазных замыканий дополнительно необходимо применить дифференциальную защиту.

Значение уставки дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{ДТО} = k_{омс} \cdot \varepsilon_{пер} \cdot I_{МАКС}, \quad (45)$$
$$I_{ДТО} = 1,5 \cdot 0,8 \cdot 2086 = 2502 \text{ А.}$$

Уставка по току:

$$I_{ДЗТ.нач.} = 0,3 \cdot I_{ном.дв.}, \quad (46)$$

$$I_{ДЗТ.нач.} = 0,3 \cdot 298 = 89,4 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения  $k_{торм}$  считать равным «1».

Значение уставки по току  $I_{скв.}$  принимают равным  $I_{ном.дв.} \cdot 1,1$  (так как двигатель обладает значительно высокой кратностью пускового тока).

$$I_{скв.} = 1,1 \cdot I_{ном.дв.}, \quad (47)$$

$$I_{скв.} = 1,1 \cdot 298 = 328 \text{ А.}$$

Значение уставки  $I_{диф2z}$  по относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе принимают равным 0,15.

Выдержки времени ДЗТ и ДТО принимают равными нулю.

Для проверки ДЗТ, необходимо рассчитать коэффициент чувствительности защиты  $k_q^{(2)}$  при двухфазном КЗ на вводах питания электродвигателя:

$$k_q^{(2)} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{ДЗТ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{ДЗТ}}, \quad (48)$$

$$k_q^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5500}{89,4} \approx 54.$$

Поскольку коэффициент чувствительности больше двух, защита удовлетворяет требованиям ПУЭ.

#### 2.4.1 Расчет уставок для защиты от однофазных замыканий на землю

Асинхронный двигатель АД-100-1 типа АДО-2500/1000У1 подключен кабелем с бумажной изоляцией и медными жилами сечением 185 мм<sup>2</sup>, длина кабеля составляет 50 метров.

Необходимо определить полную мощность двигателя:

$$S_{ном.дв} = \frac{P_{ном.дв}}{\cos \varphi \cdot \eta}, \quad (49)$$

$$S_{ном.дв} = \frac{2,5}{0,88 \cdot 0,957} = 2,969 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Электрическая емкость одной фазы электродвигателя:

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot S_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{ном.дв} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном.дв})}}, \quad (50)$$

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot 2,969 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{6 \cdot (1 + 0,08 \cdot 6)}} = 7,843 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}.$$

При известной электрической емкости одной фазы электродвигателя, емкостной ток двигателя рассчитывается по формуле (51):

$$I_{емк.дв} = 2\pi \cdot f_{ном} \cdot \sqrt{3} \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.дв}, \quad (51)$$

$$I_{емк.дв} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot \sqrt{3} \cdot 7,843 \cdot 10^{-9} \cdot 6000 = 0,026 \text{ А}.$$

Емкостной ток кабельной линии:

$$I_{емк.кл} = \frac{U_{ном.кл} \cdot l}{10}, \quad (52)$$

$$I_{емк.кл} = \frac{6 \cdot 0,05}{10} = 0,03 \text{ А}.$$

Определяем уставку срабатывания защиты от ОЗЗ по току  $3I_0 >$  в первичных значениях:

$$3I_0 >= \frac{k_{отс}}{k_{возврат}} \cdot k_{бр} \cdot (I_{емк.дв} + I_{емк.кл}), \quad (53)$$

$$3I_0 >= \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot (0,026 + 0,03) = 0,141 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты от однофазных замыканий на землю:

$$k_u^{(1)} = \frac{I_{ОЗЗ\Sigma}^{(1)}}{3I_0 >}, \quad (54)$$

$$k_u^{(1)} = \frac{1,4}{0,141} = 9,9.$$

Полученное значение коэффициента чувствительности превышает 1,5, значит, защита соответствует требованиям, установленным в ПУЭ.

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо перевести во вторичные значения учитывая коэффициент трансформации земляного трансформатора тока:

$$3I_{0.втор} >= \frac{I_0}{k_{тр}}, \quad (55)$$

$$3I_{0.втор} >= \frac{0,141}{25} = 0,006 \approx 0,01 \text{ А.}$$

Выдержку времени срабатывания защиты принимают равной 0,1 с.

Уставка срабатывания защиты от двойных замыканий на землю:

$$3I_0 >= k_{отс} \cdot k_{нес} \cdot I_{пуск.дв} = k_{нес} \cdot k_{отс} \cdot k_{нес} \cdot I_{ном.дв}, \quad (56)$$

$$3I_0 \gg 1,05 \cdot 0,015 \cdot 5,5 \cdot 298 = 25,8 \text{ А.}$$

По требованиям ПУЭ уставка данной защиты должна быть выбрана из диапазона от 50 до 200 А, поэтому принимают уставку срабатывания равной 100А.

#### **2.4.2 Защита минимального напряжения**

Алгоритм ЗМН в терминалах БМРЗ выполняют двухступенчатым и применяют только для защиты АД.

Первая ступень защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей, не участвующих в самозапуске, что облегчает процесс самозапуска.

Уставка срабатывания по напряжению первой ступени равна 60% от номинально напряжения  $0,6 \cdot U_{ном}$ . Уставку по времени равна 0,8 с.

Вторая ступень ЗМН предназначена для отключения всех электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Уставка срабатывания по напряжению второй ступени равна 40% от номинально напряжения  $0,4 \cdot U_{ном}$ . Уставку по времени равна 5 с.

#### **2.4.3 Защита асинхронного двигателя от симметричных перегрузок**

Ток срабатывания первой ступени защиты от симметричных перегрузок в первичных значениях:

$$I_{с.з1} = \frac{1,2 \cdot k_{пуск}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном.дв}, \quad (57)$$

$$I_{с.з1} = \frac{1,2 \cdot 7}{0,95} \cdot 298 = 2634 = 8,8 \cdot I_{ном.дв}.$$

Время срабатывания первой ступени защиты  $t_{c.31}$  принимают 0,1 с. Это необходимо для исключения неправильного действия защиты при подпитке двигателями КЗ на шинах или присоединениях питающей сети и для отстройки от длительности броска пускового тока асинхронного двигателя.

Вторая ступень защиты от симметричных перегрузок имеет инверсную характеристику и работает с действием на отключение электродвигателя.

Пуск второй ступени защиты происходит при кратности тока 1,08 от номинального значения тока двигателя. Значение тока пуска второй ступени защиты в первичных значениях определяют по соотношению:

$$I_{c.32} = \frac{1,08}{k_g} \cdot I_{ном.дв} , \quad (58)$$

$$I_{c.32} = \frac{1,08}{0,95} \cdot 298 = 338 A = 1,14 \cdot I_{ном.дв} .$$

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

$$I_{c.32} = \frac{k_{омс}}{k_g} \cdot I_{ном.дв} , \quad (59)$$

$$I_{c.32} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 298 = 329 A = 1,11 \cdot I_{ном.дв} .$$

Так как АД не подвержен технологическим перегрузкам, а расчетное время его пуска составляет 7 с, выбирают время срабатывания третьей ступени защиты на сигнализацию равно 15 с.

#### **2.4.4 Защита от неполнофазных режимов работы**

При работе электродвигателя в неполнофазном режиме значения токов прямой и обратной последовательности равны, а ток в каждой из двух рабочих фаз в этом режиме составляет от  $1,6 \cdot I_{ном.дв}$  до  $2,5 \cdot I_{ном.дв}$  .



Вследствие этого, неполнофазные режимы работы электродвигателей приводят к недопустимому разогреву зубцов ротора, пазовых клиньев и бандажных колец, а также к механическим вибрациям.

Согласно требованиям ПУЭ [1] для электродвигателей, которые защищены от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, должна быть предусмотрена защита от перегрузки в двух фазах.

Защиту от неполнофазного режима рекомендуется применять для всех двигателей в связи с возможностью обрыва фазы на линии внешнего электроснабжения.

Для защиты от неполнофазных режимов (ЗНР) в терминалах БМРЗ применена токовая защита обратной последовательности.

Первичный ток срабатывания защиты по обратной последовательности выбирается из условия несрабатывания защиты от токов небаланса нормального режима двигателя:

$$I_{2с.з} = k_n \cdot \varepsilon \cdot I_{ном} , \quad (60)$$

$$I_{2с.з} = 1,5 \cdot 0,1 \cdot 298 = 44,7 \text{ А.}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5;

$\varepsilon$  – коэффициент несимметрии по току в нормальном режиме, учитывающий несимметрию линейных напряжений, разное сопротивление фаз электродвигателя и погрешность трансформаторов тока, принимается равным 0,1;

$I_{ном}$  – номинальный ток двигателя, А.

Чувствительность защиты обычно достаточно высока и может не проверяться.

Токи прямой и обратной последовательностей при обрыве фазы двигателя:

$$I_1 = I_2 = \frac{I}{\sqrt{3}}, \quad (61)$$

где  $I$  – ток неповрежденной фазы, А, т. е. защита пускается при токах неповрежденных фаз, равных  $\sqrt{3} \cdot 0,15 \cdot I_{ном} = 0,26 \cdot I_{ном}$ .

При внешнем близком двухфазном КЗ значение тока  $I_2$ , проходящего через двигатель, составляет примерно 0,5 пускового тока, и срабатывание защиты также обеспечивается, если это КЗ не будет отключено «своей» защитой.

Уставка по времени срабатывания защиты выбирается наибольшей из следующего условия:

-несрабатывание при пуске (самозапуске) двигателя, поскольку в этом режиме ток небаланса (обратной последовательности) существенно увеличивается:

$$t_{с.з} \geq (1,2 \div 1,3)t_{пуск}, \quad (62)$$

где  $t_{пуск}$  – длительность пуска (самозапуска) двигателя, с;

В терминалах БМРЗ значение тока  $I_2$  определяется из значений фазных токов. Для использования защиты от неполнофазного режима в этих терминалах необходимо наличие трансформаторов тока в каждой фазе питания двигателя. В терминалах БМРЗ предусмотрена возможность вычисления тока  $I_2$  из токов двух фаз и тока  $3I_0$  защиту от неполнофазного режима в этих терминалах можно реализовать при наличии трансформаторов тока в двух фазах питания двигателя.

## 2.5 Токовые защиты кабельных линий

### 2.5.1 Общие требования к защитам кабельных линий

«На линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ предусматривают двухступенчатую токовую защиту. Первую ступень выполняют в виде ТО, вторую ступень в виде МТЗ» [5].

«Ток срабатывания ТО:

$$I_{ТО.с.з} = k_{отс} \cdot I_{КЗ.макс}^{(3)}, \quad (63)$$

где  $k_{отс}=1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$I_{КЗ.макс}^{(3)}$  – максимальное значение тока трехфазного КЗ в максимальном режиме системы в конце линии, А» [5].

«При расчете ТО линии, по которой питается один трансформатор (блок линия-трансформатор), ТО отстраивают от тока КЗ за трансформатором.

Применение ТО позволяет уменьшить время отключения близких КЗ, тем самым уменьшая нагрев кабельной линии при КЗ.

Зона действия ТО должна выбираться из условия быстрого отключения КЗ, вызывающих снижение напряжения на шинах ниже 0,5 – 0,6 номинального. Для обеспечения этого требования допускается выполнять ТО неселективной, т.е. разрешать ее срабатывание при КЗ не только на защищаемой линии, но и на других линиях и трансформаторах, питающихся по защищаемой линии.

Уставки МТЗ должны обеспечивать:

- 1) отсутствие срабатывания МТЗ при послеаварийных перегрузках;
- 2) согласование действия по току и по времени с защитами предыдущих элементов;
- 3) необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной зоне и в зоне резервирования.

Аварийные перегрузки могут возникать при автоматическом включении дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. При нормальной работе двух линий, каждой со своей нагрузкой, и действии АВР после отключения одной из них по оставшемуся элементу будет проходить свой рабочий ток и ток самозапуска нагрузки отключившейся линии» [5].

По условию отстройки тока перегрузки при действии АВР ток срабатывания МТЗ Л1  $I_{МТЗ.с.э}$ , А, выбирают по формуле (2.64):

$$I_{МТЗ.с.э} = k_{отс} / k_{в} \cdot (k_{сзн} \cdot I_{раб.макс.Л2} + k'_{отс} \cdot I_{раб.макс.Л1}), \quad (64)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата;

$k_{сзн}$  – коэффициент самозапуска нагрузки Н2;

$I_{раб.макс.Л1}$ ,  $I_{раб.макс.Л2}$  – максимальный рабочий ток линий Л1 и Л2, А.

«Выбирается с учетом максимально допустимой перегрузки оставшейся в работе линии. Для кабелей 6; 10 кВ допускается перегрузка 40 % от номинального тока линии.

Коэффициент, учитывающий увеличение тока нагрузки Н1 из-за снижения напряжения на шинах при подключении к ним после АВР заторможенных двигателей нагрузки Н2. Значение этого коэффициента для нагрузки, в основном состоящей из двигателей, участвующих в самозапуске, принимается равным от 1,5 до 2» [5].

«Чувствительность МТЗ линии по току определяется при металлическом КЗ в конце линии по формуле (65):

$$k_{ч1} = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{МТЗ.с.э}}, \quad (65)$$

где  $I_{КЗ.мин}$  – минимальное значение тока двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы системы, А;

$I_{МТЗ.с.з}$  - ток срабатывания МТЗ, А.

МТЗ выполняет функции основной защиты линии, поэтому значение коэффициента чувствительности должно быть больше 1,5» [5].

### 2.5.2 Пример расчета уставок защиты для вводов подстанций 6 кВ

В качестве примера расчета уставок для защиты ввода подстанции 6 кВ была выбрана позиция В-4-9.

Параметры питающей системы:

- $I_{к.макс} = 3$  кА – ток КЗ системы в максимальном режиме;
- $U_{с.ном} = 6,3$  кВ - среднее номинальное напряжение системы.

Параметры линий:

Марка кабеля – ААШ 4(3х150);

Длина кабеля – 1,1 км;

Удельное активное сопротивление жил - 0,208 Ом/км,

Удельное реактивное сопротивление - 0,079 Ом/км.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{с.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}}, \quad (66)$$

$$x_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 3} = 1,21 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линий:

$$z_{л1} = (R_{1л} + j \cdot x_{1л}) \cdot L_1, \quad (67)$$

$$z_{л1} = (0,208 + j \cdot 0,079) \cdot 1,1 = 0,229 + 0,087 \cdot j$$

Ток трехфазного КЗ в точке подключения трансформаторов, ближних к источнику питания:

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} = \frac{U_{С.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_2^2 + x_2^2}}, \quad (68)$$

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,229^2 + (1,21 + 0,087)^2}} = 2762 \text{ А.}$$

По условию отстройки от трехфазных КЗ в конце линии ток срабатывания ТО рассчитать по формуле (63):

$$I_{ТО.с.з} = 1,3 \cdot 2762 = 3590 \text{ А.}$$

По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием автоматики ток срабатывания МТЗ рассчитать по формуле (64):

$$I_{МТЗ.с.з} = \frac{900 \cdot 1,2 \cdot 2}{0,95} = 2273 \text{ А.}$$

Пересчет тока, выраженного в первичных значениях, во вторичные значения:

$$I_{ТО.с.р} = \frac{I_{ТО.с.з}}{n_T}, \quad (69)$$

$$I_{ТО.с.р} = \frac{3590}{200} = 17,95 \text{ А,}$$

$$I_{МТЗ.с.р} = \frac{I_{МТЗ.с.з}}{n_T}, \quad (70)$$

$$I_{МТЗ.с.р} = \frac{2273}{200} = 11,35 \text{ А.}$$

## 2.6 Расчет уставок защиты для силовых трансформаторов 6/0,4 кВ

### 2.6.1 Общие требования к защита трансформаторов

«Для трансформаторов напряжением выше 3 кВ и номинальной мощностью равной 1МВА (1000кВА) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты:

1) Защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах – ТО, или ДЗ если ТО не удовлетворяет требованиям чувствительности, а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с;

2) Защита от витковых замыканий в обмотках – не применяется;

3) Защита от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ – МТЗ.

Повреждения на выводах высшего напряжения трансформаторов допускаются ликвидировать защитой линии» [5].

### 2.6.2 Пример расчет уставок защиты для силовых трансформаторов 6/0,4 кВ

Параметры питающей системы:

-  $I_{K.макс} = 20$  кА – ток КЗ системы в максимальном режиме;

-  $U_{C.ном} = 6,3$  кВ - среднее номинальное напряжение системы.

Характеристики трансформатора:

- тип – ТМ-1000/10-У1;

- высокое напряжение (напряжение на стороне ВН) — 6 кВа

- низкое напряжение (напряжение на стороне НН) — 0,4 кВа

- напряжение короткого замыкания – 5,5%

- ток холостого хода – 0,75%

Сопrotивление системы, приведенное к стороне 6,3 кВ:

$$x_{c.макс} = \frac{U_{C.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{K.макс}}, \quad (71)$$

$$x_{c.макс} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 0,18 \text{ МОм.}$$

Приведение сопротивления к стороне НН выполнить:

$$x_{с.макс.прив} = x_{с.макс} \cdot \left( \frac{U_{ном.тр}^{НН}}{U_{ном.тр}^{ВН}} \right)^2, \quad (72)$$

$$x_{с.макс.прив} = 0,18 \cdot \left( \frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,73 \text{ МОм.}$$

Сопротивление двухобмоточного трансформатора определить по формуле (2.73):

$$x_{тр} = u_{к} \cdot \frac{(U_{ном.тр}^{НН})^2}{S_{ном.тр}}, \quad (73)$$

$$x_{тр} = 0,055 \cdot \frac{(0,4)^2}{1} = 8,8 \text{ МОм.}$$

Ток трехфазного КЗ на шинах НН:

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} = \frac{U_{ном.тр}^{НН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс.прив} + x_{тр})}, \quad (74)$$

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,73 + 8,8)} = 24,5 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания ТО, рассчитывается по условию отстройки от трехфазных КЗ на шинах НН:

$$I_{ТО.с.з} = k_{отс} \cdot I_{КЗ.макс}^{(3)}, \quad (75)$$

$$I_{ТО.с.з} = 1,3 \cdot 24,5 = 31,9 \text{ кА.}$$



Ток срабатывания МТЗ рассчитать по условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки:

$$I_{MT3.c.з} = k_{омс} \cdot k_{сзн} \cdot \frac{I_{ном.мп}^{HH}}{k_g}, \quad (76)$$

$$I_{MT3.c.з} = 1,2 \cdot 2 \cdot \frac{1,4 \cdot 1443}{0,95} = 5100 \text{ А.}$$

«Степень селективности при токе  $I_{MT3}$  с.з. рассчитать по формуле (2.77):

$$\Delta t = \frac{\varepsilon_1}{100} \cdot t_1 + \frac{\varepsilon_2}{100} \cdot t_2 + t_{зан}, \quad (77)$$

$$\Delta t = 0,02 + 0,025 + 0,1 = 0,15 \text{ с.}$$

где  $\varepsilon_1$  - погрешность срабатывания по времени защиты 1 при токе согласования, %;

$\varepsilon_2$  - погрешность срабатывания по времени защиты 1 при токе согласования, %;

$t_1$  - выдержка времени защиты 1 при токе согласования, с;  $\varepsilon_2$  - погрешность срабатывания по времени защиты 2 при токе согласования, %;

$t_2$  - выдержка времени защиты 2 при токе согласования, с;

$t_{зан}$  - необходимое время запаса, учитывающее в том числе время срабатывания промежуточных реле, с.»[5].

Выдержку времени МТЗ с независимой характеристикой выбрать по условию согласования с автоматическими выключателями 0,4 кВ по формуле (2.78):

$$t_{MT3.сн} = t_{с.з2} + \Delta t, \quad (78)$$

$$t_{MT3.сн} = 0,1 + 0,15 = 0,25$$

При выдержке времени менее 0,5 с возможно срабатывание МТЗ при включении трансформатора из-за броска тока намагничивания. Для предотвращения отключения МТЗ выполнить с блокировкой МТЗ при включении на  $t_{МТЗ.сл} = 0,5$  с.

## **2.7 Порядок монтажа и подключения терминалов БМРЗ**

ГПП-3 представляет собой здание ЗРУ и площадку ОРУ. В помещении ЗРУ расположены:

- 1) щит управления;
- 2) ЗРУ, где расположены ячейки типа КРУ;
- 3) щит постоянного тока;
- 4) два отдельных помещения для ТСН;
- 5) бытовое помещение.

На щите управления стоят несколько панелей, на которых расположены различные реле, которые входят в схему защиты силовыми трансформаторами 110/6кВ. Перед монтажом ШЭ-МТ-022 на щите управления необходимо будет произвести демонтаж старого оборудования. Данные работы будут производить подрядная организация, которая выиграет тендер на оказания услуг демонтажа. Ответственным лицом за прием проделанной работы будет назначен ведущий инженер по электрооборудованию. Данный сотрудник должен будет проверить, соответствует ли монтаж заявленным требованиям безопасности промышленного предприятия и т.п..

В зависимости от типа электроприемника (асинхронный двигатель, ввод подстанции, силовой трансформатор и т.д.) будет эксплуатироваться терминал/шкаф БМРЗ определенного типа:

- 1) БМРЗ-152-ЭД-01 – для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации асинхронного двигателя напряжением 6 кВ;

2) БМРЗ-152-КСЗ-01 – для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6 кВ;

3) ШЭ-МТ-013– для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений секционного выключателя (СВ) напряжением 6 кВ.

Данные терминалы/шкафы будут установлены на ячейках КРУ, расположенных в здании ЗРУ ГПП-3. Как упоминалось выше, монтаж данных терминалов будет производиться на дверцах релейного отсека ячеек типа КРУ, либо ячейки будут полностью заменены на современный аналог, как в случае секционного выключателя. В зависимости от размеров терминала будет подготовлено отверстие, в которое и будет закреплен БМРЗ. Габаритные и установочные размеры терминалов БМРЗ серии 150 изображены на рисунке 13.

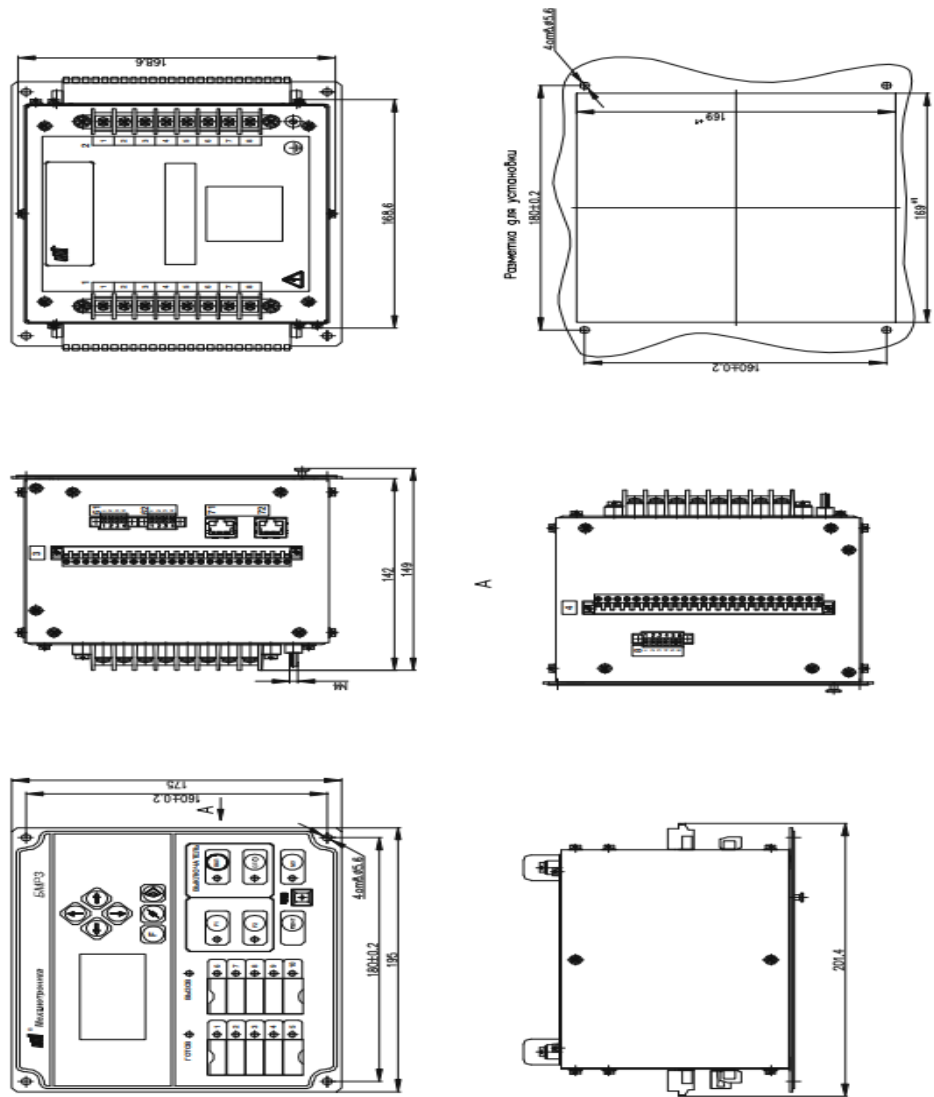


Рисунок 13 – Габаритные и установочные размеры терминала БМРЗ

Пример подключения цепей управления выключателем с электромагнитным приводом изображен на рисунке 13. Однако, учитывая специфику схем защиты применяемых на ГПП-3, было принято решение пересмотреть схемы подключения, предлагаемые компанией-поставщиком.

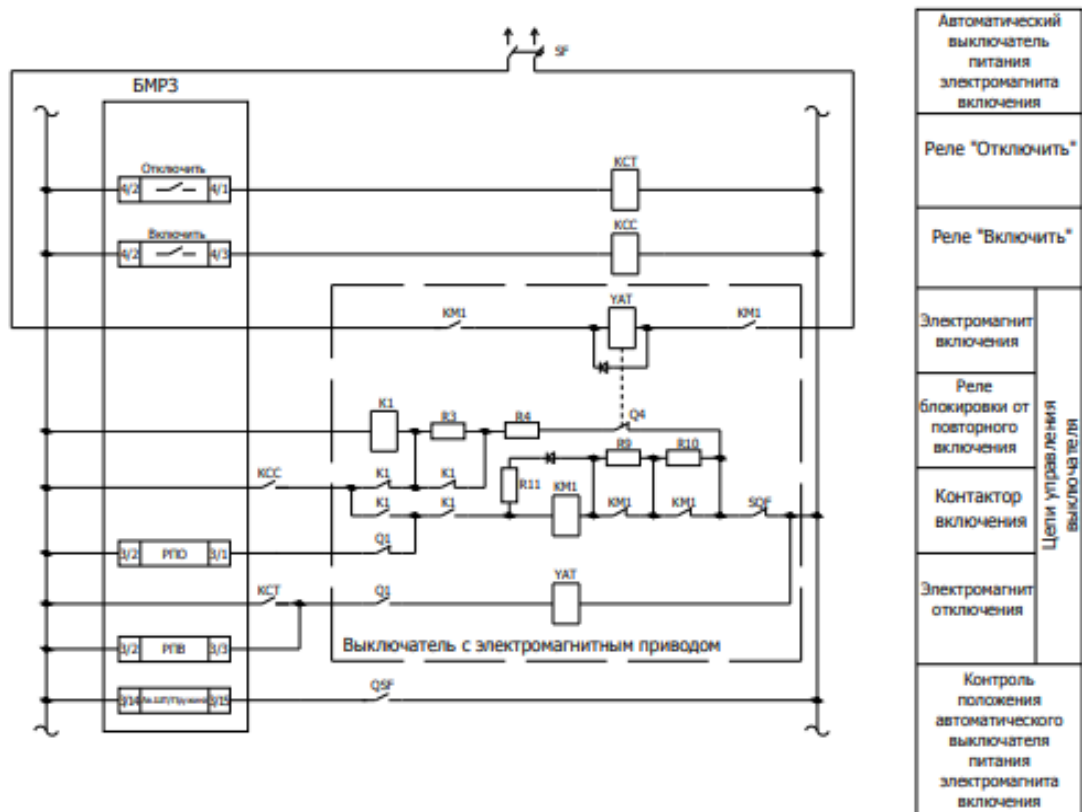


Рисунок 14 – Подключение цепей управления выключателем с электромагнитным приводом

Обязкой установленных терминалов и шкафов БМРЗ будет осуществлять подрядчик. Однако демонтаж старых аналоговых реле и «очистку» клеммников от ненужных контактов будут производить электромонтеры предприятия.

Также перед обвязкой терминалов необходимо предоставить подрядной организации токовые цепи защиты, которые будут подключены к терминалам, а также токовые цепи сигнализации.

## **Выводы по второй главе**

Во второй главе произведен:

- 1) описание системы релейной защиты и автоматики;
- 2) анализ современного оборудования в сфере релейной защиты и автоматики, произведено сравнение двух ведущих компаний в этой сфере, в качестве компании-поставщика была выбрана компания ООО «НТЦ «Механотроника».
- 2) расчет уставок, так как было принято решение пересчитать предыдущие уставки для новых терминалов/шкафов БМРЗ, по методикам завода-изготовителя, уставки пересчитывались только для схем защиты силовых трансформаторов 110/6 кВ и асинхронных двигателей;
- 3) виды устройств, входящих в систему

### **3 Технико-экономическое обоснование**

#### **3.1 Товарная продукция**

Товарной продукцией предприятия ООО «НТЦ «Механотроника» являются микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики на современной элементной базе, для энергетических объектов с классом напряжения от 0,4 до 220 кВ. Данное предприятие осуществляет свою деятельность на основании лицензий и разрешений официальных надзорных органов РФ и стран СНГ. Вся производимая продукция имеет необходимые сертификаты. Также ООО «НТЦ «Механотроника» имеет Сертификаты международного стандарта соответствия МЭК 61850.

Товарной продукцией являются блоки микропроцессорной защиты типа БМРЗ различных серий (БМРЗ-50, БМРЗ-100, БМРЗ-150, БМРЗ-0,4 и т.п.), шкафы РЗА, в случае полной модернизации подстанции (защита и автоматика РУ 6-35 кВ, защита трансформатора 35-220 кВ) и т.д. Кроме того, предприятие предоставляет методики расчетов уставок для поставляемой продукции, и бесплатное ПО (программное обеспечение).

В сфере применения микропроцессорной релейной защиты ООО «НТЦ «Механотроника» конкурируют с другими различными предприятиями (компаниями), такими как французская энергомашиностроительная компания Schneider Electric, АО «ЧЭАЗ», которая является одним из старейших и крупнейших предприятий электротехнического профиля в России и т.п.

В данной работе сравнивалась продукция двух компаний:

- 1) ООО «НТЦ «Механотроника»;
- 2) Schneider Electric.

В качестве поставщика выбор пал на ООО «НТЦ «Механотроника». Одной из причин такого выбора была политика импорт замещения. Сравнительный анализ блоков БМРЗ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнительный анализ блоков МРЗ

Описание функции	ANSI/IEEE E	БМРЗ-150	Количество во выходов	Sepam S80	Количество во выходов
Дистанционная защита	21	+	3	-	-
Дифференциальная защита трансформатора	87T	+	1	-	-
Токовая отсечка	50	+	2	+	4
МТЗ	51	+	3	+	4
Направленная МТЗ	67	+	4	-	-
Ускорение МТЗ	SOTF	+	1	-	-
МТЗ с пуском по напряжению	50/27	+	3	+	2
МТЗ от замыканий на землю	50(51)N/50 (51)G	+	1/2	+	4/4
Направленная МТЗ от замыканий на землю	67N	+	1	-	-
АЧР	81U	+	3	+	2
ЧАПВ	81O	+	3	+	2
Защита от потери питания	-	+	1	+	1
Защита от минимального напряжения	27	+	2	+	4

Так же необходимо произвести SWOT–анализ, который представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, его применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Данный анализ позволяет определить:

- Сильные стороны и преимущества микропроцессорного реле, его конкурентоспособная сторона;
- Слабые стороны микропроцессорного реле в конкурентной борьбе с другими типами реле;
- Возможности для развития и улучшения конкурентной позиции;
- Угрозы, наносящие ущерб проекту и наиболее эффективные действия для защиты от них.

Результаты SWOT-анализа представлены в таблице 9.



Таблица 9 – SWOT-анализ

Сильные стороны (Strength)	Слабые стороны (Weakness)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Удобное внедрение в энергосистему.</li> <li>• Экологичность технологии.</li> <li>• Большой срок эксплуатации.</li> <li>• Высокая безопасность и надежность данной системы по сравнению с другими.</li> <li>• Высокое качество продукции.</li> <li>• Использование современных тенденций</li> <li>• Простота в использовании.</li> <li>• Вовлечение в производство микропроцессорного реле позволяет продлить срок эксплуатации, повысить надежность защиты защищаемого объекта и способствует привлечению поддержки в развитии технологии со стороны предприятия.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокая стоимость</li> <li>• Необходимость в высококвалифицированном персонале</li> <li>• Малая ремонтпригодность.</li> <li>• Введение нового технологически развитого оборудования, то есть микропроцессорного реле может повлечь за собой необходимость перекалфикации персонала и повышение их компетенции</li> <li>• Наиболее значимым минусом является поиск источников финансирования</li> <li>• для поддержания конкурентоспособности и дальнейшего развития производства</li> </ul>
Возможности (Opportunities)	Угрозы (Threats)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Развитие данной отрасли в России</li> <li>• Появление дополнительного спроса на новый продукт</li> <li>• Возможность подключения в сеть ЭВМ.</li> <li>• Финансовая поддержка государства для развития</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отсутствие спроса на новые технологии производства из-за ухудшения экономической ситуации в стране</li> <li>• Развитая конкуренция технологий производства</li> <li>• Отсутствие стимула для переоборудования защищаемых объектов.</li> </ul>

### 3.2 Экономический расчет

После выбора поставщика блоков микропроцессорной релейной защиты нужно произвести экономический расчет.

Необходимо определить общую стоимость старой системы релейной защиты для различных электроприемников, так как для защиты каждого из них используются различные схемы защиты, что подразумевает использование разных реле. Потом оценить экономический эффект от внедрения микропроцессорной релейной защиты.

Количество реле, используемых в различных схемах защиты, сведено в таблицу 10.

Таблица 10 – Общий состав схем защит

Вид электроприемника	Тип реле*							Σ стоимость, тыс.руб.
	РТ-40/хх	РТ-80/хх, ИТ-80/хх	РУ-21	РВ-хх	РП-23	РН- 60/хх	ДЗТ-хх	
Ввод подстанции 6 кВ	3	-	3	1	2	-	-	24,4
Силовой трансформатор 110/6 кВ	5	-	12	4	7	-	2	110,9
Синхронный двигатель	1	1	4	-	3	-	-	23,6
Трансформатор 6/0,4 кВ	3	-	3	1	1	-	-	24,4
Трансформатор напряжения (ТН)	-	-	3	1	1	2	-	24,4
Секционный выключатель (СВ)	2	-	5	2	10	-	-	56,9

\* - Стоимость каждого реле указана ниже

Стоимость реле тока, указательных реле и т.п.:

- 1) реле тока РТ-40/хх – 2600 руб.;
- 2) индукционное реле РТ-80/хх, ИТ-80/хх – 7500 руб.;
- 3) указательное реле РУ-21 – 1500 руб.;
- 4) реле времени РВ-хх – 9600 руб.;
- 5) реле промежуточное РП-23 – 2500 руб.;
- 6) реле напряжения РН-54/хх – 2400 руб.;
- 7) дифф.токовое реле ДЗТ-хх – 12000 руб.

Средняя рыночная стоимость блоков микропроцессорной релейной защиты составляет от 50 тыс. рублей до 120 тыс. рублей. Учитывается комплектация, так как стоимость блоков для различных электроприемников отличаются в цене, а также общая партия закупки.

Исходя из диапазона цен, лучше всего за основу расчета взять среднее значение  $\approx 80$  тыс. рублей. Необходимо рассчитать амортизационные отчисления для переноса по частям стоимости БМРЗ по мере их физического или морального износа на себестоимость производимой продукции.

Перед тем как производить расчет амортизации, необходимо выяснить к какой амортизационной группе относится закупаемое оборудование. Данную информацию предоставляет [10]. На данном ресурсе отсутствует информация касательно БМРЗ, соответственно расчет амортизации будет производиться по упрощенной формуле:

$$A_{КОМП} = \frac{E_{обор} \cdot n}{N_{мес} \cdot N_{экспл}}, \quad (79)$$
$$A_{КОМП} = \frac{80000 \cdot 27}{12 \cdot 15} = 12000 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления составляют 12000 рублей в течение 15 лет.

Для дальнейшей работы с новым оборудованием необходимо отправить на обучение персонал электротехнической лаборатории на курсы по повышению квалификации, которые организует компания-поставщик ООО «НТЦ «Механотроника». Обучение организовывается в Санкт-Петербурге, соответственно необходимо рассчитать затраты на командировку персонала ЭТЛ.

На обучение будут отправлены:

- 1) два инженера ЭТЛ;
- 2) два мастера ЭТЛ;
- 3) четыре электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудования.

Стоимость двух недельного обучения составляет 30 тыс. рублей за человека, не учитывая затраты на перелет, проживание и аванс за командировку.

Итого выходит, что для обучения минимально необходимого количества персонала ЭТЛ, потребуется затратить 240 тыс. рублей.

Наладку блоков БМРЗ будут осуществлять сотрудники электротехнической лаборатории, однако более сложное оборудование как шкаф защиты силового трансформатора или терминалы БМРЗ будет производить подрядчик. Стоимость услуги будет зависеть от того, какая из компаний выиграет тендер. Ориентировочная сумма, которую необходимо заложить в проект на монтаж шкафов/терминалов составит 1 500 тыс. рублей. Также нельзя забывать про автоматизированную систему диспетчеризации, так как данная система будет модернизирована на всей площадке, то соответственно сумма необходимая для этого будет входить в отдельный проект.

Итоговая стоимость модернизации системы релейной защиты ГПП-3 не учитывая систему телемеханики составляет примерно 4 000 тыс.рублей., а также ежемесячные амортизационные отчисления в размере 12 000 рублей.

Учитывая условную стоимость каждой схемы релейной защиты, которая применяется в данный момент на ГПП-3 и сложить полученные значения, получится сумма равная 850 тыс. руб.

Получается, что проект по модернизации системы релейной защиты и автоматики на ГПП-3 имеет перспективу в будущем, так как помимо модернизации оборудования, будет производиться переобучение эксплуатирующего персонала, что, безусловно, поднимет квалификацию сотрудников, что является бесспорным преимуществом в дальнейшем развитии службы электротехнической лаборатории.

### **Выводы по третьей главе**

В третьей главе произведен экономический расчет внедрения блоков БМРЗ и модернизации системы диспетчеризации, был составлен SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон внедрения терминалов/шкафов БМРЗ на ГПП-3.

При проведении экономического расчета учитывались такие пункты как:

- 1) затраты на амортизационные отчисления;
- 2) общая стоимость оборудования;
- 3) повышение квалификации обслуживающего персонала электротехнической лаборатории;
- 4) стоимость монтажа шкафов релейной защиты и автоматики.

## Заключение

Главной целью модернизации системы релейной защиты и автоматики химическом промышленном предприятии является понижение затрачиваемого капитала на периодическое обслуживание (ремонт, монтаж/демонтаж). Создание автоматизированной системы диспетчерского учета на всех производственных этапах становится неотъемлемым условием эффективного функционирования современных энергетических систем. Так как позволяет дистанционно контролировать состояние системы и при необходимости оперативно устранить случайно возникшие аварийные ситуации.

На данный момент на каждом предприятии встает вопрос об энергосбережении и энергоэффективности. В этом и заключается смысл внедрения или модернизации системы релейной защиты и автоматики. Сама система позволяет существенно экономить энергетические ресурсы и финансы предприятия.

В первой главе рассмотрена и проанализирована существующая система релейной защиты, применяемая на химическом промышленном предприятии на ГПП-3. В качестве основных приборов защиты применялись электромагнитные аналоговые реле. Были выделены недостатки такой системы:

- 1) небольшой срок эксплуатации;
- 2) реле, используемые на ГПП-3, находятся в эксплуатации, начиная ориентировочно с 1980-х годов, что говорит о моральном и физическом старении оборудования;
- 3) невысокая надежность;
- 4) отсутствие возможности подключить аналоговые реле в новую систему автоматизированного диспетчерского управления.

Вышеперечисленные проблемы можно решить быть при помощи внедрения микропроцессорной релейной защиты.

Во второй главе произведен:

- 1) описание системы релейной защиты и автоматики;

2) анализ современного оборудования в сфере релейной защиты и автоматики, произведено сравнение двух ведущих компаний в этой сфере, в качестве компании-поставщика была выбрана компания ООО «НТЦ «Механотроника».

2) расчет уставок, так как было принято решение пересчитать предыдущие уставки для новых терминалов/шкафов БМРЗ, по методикам завода-изготовителя, уставки пересчитывались только для схем защиты силовых трансформаторов 110/6 кВ и асинхронных двигателей;

3) виды устройств, входящих в систему.

В третьей главе произведен экономический расчет внедрения блоков БМРЗ и модернизации системы диспетчеризации, был составлен SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон внедрения терминалов/шкафов БМРЗ на ГПП-3.

При проведении экономического расчета учитывались такие пункты как:

- 1) затраты на амортизационные отчисления;
- 2) общая стоимость оборудования;
- 3) повышение квалификации обслуживающего персонала ЭТЛ;
- 4) стоимость монтажа шкафов релейной защиты и автоматики.

## Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. – М.: КНОРУС, 2007.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. М.: Высш. шк., 2007. - 639 с.
3. Официальный сайт Научно-технического центра «Механотроника» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.mtrele.ru/>. (дата обращения: 20.12.2017).
4. Мировой эксперт в управлении энергией и автоматизации | Schneider Electric [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.schneider-electric.ru/ru/>. (дата обращения: 18.12.2017).
5. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/relejnaya\\_zashchita\\_raspredelitelnyh\\_setej.pdf](http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/relejnaya_zashchita_raspredelitelnyh_setej.pdf). (дата обращения 10.03.2018).
6. Radmanesh H., Rostami M. Effect of Circuit Breaker Shunt Resistance on Chaotic Ferroresonance in Voltage Transformer, *Advances in Electrical and Computer Engineering*, ISSN: 1582-7445 (Print); 1844-7600 (Online), Vol.10, No. 3, 2010, pages 71-77.
7. Raju Basak, Arabinda Das, Amarnath Sanyal, Cost Optimal Design of a Single-Phase Dry Power Transformer, *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics*, ISSN: 2089-3272, Vol 3, No 4, January 2015, pages 261-266.
8. Ranjith Kumar M., Kumaraswamy D. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator, *International Journal of Engineering Sciences & Research Technology*, September 2014, issue ???, pages 250-254.
9. Производство диспетчерских щитов, видеостен и систем телемеханики. Проектирование, монтаж, пуско-наладка систем диспетчеризации и



промавтоматики. Продажи оборудования промышленной автоматики и электронных компонентов. [Электронный ресурс]. – URL: <http://poisk-company.ru/> (дата обращения 10.03.2018).

10. ОКОФ — общероссийский классификатор основных фондов. [Электронный ресурс]. – URL: <http://okof2.ru/groups/> (дата обращения 20.03.2018)

11. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.070-70 РЭ [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.monitor.mtrele.ru/manual\\_5/%D6%E8%F4%F0%EE%E2%EE%E9\\_%E1%EB%EE%EA\\_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9\\_%E7%E0%F9%E8%F2%FB\\_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-12\(13\\_02\\_03\)-20-22\\_\(%C4%C8%C2%C3\\_648228\\_028-70\\_%D0%DD\).pdf](http://www.monitor.mtrele.ru/manual_5/%D6%E8%F4%F0%EE%E2%EE%E9_%E1%EB%EE%EA_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-12(13_02_03)-20-22_(%C4%C8%C2%C3_648228_028-70_%D0%DD).pdf) (дата обращения: 10.03.2018).

12. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.070-03 РЭ [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.monitor.mtrele.ru/manual\\_4/%C1%EB%EE%EA\\_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9\\_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9\\_%E7%E0%F9%E8%F2%FB\\_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-10\(11\\_00\\_01\)-30-21\\_\(%C4%C8%C2%C3\\_648228\\_070-03\\_%D0%DD\).pdf](http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-10(11_00_01)-30-21_(%C4%C8%C2%C3_648228_070-03_%D0%DD).pdf) (дата обращения: 10.03.2018).

13. Трансформаторы и автотрансформаторы 35 - 220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок. Методические указания [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/transformatory\\_avtotransformator\\_y-dif.tokovaya\\_zashita.pdf](http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformator_y-dif.tokovaya_zashita.pdf) (дата обращения: 10.03.2018).

14. Понижающие Трансформаторы 35-220 кВ. Резервные Защиты. Расчёт уставок. Методические указания. [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/ponizhaushie\\_transformatory35-220kv.pdf](http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/ponizhaushie_transformatory35-220kv.pdf) (дата обращения: 10.03.2018).

15. Сайт ПАО «СИБУР Холдинг». [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.sibur.ru/> (дата обращения 10.03.2018).
16. Киреева Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2016. - 287 с.
17. Дьяков А. Ф., Овчаренко Н. И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов [Текст]. М.: МЭИ, 2008. 91 с.
18. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения [Текст]: учебник для студентов высш. образования. – Научное издание.- М.: Горячая линия-Телеком,2017.- 152с.-ISBN 978-5-9912-0468-2.
19. ГОСТ Р 56865–2016. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования [Текст]. – Введ. 2016-07-17. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2016. – 5 с.
20. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) : учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва : РУСАЙНС, 2017. – 160 с.
21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229. – М.: ЭНАС, 2016. – 256 с.
22. Дрозд В.В. Релейная защита и автоматика в электрических сетях. Москва: Альвис, 2012. 639 с.
23. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Модель дифференциальной токовой защиты силового трансформатора // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сборник трудов IV Международной научно-технической конференции: в 2 ч. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2012. - 4.2. - С. 16-19. 39 25.

24. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. — 5-е изд., стер. — М.: Издательский центр «Академия», 2016. — 287 с.
25. Miroslav Kovac<sup>1</sup>, Peter Bracinik<sup>1</sup>, Marek Hoger<sup>1</sup>, Marek Roch<sup>1</sup>, Alena Otcenasova, Power restoration in medium voltage network using multiagent system, *Advances in electrical and electronic engineering*, Vol. 11, No. 2, 2013, issue ???.
26. Chu Yan, Wang Haiguang, Chen Liang, Study on Fault Diagnosis of Circuit-breaker Based on Rough-Set Theory, *Universitas Ahmad Dahlan*, ISSN: 2302-4046, Vol.11, No.1, January 2013, pages 296~301.
27. R. Ramesh, U. Subathra, M. Ananthi ,” Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter” , *Int. Journal of Engineering Research and Applications*.
28. Попов А.Е., Анисимов К.В. Программный комплекс акватория // Ключевые проблемы и передовые разработки в современной науке. Сборник научных трудов по материалам I Международной научно-практической конференции 31 октября 2017 г. / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск: ООО «Новаленсо», 2017. 238 с.
29. Попов А.Е., Анисимов К.В. Сравнение аналоговой и микропроцессорной релейных защит // Ключевые проблемы и передовые разработки в современной науке // Сборник научных трудов по материалам I Международной научно-практической конференции 31 октября 2017 г. / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск: ООО «Новаленсо», 2017. 238 с.
30. Слотин Е.И., Попов А. Е., Анисимов К.В. Исследование интеллектуальной системы подстанции на время синхронизации системы // Современные тенденции в науке, технике, образовании. Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года, г. Смоленск). В двух частях. Часть 2 / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск, 2018. 230 с.