

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Разработка микропроцессорной системы защиты силового  
трансформатора подстанции Н. Киги

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности  
доцент

\_\_\_\_\_ С.Н. Трофимова  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Руководитель работы  
доцент

\_\_\_\_\_ А.В. Коношенко  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Экономическая часть  
доцент

\_\_\_\_\_ А.В. Коношенко  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор работы  
студент группы ФТТ-533

\_\_\_\_\_ И.В. Налегач  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролер  
ст. преподаватель

\_\_\_\_\_ О.В. Терентьев  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Златоуст 2018

## АННОТАЦИЯ

Налегач И.В. Разработка микропроцессорной системы защиты силового трансформатора подстанции Н.Киги– г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте, кафедра ЭАПП; 2018 г., 71с., 9 ил., библиогр. список – 21 наим., 8 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе произведена разработка микропроцессорной защиты силового трансформатора 110/35/6 кВ. Целью данной работы является повышение эффективности функционирования релейной защиты силового трансформатора.

В процессе работы проведен: анализ комплексных микропроцессорных защит и автоматики применяемых на подстанциях 110/35/6 кВ; расчет и выбор уставок защит; определение коэффициентов схем соединений сторон; расчёт параметров срабатывания ДТЗ; расчёт и выбор параметров максимальной токовой защиты; разработка структурной схемы; рассмотрены вопросы охраны труда, проанализированы вредные и опасные производственные факторы, разработаны мероприятия по устранению или снижению их вредного воздействия, разработаны мероприятия по противопожарной охране и обеспечению безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций; расчет технико-экономической эффективности работы.

|           |                |          |         |      |  |  |      |        |
|-----------|----------------|----------|---------|------|--|--|------|--------|
|           |                |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ   |  |      |        |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата | Разработка микропроцессорной системы<br>защиты силового трансформатора<br>подстанции Н.Киги<br>Пояснительная записка | Лит.   | Лист | Листов |
|           |                |          |         |      |  | Д  | 4    | 71     |
| Разраб.   | Налегач И.В.   |          |         |      |  | Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ<br>(НИУ)» в г. Златоуст<br>Кафедра ЭАПП |      |        |
| Провер.   | Коношенко А.В. |          |         |      |  |  |      |        |
| Т. Контр. | Вигриянов П.Г. |          |         |      |  |  |      |        |
| Н. Контр. | Терентьев О.В. |          |         |      |  |  |      |        |
| Утверд.   | Сергеев Ю.С.   |          |         |      |  |  |      |        |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 7  |
| 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ<br>ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....                                  | 8  |
| 1.1 Анализ микропроцессорных устройств защиты и автоматики.....  | 8  |
| Вывод по разделу .....   | 14 |
| 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....  | 15 |
| 2.1 Базисные данные для расчета .....  | 15 |
| 2.2 Расчет токов короткого замыкания.....  | 17 |
| Вывод по разделу .....   | 18 |
| 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ СТОРОН И<br>ВЫБОР УСТАВОК ЗАЩИТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА .....      | 24 |
| 3.1 Расчет и выбор параметров срабатывания ДТЗ. Расчет уставки<br>дифференциального тока срабатывания ДТЗ..... | 25 |
| 3.2 Выбор уставки тока начала торможения ДТЗ.....  | 27 |
| 3.3 Расчет уставки тока торможения блокировки ДТЗ .....  | 27 |
| 3.4 Расчет уставки коэффициента торможения ДТЗ .....   | 28 |
| 3.5 Выбор уставки уровня срабатывания по второй гармонике .....  | 29 |
| 3.6 Расчет уставки тока срабатывания дифференциальной отсечки.....   | 30 |
| Вывод по разделу .....   | 30 |
| 4 РАСЧЁТ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ<br>ЗАЩИТЫ .....   | 31 |
| 4.1 Расчет уставки максимального измерительного органа тока .....  | 31 |
| 4.2 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора.....  | 37 |
| 4.3 Защита от перегрузки трансформатора .....  | 38 |
| 4.4 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора.<br>Выбор тока срабатывания УРОВ .....     | 39 |
| Вывод по разделу .....   | 39 |
| 5 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМА-<br>ТОРА.....   | 40 |
| 5.1 Описание терминала.....  | 40 |
| 5.2 Разработка структурной схемы терминала .....   | 42 |
| 5.3 Защиты, организованные в микропроцессорном терминале .....   | 44 |
| 5.4 Резервные защиты терминала.....  | 52 |
| Вывод по разделу .....   | 53 |
| 6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ .....   | 54 |
| 6.1 Расчёт капитальных затрат .....  | 54 |
| 6.2 Расчёт эксплуатационных затрат .....   | 55 |
| 6.3 Расчёт экономической эффективности.....  | 56 |
| Вывод по разделу .....   | 58 |
| 7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....  | 59 |
| 7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта, производственного<br>участка.....                               | 59 |

|  |    |
|--|----|
| 7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....                      | 59 |
| 7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса ..... | 59 |
| 7.4 Охрана труда.....  | 61 |
| 7.5 Производственная санитария.....  | 65 |
| 7.6 Эргономика и производственная эстетика .....                                 | 65 |
| 7.7 Противопожарная и взрывобезопасность.....                                    | 65 |
| 7.8 Экологическая безопасность .....   | 66 |
| 7.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций .....              | 67 |
| Вывод по разделу .....   | 68 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 69 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....   | 70 |

## ВВЕДЕНИЕ

Основной направленностью в развитии и техническом перевооружения релейной защиты и автоматики электроэнергетических объектов является внедрение и освоение микропроцессорных устройств защиты. Использование микропроцессорных устройств защиты дает множество значимых преимуществ:

- многофункциональность (сочетание в устройстве функций защиты, автоматики, сигнализации, а также регистраторов);
- более компактные размеры в сравнении с электромеханическими или микроэлектронными устройствами, широкая область самодиагностики, которая позволяет быстро обнаруживать неисправности микропроцессорного терминала;
- высокопроизводительные процессоры, которые используются в терминалах защиты, позволяют реализовать сложные алгоритмы и новые функции, которые трудно или даже невозможно осуществить на базе традиционных устройств;
- удобство ремонта и эксплуатации микропроцессорных терминалов защиты, что обеспечивает снижение трудозатрат на обслуживание систем РЗА;
- осциллографирование электрических величин в аварийном режиме, полную запись последовательности функционирования устройств системы РЗА и т.д.

ПС Н. Киги питается электроэнергией по линии ВЛ 110 кВ «Месягутово - Нижние Киги», протяженностью 30 километров. Подстанция снабжает около 5000 потребителей 2 и 3 категории надежности электроснабжения. В ней установлены два силовых трансформатора 1Т - ТДТН-40500/110/35/6 и 2Т - ТДТН-40000/110/35/6 с полной замеренной нагрузкой в сумме 34,74 МВА. По данным группы РЗА Кигинского РЭС, которая обслуживает ПС Н. Киги, в 2017 году было зафиксировано 38 незапланированных отключений силовых трансформаторов, около 920 часов, средний процент правильной работы электромеханической релейной защиты трансформаторов составляет 89,5%.

Целью работы является повышение эффективности функционирования релейной защиты трансформатора.

В процессе работы решаются следующие задачи:

- расчёт и выбор уставок защит силового трансформатора;
- расчёт и выбор параметров максимальной токовой защиты;
- разработка структурной схемы терминала;
- анализ безопасных условий труда при обслуживании ПС Н. Киги;
- расчёт технико-экономической эффективности работы.

Предметом работы является микропроцессорная защита силового трансформатора.

Объектом работы является ПС 110/35/6 кВ Н. Киги.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 7    |

# 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

## 1.1 Анализ микропроцессорных устройств защиты и автоматики

При анализе микропроцессорных устройств защиты одним из основных критериев является надежность. Рассматривая в качестве показателя надежности время наработки на отказ, следует учитывать, что, к сожалению, регламентируемый производителем срок эксплуатации не всегда соотносится с реальными характеристиками оборудования. Электромагнитная совместимость (ЭМС) также является важным условием надежной работы электронных реле. Если изделие не прошло квалификационных испытаний на ЭМС, то вероятность отказа этих устройств при аварийных ситуациях очень высока, даже если в нормальном режиме их работа безупречна. Снижению вероятности ложных срабатываний во многом способствует широкий диапазон напряжений оперативного питания устройств защиты. А вот чрезмерно низкая цена – характерный показатель не очень надежных устройств. Определенные заключения о качестве изделия можно сделать при непосредственном ознакомлении с процессом производства и приёмо-сдаточных испытаний (ПСИ) на предприятии-изготовителе.

Следующий критерий – это набор функций защиты. Использование терминалов, произведенных на базе элементов цифровой техники, не отменяет обычных требований, принципов и способов выполнения релейной защиты и автоматики (РЗА) электрических сетей. Чем больше модификаций устройств с различными наборами защитных функций может предложить производитель, тем больше шансов подобрать необходимые устройства для конкретных условий применения, не переплачивая за функции, которые не будут использоваться. Добиться этого можно, используя оборудование различных производителей, но существует большая вероятность того, что при таком подходе могут возникнуть определенные сложности при организации системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA). Кроме того, применение устройств с однотипным интерфейсом значительно упрощает работу специалистам службы РЗА и снижает вероятность ошибки при изменении конфигурации или уставок. Если применение реле разных производителей неизбежно (например, при оснащении системой SCADA распределительных устройств разных классов напряжения), следует остановить свой выбор на микропроцессорных защитах, поддерживающих одинаковый протокол обмена данными.

Диапазон рабочих температур микропроцессорных защит – критерий, имеющий существенное влияние на стоимость системы релейной защиты и автоматики. Работоспособность электронных устройств терминала при отрицательных температурах определяется, в основном, элементной базой. При прочих равных условиях, цена микропроцессорной сборки, рассчитанной на работу при низких температурах, на большой порядок выше цены аналогичного устройства, способного работать в стандартном для полупроводниковых устройств диапазоне температур. Таким образом, чем ниже допустимая рабочая температура, тем выше сто-

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 8    |

имость реле. В распределительных подстанциях, как правило, существует возможность установки системы отопления и соответственно, нет необходимости приобретать дорогие устройства защиты, способные работать при  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Для работы в отапливаемых помещениях с учетом всевозможных сбоев в энергоснабжении вполне подойдут обычные устройства, сохраняющие свою работоспособность при  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Максимальный предел рабочей температуры чаще всего составляет  $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Немаловажным критерием является техническая поддержка. Отсутствие полноценной технической поддержки со стороны производителя или его уполномоченного дилера затруднит решение важных вопросов, возникающих при изучении новой, не использовавшейся ранее, техники и вводе ее в эксплуатацию на предприятии. А вот предлагаемое большинством производителей микропроцессорных реле специальное программное обеспечение значительно сократит время наладки и снизит вероятность ошибки при задании уставок срабатывания устройств защиты.

Следует обратить внимание на дополнительные возможности. Микропроцессорные реле способны хранить информацию об аварийных режимах работы присоединений в так называемых «журналах аварий», причем, если каждая запись имеет временную метку, появляется возможность отследить хронологию событий. При использовании устройства защиты в качестве первичного устройства системы управления и сбора данных, для резервирования информации о событиях на присоединении будет вполне достаточно от 1 до 5 записей. Функция осциллографирования, заложенная в реле защиты, позволяет отследить развитие аварийного процесса и принять меры по предупреждению подобных ситуаций. Иногда это единственная возможность определить причину сбоя в энергосистеме предприятия.

Основными же задачами разработчиков микропроцессорных защит трансформаторов - использование способов обработки информации и технических средств цифровой вычислительной техники для повышения технического совершенства и устойчивости функционирования защиты. Важными показателями технического совершенства являются быстрдействие и чувствительность защиты с абсолютной селективностью, какой является токовая продольная дифференциальная — основная защита трансформаторов.

Обеспечение устойчивости функционирования токовой продольной дифференциальной защиты, а именно ее абсолютной селективности, осложнялось особым специфическим явлением, происходящим в защищаемом объекте, — многократными (по отношению к номинальному току трансформатора) начальными значениями («бросками») токов намагничивания при включении трансформатора, особенно ненагруженного и дискретном восстановлении напряжения после отключения внешних КЗ.

За счет свойств способов обработки информации и технических микропроцессорных средств повышается и техническое совершенство резервных защит с относительной селективностью, обеспечиваемой выдержками времени их действия на отключение.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 9    |

Сейчас на рынке защит представлено большое количество отечественных и зарубежных производителей микропроцессорных защит:

- научно-производственное предприятие «ЭКРА»;
- научно-технический центр «Механотроника»;
- научно-производственная фирма «Радиус» (микропроцессорные устройства серии «Сириус», «Орион»);
- «ИЦ «БРЕСЛЕР» (RE TD, RE TR, RE CRN);
- шведская фирма «ABB»;
- международная компания «Schneider Electric» (серии устройств Sepam);
- компания «General Electric»;
- концерн «Siemens AG».

Говоря о сравнительных характеристиках микропроцессорных защит различных производителей, следует обязательно отметить, что аппаратная база и у иностранных, и у российских производителей одна и та же, по алгоритмическим возможностям российские производители ни на шаг не уступают зарубежным. Поэтому отечественным потребителям РЗА удобнее всего работать с отечественными производителями – проще поднимать возможные возникающие вопросы, на много проще и быстрее получать ответы и дополнительную информацию, проще сервис. Кроме этого в подавляющем большинстве случаев отечественные защиты выигрывают в цене, а устройства иностранных фирм-производителей часто требуют выполнения работ по адаптации к российским принципам построения релейных защит, что требует дополнительных усилий, увеличения времени решения вопроса и денежных вложений.

Для выполнения сравнительного анализа микропроцессорных защит трансформатора были выбраны три отечественных разработчика, хорошо зарекомендовавших себя на рынке защит и автоматики энергетических объектов. Среди их продукции, было подобрано оборудование наиболее подходящее оборудование для решения задач защиты и автоматики трансформатора.

Руководствуясь вышеизложенными критериями, был выполнен табличный анализ характеристик выбранных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики представленный в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Анализ характеристик микропроцессорных устройств защиты

| Наименование параметра     | Данные     |  |                     |
|----------------------------|------------|--|---------------------|
| 1                          | 2          | 3  | 4                   |
| Наименование производителя | НПП "ЭКРА" | ООО НПФ «РАДИУС»                         | НТЦ "Механотроника" |
| Модель шкафа защиты        | ШЭ2607 152 | БПВА.468263 .001,<br>БПВА.468263 .005-01 | ШЗТ-МТ-052          |



## Продолжение таблицы 1

| 1   | 2  | 3                                    | 4                                 |
|---|--|--------------------------------------|-----------------------------------|
| Наименования терми-<br>налов защиты                                       | БЭ_2704_041,<br>БЭ_2704_073,<br>БЭ_2502А | Сириус-3Т, Орион-<br>КТ, Сириус-2-РН | RE_TD-10, RE_TR-<br>10, RE_CRN_10 |
| <b>Входы аналоговых сигналов</b>  |  |                                      |                                   |
| Количество входов по<br>току, шт.   | 25                                       | 16                                   | 18                                |
| Количество входов по<br>напряжению, шт.                                   | 19                                       | 4                                    | 8                                 |
| Подстройка сигналов<br>по модулю  | да                                       | да                                   | нет                               |
| <b>Входы дискретных сигналов</b>  |  |                                      |                                   |
| Количество входов,<br>шт.   | 93                                       | 34                                   | 64                                |
| <b>Выходы дискретных сигналов управления и сигнализации</b>               |  |                                      |                                   |
| Количество контакт-<br>ных выходов, шт.                                   | 80                                       | 28                                   | 62                                |
| Оптронные выходы,<br>шт.  | до 4                                     | 1                                    | 2                                 |
| <b>Виды сигнализации</b>  |  |                                      |                                   |
| Сигнализация о неис-<br>правности терминала                               | да                                       | да                                   | да                                |
| Сигнализация о сраба-<br>тываниях и неисправ-<br>ностях                   | да                                       | да                                   | да                                |
| Сохранение сигнали-<br>зации при снятии пи-<br>тания                      | да                                       | да                                   | да                                |
| <b>Отказоустойчивость</b>   |  |                                      |                                   |
| Квалификационные<br>испытания на элек-<br>тромагнитную совме-<br>стимость | да                                       | да                                   | да                                |
| Средняя наработка на<br>отказ для терминала,<br>ч., не менее              | 25000                                    | 25000                                | 25000                             |
| Средняя наработка на<br>отказ для сменных<br>блоков, ч., не менее         | 100 000                                  | 100 000                              | 100 000                           |

## Окончание таблицы 1

| 1   | 2  | 3  | 4  |
|---|----|----|----|
| При наличии полного комплекта заменяемых блоков, при учёте времени нахождения не-исправности, среднее время восстановления работоспособного положения терминала, ч., не более | 2  | 2  | 2  |
| Функциональный контроль исправности   | да | да | да |
| Тестовый контроль работоспособности основных узлов и блоков   | да | да | да |

Таблица 2 - Сравнение функциональных особенностей

| Осциллографирование аварийных процессов                                |   |                  |      |
|--|---|------------------|------|
| Наименование производителя   | НПП "ЭКРА"                              | ООО НПФ «РАДИУС» | НТЦ  |
| Количество фиксируемых осциллограмм, шт.                               | по количеству свободной памяти на карте | 7                | 110  |
| Количество одновременного осциллографирования аналоговых входов, шт    | 56                                      | 12               | 26   |
| Количество одновременного осциллографирования логических сигналов, шт. | 304                                     | 8                | 144  |
| Продолжительность записи предаварийного режима, сек.                   | от 0,04 до 0,5                          | н/д              | 0,42 |
| Продолжительность записи послеаварийного режима, сек.                  | от 0,03 до 6                            | нет              | нет  |
| Уставка по продолжительности записи аварийного режима, сек.            | н/д                                     | н/д              | 3,84 |
| Длительность записи осциллограммы, сек.                                | от 2 до 10                              | н/д              | 10   |
| Интерфейсы связи   |   |                  |      |
| RS232  | да                                      | да               | да   |
| RS485  | да                                      | да               | да   |
| USB  | да                                      | нет              | да   |
| Ethernet   | да                                      | нет              | нет  |

Продолжение таблицы 2

|  |                       |              |                       |
|--|-----------------------|--------------|-----------------------|
| Оптический интерфейс   | нет                   | нет          | нет                   |
| Протоколы связи  |                       |              |                       |
| МЭК 61850  | да                    | нет          | да                    |
| ModBus   | нет                   | да           | нет                   |
| Аппаратная реализация терминала                                    |                       |              |                       |
| Мультипроцессорность   | да                    | да           | да                    |
| Разрядность микропроцессора  | 32                    | 32           | н/д                   |
| Сигнальный процессор   | да                    | н/д          | н/д                   |
| Устройства электронной памяти (карта памяти), Мбайт                | от 32000-512000       | нет          | нет                   |
| Реализация алгоритма защиты  | загружаемая программа | в устройстве | загружаемая программа |
| Время готовности терминала после подачи напряжения, сек., не более | 3                     | 0,8          | 3                     |
| Функции защит и автоматики   |                       |              |                       |
| Дифференциальная токовая отсечка (ДТО)                             | да                    | да           | да                    |
| Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)                       | да                    | да           | да                    |
| Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН, ступеней                     | 2                     | 1            | 2                     |
| МТЗ СН, ступеней   | 1                     | да           | 2                     |
| МТЗ НН, ступеней   | 2                     | да           | 2                     |
| Ускорение МТЗ (УМТЗ)   | да                    | да           | да                    |
| Защита от перегрузки (ЗП)  | да                    | да           | да                    |
| Регулируемое реле тока перегрузочного блокирования РПН             | да                    | да           | да                    |
| Токовые реле для пуска автоматики охлаждения                       | да                    | н/д          | н/д                   |
| Минимальное напряженческое реле стороны НН1 для блокировки РПН     | да                    | н/д          | н/д                   |
| УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя) ВН         | да                    | да           | да                    |
| Приём сигналов от сигнализаций и защит                             | да                    | да           | да                    |
| Фильтр напряжения обратной последовательности                      | да                    | нет          | нет                   |
| Фильтр токов обратной и нулевой последовательностей                | да                    | нет          | нет                   |
| Функция ОМП  | да                    | нет          | нет                   |



## 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 2.1 Базисные данные для расчета

В настоящей работе производится расчёт и выбор уставок защит силового трехобмоточного трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА. В данном трансформаторе имеется РПН в цепи обмоток ВН и СН. Трансформатор установлен на двухтрансформаторной подстанции и предусматривает питание трансформаторов со стороны ВН. Исходная схема для расчетов приведена на рисунке 1.

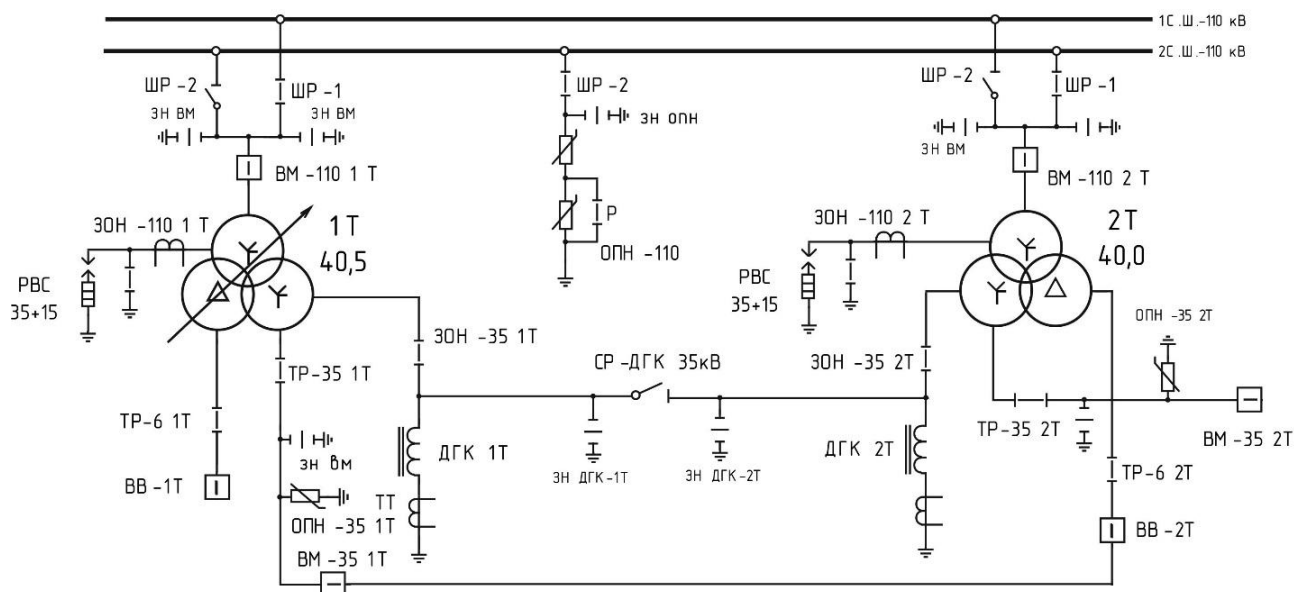


Рисунок 1– Исходная схема для расчета защит трансформатора

Основные технические характеристики ПС Н. Киги.

Номинальное напряжение подстанции – 110/35/6 кВ.

Количество и тип установленных силовых трансформаторов:

– 1Т – ТДТН-40500/110/35/6;

– 2Т – ТДТН-40000/110/35/6.

Загрузка трансформаторов по контрольным замерам:

– 1Т – 14,96 МВА;

– 2Т – 19,78 МВА.

– ОРУ 110 кВ:

– номинальное напряжение – 110 кВ;

– схема – «Две несекционированные системы шин с обходной с отдельными шинносоединительным и обходным выключателем»;

– количество линий – 2.

ОРУ 35 кВ:

– номинальное напряжение – 35 кВ;

– схема – «Одна секционированная система шин»;

– количество отходящих линий – 2.

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|      |      |          |         |      |

13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ

Лист

15

ЗРУ 6 кВ:

- номинальное напряжение – 6 кВ;
- количество секций – 2.
- схема – «Одна секционированная система шин»;
- количество ячеек – 26.

Для расчета защит используется схема первичных соединений подстанции Н. Киги 110/35/6 кВ.

Технические данные трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3– Технические данные трансформатора ТДТНГ-40500/110

| Параметры, единицы измерения      |       | Значение                     |
|-----------------------------------|-------|------------------------------|
| Номинальная мощность, кВА         |       | 40500                        |
| Номинальные напряжения, кВ        | ВН    | 112                          |
|                                   | СН    | 38,5                         |
|                                   | НН    | 6,6                          |
| Номинальные токи, А               | ВН    | 203                          |
|                                   | СН    | 639                          |
|                                   | НН    | 3547                         |
| Потери, кВт                       | XX    | 11                           |
|                                   | КЗ    | 135                          |
| Напряжения КЗ, %                  | ВН-СН | 10,5                         |
|                                   | ВН-НН | 17,5                         |
|                                   | СН-НН | 6,5                          |
| Ток XX, %                         |       | 0,6                          |
| Схема и группа соединения обмоток |       | Ун/Ун/Д-12-11                |
| Соотношение мощностей обмоток, %  |       | 100/100/100                  |
| РПН, %                            | ВН    | в пределах $\pm 4 \cdot 2,5$ |
|                                   | НН    | в пределах $\pm 2 \cdot 2,5$ |

### 2.1.1 Данные энергосистемы

Данные по максимальный режиму энергосистемы:

- $U_{\max}=125,6$  кВ;
- $I_{\max}13,52$ кА.

Данные по минимальному режиму работы энергосистемы:

- $U_{\min}=127,9$  кВ;
- $I_{\min}=1,59$  кА.

## 2.1.2 Данные по установленным трансформаторам тока

Данные о установленных трансформаторах токов (ТТ) представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные о установленных ТТ

| Сторона | Наименование стороны | Схема соединения обмоток трансформатора и её коэффициент ( $K_{СХ.СТОР}$ ) | Схема соединения вторичных обмоток ТТ и её коэффициент ( $K_{СХ.ТТ.СТОР}$ ) | Коэффициент трансформации ТТ ( $K_{ТТ.СТОР}$ ) |
|---------|----------------------|--|---|--|
| 1       | ВН                   | Y, 1   | Y, 1  | 600/5  |
| 2       | СН                   | Y,1  | Y,1   | 600/5  |
| 3       | НН                   | Δ,1  | Y,1   | 2000/5   |

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания

На рисунке 2 приведена схема замещения трехобмоточного трансформатора.

Для определения токов короткого замыкания рассчитаем активные сопротивления и условные индуктивности рассеивания обмоток трансформатора, приведенных к напряжению первичной обмотки, а также сопротивления энергосистемы в максимальном и минимальном режиме.

Имея напряжение КЗ  $U_{K(ВН-СН)}$ ,  $U_{K(ВН-НН)}$ ,  $U_{K(СН-НН)}$  и потери мощности, то по формулам опыта короткого замыкания, можно определить суммарные сопротивления двух последовательно включенных лучей схемы замещения 3-х обмоточного трансформатора. При замыкании накоротко обмотки СН и включения трансформатора под напряжение через обмотку ВН можно найти суммарное индуктивное сопротивление обмоток ВН+СН:

$$x_{ВН+СН} = x_{ВН} + x_{СН} = \frac{U_{K(ВН-СН)} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (1)$$

где  $x_{ВН}$ ,  $x_{СН}$  – условные индуктивности рассеяния соответствующих обмоток трансформатора, приведенные к напряжению первичной обмотки.

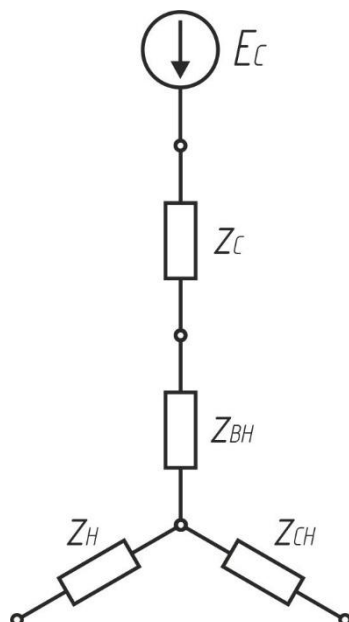


Рисунок 2– Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Сопротивления защищаемого трансформатора будет рассчитываться по номинальным напряжениям при крайних положениях РПН:

$$U_{ВНном}^{max} = U_{ВНном} + \frac{U_{ВНном} \cdot 4 \cdot 2,5}{100}, \quad (2)$$

$$U_{ВНном}^{max} = 112 + \frac{112 \cdot 4 \cdot 2,5}{100} = 123,2 \text{ кВ.}$$

$$U_{ВНном}^{min} = U_{ВНном} - \frac{U_{ВНном} \cdot 4 \cdot 2,5}{100}, \quad (3)$$

$$U_{ВНном}^{min} = 112 - \frac{112 \cdot 4 \cdot 2,5}{100} = 100,8 \text{ кВ.}$$

По формуле (1) получается реактивные сопротивления обмоток ВН+СН:

$$x_{ВН+СН}^{max} = \frac{10,5 \cdot 123200^2}{100 \cdot 40500000} = 39,4 \text{ Ом;}$$

$$x_{ВН+СН}^{min} = \frac{10,5 \cdot 100800^2}{100 \cdot 40500000} = 26,3 \text{ Ом.}$$

Аналогично формуле(1)определяются суммарные сопротивления обмоток ВН+НН и СН+НН:

$$x_{ВН+НН} = x_{ВН} + x_{НН} = \frac{U_{К(ВН-НН)} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}. \quad (4)$$

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
|      |      |          |         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |



$$x_{\text{CH+HH}} = x_{\text{CH}} + x_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{K(CH-HH)}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (5)$$

где  $x_{\text{HH}}$  – активное сопротивление обмотки НН трансформатора, приведенное к напряжению первичной обмотки.

По формуле (4) получается реактивные сопротивления обмоток ВН+НН:

$$x_{\text{ВН+НН}}^{\text{max}} = \frac{17,5 \cdot 123200^2}{100 \cdot 40500000} = 65,6 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ВН+НН}}^{\text{min}} = \frac{17,5 \cdot 100800^2}{100 \cdot 40500000} = 43,9 \text{ Ом}.$$

По формуле (5) получается реактивные сопротивления обмоток СН+НН:

$$x_{\text{СН+НН}}^{\text{max}} = \frac{6,5 \cdot 123200^2}{100 \cdot 40500000} = 24,4 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{СН+НН}}^{\text{min}} = \frac{6,5 \cdot 100800^2}{100 \cdot 40500000} = 16,3 \text{ Ом}.$$

Из формул (4), (5) следует, что:

$$x_{\text{ВН}} = \frac{(x_{\text{ВН+СН}} + x_{\text{ВН+НН}} - x_{\text{СН+НН}})}{2}, \quad (6)$$

$$x_{\text{СН}} = \frac{(x_{\text{ВН+СН}} + x_{\text{СН+НН}} - x_{\text{ВН+НН}})}{2}, \quad (7)$$

$$x_{\text{НН}} = \frac{(x_{\text{ВН+НН}} + x_{\text{СН+НН}} - x_{\text{ВН+СН}})}{2}. \quad (8)$$

По формуле (6) получается реактивные сопротивления обмотки ВН:

$$x_{\text{ВН}}^{\text{max}} = \frac{39,4 + 65,6 - 24,4}{2} = 40 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ВН}}^{\text{min}} = \frac{26,3 + 43,9 - 16,3}{2} = 27 \text{ Ом}.$$

По формуле (7) получается реактивные сопротивления обмотки СН:

$$x_{\text{СН}}^{\text{max}} = \frac{39,4 + 24,4 - 65,6}{2} = -0,9 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{СН}}^{\text{min}} = \frac{26,3 + 16,3 - 43,9}{2} = -0,6 \text{ Ом}.$$

Отрицательными значениями реактивных сопротивлений обмотки СН следует пренебречь и принять  $x_{CH}=0$  Ом.

По формуле (8) получается реактивные сопротивления обмотки НН:

$$x_{HH}^{max} = \frac{65,6 + 24,4 - 39,4}{2} = 25 \text{ Ом};$$

$$x_{HH}^{min} = \frac{43,9 + 16,3 - 26,3}{2} = 17 \text{ Ом}.$$

Так как трансформатор с соотношением мощностей обмоток 100/100/100% все его активные сопротивления обмоток (приведенные) равны:

$$r_{BH} = r_{CH} = r_{HH} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2}, \quad (9)$$

где  $r_{BH}$ ,  $r_{CH}$ ,  $r_{HH}$  – активные сопротивления обмоток трансформатора, приведенные к напряжению первичной обмотки.

По формуле (9) находим активные сопротивления обмоток:

$$r_{BH}^{max} = r_{CH}^{max} = r_{HH}^{max} = \frac{135000 \cdot 123200^2}{2 \cdot 40500000^2} = 0,6 \text{ Ом};$$

$$r_{BH}^{min} = r_{CH}^{min} = r_{HH}^{min} = \frac{135000 \cdot 100800^2}{2 \cdot 40500000^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Зная активные и реактивные сопротивления обмоток можно найти полные сопротивления обмоток трансформатора:

$$z_{OB} = \sqrt{r_{OB}^2 + x_{OB}^2}, \quad (10)$$

где  $z_{OB}$  – полное сопротивление обмотки трансформатора;

$r_{OB}$  – активное сопротивление обмотки трансформатора;

$x_{OB}$  – реактивное сопротивление обмотки трансформатора.

По формуле (10) находятся и округляются полные сопротивления обмоток:

$$z_{BH}^{max} = \sqrt{0,6^2 + 40^2} \approx 40 \text{ Ом};$$

$$z_{BH}^{min} = \sqrt{0,4^2 + 27^2} \approx 27 \text{ Ом};$$

$$z_{CH}^{max} = \sqrt{0,6^2 + 0^2} \approx 0 \text{ Ом};$$

$$z_{CH}^{min} = \sqrt{0,4^2 + 0^2} \approx 0 \text{ Ом};$$

$$z_{HH}^{max} = \sqrt{0,6^2 + 25^2} \approx 25 \text{ Ом};$$

$$z_{HH}^{min} = \sqrt{0,4^2 + 17^2} \approx 17 \text{ Ом}.$$

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 20   |

На практике активной составляющей сопротивлений обмоток пренебрегают вследствие их малых значений, практически не влияющих на расчет.

Теперь рассчитывается максимальное и минимальное индуктивное сопротивление энергосистемы:

$$x_{C1} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \cdot I_{max}}, \quad (11)$$

$$x_{C1} = \frac{125,6}{\sqrt{3} \cdot 13,52} \approx 5 \text{ Ом.}$$

$$x_{C2} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{min}}, \quad (12)$$

$$x_{C2} = \frac{127,9}{\sqrt{3} \cdot 1,59} \approx 46 \text{ Ом.}$$

Значение активного сопротивления для энергосистемы в целом получить трудно, так как оно в значительной мере зависит от положения точки КЗ. Поэтому принимается значение активного сопротивления равным 0. Тогда общее сопротивление энергосистемы будет равно индуктивному сопротивлению ( $z_{Cmin} = x_{C1}$ ,  $z_{Cmax} = x_{C2}$ ).

На основе полученных данных рассчитываются токи коротких замыканий для точек указанных на рисунке 8.

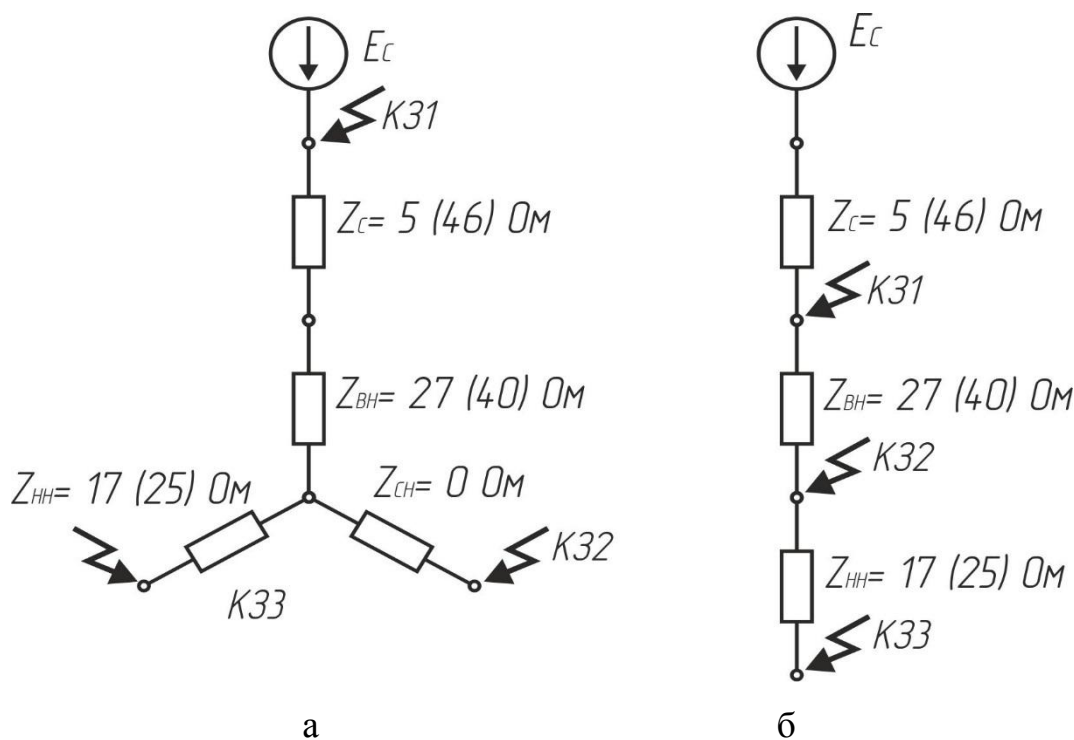


Рисунок 3– Схема замещения с точками для расчета токов КЗ:  
а – полная; б – упрощенная

Периодическая составляющая максимального и минимального фазного тока КЗ на стороне ВН для нужной точки рассчитывается по формуле:

$$I_{КЗХ}^{ВН} = \frac{U_{ВНном}}{\sqrt{3} \cdot \sum z}, \quad (13)$$

где  $\sum z$  – сумма сопротивлений от источника до точки КЗ, для расчета максимального фазного тока берутся минимальные значения сопротивлений, для расчета минимального фазного тока берутся максимальные значения сопротивлений.

Приведение полученного значения к напряжению стороны КЗ трансформатора производится по формуле:

$$I_{КЗХ}^{СТОР} = I_{КЗХ}^{ВН} \cdot \frac{U_{ВНном}}{U_{СТОРном}}, \quad (14)$$

где  $U_{СТОРном}$  – номинальное напряжение обмотки трансформатора на стороне КЗ.

Рассчитываются периодические составляющие максимального и минимального фазного тока КЗ на стороне ВН в точке КЗ1 по формуле (18)

$$I_{КЗ1max}^{ВН} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot 5} = 12,93 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ1min}^{ВН} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot 46} = 1,4 \text{ кА}.$$

Рассчитывается периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ на стороне ВН в точке КЗ2 по формуле (13)

$$I_{КЗ2max}^{ВН} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot (5 + 27)} = 2,02 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ2min}^{ВН} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot (46 + 40)} = 0,752 \text{ кА}.$$

Полученное значение приводится к напряжению стороны СН трансформатора по формуле (14)

$$I_{КЗ2max}^{СН} = 2,02 \cdot \frac{112}{38,5} = 5,87 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ2min}^{СН} = 0,752 \cdot \frac{112}{38,5} = 2,19 \text{ кА}.$$

Рассчитывается периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ на стороне ВН в точке КЗ3 по формуле (13)

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 22   |

$$I_{K33max}^{BH} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot (5 + 27 + 17)} = 1,33 \text{ кА};$$

$$I_{K33min}^{BH} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot (46 + 40 + 25)} = 0,582 \text{ кА}.$$

Полученные значения приводятся к напряжению стороны НН трансформатора по формуле (14)

$$I_{K33max}^{HH} = 1,33 \cdot \frac{112}{6,6} = 22,59 \text{ кА};$$

$$I_{K33min}^{HH} = 0,582 \cdot \frac{112}{6,6} = 9,886 \text{ кА}.$$

Вывод по разделу

Проведен расчет и выбор уставок защит силового понижающего трехобмоточного трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА. Рассчитаны токи короткого замыкания.

Токи короткого замыкания по стороне высокого напряжения:  
 $I_{K31max} = 12,93 \text{ кА}$ ,  $I_{K32max} = 2,02 \text{ кА}$ ,  $I_{K33max} = 1,33 \text{ кА}$ ,  $I_{K31min} = 1,4 \text{ кА}$ ,  
 $I_{K32min} = 0,752 \text{ кА}$ ,  $I_{K33min} = 0,582 \text{ кА}$ .

Токи короткого замыкания по стороне среднего напряжения:  
 $I_{K32max} = 5,87 \text{ кА}$ ,  $I_{K32min} = 2,19 \text{ кА}$ .

Токи короткого замыкания по стороне низкого напряжения:  
 $I_{K33max} = 22,59 \text{ кА}$ ,  $I_{K33min} = 9,886 \text{ кА}$ .

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 23   |

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ СТОРОН И ВЫБОР УСТАВОК ЗАЩИТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Для ДТЗ терминала защиты трансформатора, в зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора, от схемы соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны и от схемы включения ТТ НН (на фазные/линейные токи) уставка «Схема соединения стороны 1/3, 2/3 (1(2)/4,3/4)» выбирается в соответствии с выражением:

$$K_{СХ.СТОПЗ} = \frac{K_{СХ.СТОП}}{K_{СХ.НН}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{СХ.ТТ.НН} \cdot K_{ВКЛ.ТТ.НН}}, \quad (15)$$

где  $K_{СХ.СТОП}$  – коэффициент учитывающий схему соединения обмотки силового трансформатора соответствующей стороны (например, обмотки ВН или СН);

$K_{СХ.НН}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения обмотки НН силового трансформатора;

$K_{СХ.ТТ.СТОП}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны трансформатора;

$K_{СХ.ТТ.НН}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ на стороне НН. Схема соединения вторичных обмоток главных ТТ на стороне НН всегда должна быть по схеме «звезда» ( $K_{СХ.ТТ.НН} = 1$ );

$K_{ВКЛ.ТТ.НН}$  – коэффициент, учитывающий схему включения ТТ НН на линейные/фазные токи. При определении «Схемы соединения стороны 1/3, 2/3» принимаем  $K_{ВКЛ.ТТ.НН} = 1$ , то есть считается, что ТТ НН всегда устанавливаются за «треугольником».

Таким образом, в соответствии с выражением получено:

$$K_{СХ.ВН/НН1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}};$$

$$K_{СХ.СН/НН1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}.$$

По результатам расчета  $K_{СХ.ВН/НН1}$  и  $K_{СХ.СН/НН1}$ , выбирается значение параметра:

– «Схема соединения ВН/НН1» – Y/Δ;

– «Схема соединения СН/НН1» – Y/Δ.

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности, составляют:

– на стороне ВН 110кВ:  $I_{НОМ.ВН} = 203$  А;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 24   |

– на стороне СН 35кВ:  $I_{НОМ.СН}=639$  А;

– на стороне НН 6кВ:  $I_{НОМ.НН}=3547$  А.

Базисные токи ТТ по сторонам силового трансформатора находятся по формуле:

$$I_{БАЗ.СТОП} = \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП} \cdot K_{АТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot I_{НОМ.СТОП}, \quad (16)$$

где  $K_{СХ.ТТ.СТОП}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ одной из сторон силового трансформатора;

$K_{АТ.СТОП}$  – коэффициент трансформации. При первоначальном расчете базисного тока стороны трансформатора, принимается  $K_{АТ.ОБ}=1$ ;

$K_{ТТ.СТОП}$  – коэффициент трансформации тока стороны трансформатора;

$I_{НОМ.СТОП}$  – номинальный ток стороны трансформатора.

Базисные токи по сторонам соответственно формуле (16) равны:

– на стороне ВН 110кВ:

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{1 \cdot 1}{600/5} \cdot 203 = 1,692 \text{ А};$$

– на стороне СН 35кВ:

$$I_{БАЗ.СН} = \frac{1 \cdot 1}{600/5} \cdot 639 = 5,325 \text{ А};$$

– на стороне НН 6кВ:

$$I_{БАЗ.НН} = \frac{1 \cdot 1}{2000/5} \cdot 3547 = 8,868 \text{ А}.$$

### 3.1 Расчет и выбор параметров срабатывания ДТЗ. Расчёт уставки дифференциального тока срабатывания ДТЗ

Дифференциальный ток срабатывания ДТЗ на первом горизонтальном участке характеристики  $I_{Д.О.}$  при отсутствии торможения определяется по выражению:

$$I_{Д.О.} = K_{ОТС} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}, \quad (17)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчёта и необходимый запас, принимается в диапазоне от 1,1 до 1,3;

$K_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс,  $K_{ПЕР} = 1,5 \div 2,5$  – при использовании на разных сторонах защи-

щаемого трансформатора одностипных трансформаторов тока (только встроенных или только выносных);  $K_{\text{ПЕР}} = 2 \div 3$  – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разнотипных трансформаторов тока. При этом меньшие значения  $K_{\text{ПЕР}}$  принимаются при одинаковой схеме соединения ТТ защиты на разных сторонах (например, в звезду), а большее значение – при разных схемах соединения ТТ защиты (на одной из сторон в звезду, на других – в треугольник);

$K_{\text{ОДН}}$  – коэффициент одностипности трансформатора тока; при внешних КЗ на той стороне, где защищаемый трансформатор имеет два присоединения и трансформаторы тока рассматриваемой защиты установлены в цепях этих присоединений, принимается равным от 0,5 до 1, причём меньшее из указанных значений принимается в случаях, когда указанные ТТ обтекаются мало различающимися между собой токами и примерно одинаково загружены: при внешних КЗ на сторонах, где защищаемый трансформатор имеет одно присоединение,  $K_{\text{ОДН}}$  следует принимать равным 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большому значению диапазона регулирования. Если РПН не используется, то  $\Delta U_{\text{РПН}} = 0$ , но расчет базисных токов должен производиться с использованием значения напряжения среднего вывода обмотки с РПН и используемого вывода обмотки с ПБВ;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной  $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$ ;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$  – относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора или автотрансформатора (АТ-31 или АТ-32), используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона 0,251 – 16,000 А. Токовая погрешность внешних выравнивающих автотрансформаторов АТ-31, АТ-32 не превышает 5% ( $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$ ) при двадцатикратном токе ответвления и подключения цепей защиты ко вторичной обмотке выравнивающих автотрансформаторов, по данным завода изготовителя.

Принимается:

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 26   |





$K_{\text{ПРЕД.НАГР}}$  – коэффициент определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0:  $K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 1,5$  – для трансформаторов большой мощности;  $K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 1,8$  – для трансформаторов средней мощности;  $K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 2,0$  – для распределительных трансформаторов;

$I_{\text{НОМ.НАГР}}$  – номинальный ток трансформатора;

$I_{\text{БАЗ.СТОП}}$  – базисный ток соответствующей стороны трансформатора;

$K_{\text{ТТ.СТОП}}$  – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны трансформатора;

$K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}$  – коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

В соответствии с выражением (23) рассчитывается:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{203}{1,692} \cdot \frac{1}{600/5} = 1,97 \text{ о.е.}$$

Принимается  $I_{\text{Т.БЛ}} = 2,0$  о.е.

Уставка задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 1,2 до 3,0 от  $I_{\text{баз}}$  с шагом 0,1.

### 3.4 Расчет уставки коэффициента торможения ДТЗ

Коэффициент торможения влияет на устойчивость ДТЗ при внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ( $I_{\text{д}}$ ) к приращению тормозного тока ( $I_{\text{т}}$ ). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ трансформатора в диапазоне значений тормозного тока от  $I_{\text{т0}}$  до  $I_{\text{Т.БЛ}}$ .

Значение уставки рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_{\text{т}} \geq K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{д}} - I_{\text{д0}}}{I_{\text{т}} - I_{\text{т0}}}, \quad (19)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$I_{\text{д}}$  – расчетный дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока;

$I_{\text{т}}$  – расчетный тормозной ток.

Расчетный дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{д}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птг}} \cdot I_{\text{скв}}, \quad (20)$$

где  $\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 28   |

Для ТТ 10Р погрешность принимается – 0,1, а для ТТ 5Р – 0,05;  
Коэффициенты  $K_{ПЕР}$ ,  $K_{ОДН}$ ,  $\Delta U_{РПН}$ ,  $\Delta f_{ВЫР}$ ,  $\Delta f_{ПТТ}$  принимаются из формулы

$I_{СКВ}$  – максимальное значение тока приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ определяется по формуле:

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ3max}^{НН}}{I_{БАЗ.НН}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.НН}}{K_{ТТ.НН}}, \quad (21)$$

$I_T$  – расчетный тормозной ток, определяемый по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_D) \cdot \cos\beta}, \quad (22)$$

где  $\beta=180-\alpha$ , а  $\alpha$  – угол между векторами токов  $I_{СКВ}$  и  $(I_{СКВ} - I_D)$ . В проектных расчетах может быть принят  $\beta=10 \div 20^\circ$ . Примем  $\beta=15^\circ$ .

По выражению (21) рассчитывается  $I_{СКВ}$ :

$$I_{СКВ} = \frac{22590}{8,868} \cdot \frac{1}{2000/5} = 6,37 \text{ о.е.}$$

По выражению (20) рассчитывается дифференциальный ток  $I_D$ :

$$I_D = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02 + 0 \cdot 6,37 = 2,04 \text{ А.}$$

Далее по выражению (27) вычисляется расчетный тормозной ток:

$$I_T = \sqrt{6,37 \cdot (6,37 - 2,04) \cdot 0,97} = 5,17 \text{ А.}$$

Теперь имея все необходимые данные по формуле (19) рассчитывается коэффициент торможения:

$$K_T = 1,1 \cdot \frac{2,04 - 0,45}{5,17 - 1} = 0,42.$$

Так как уставка задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,2 до 0,7 от  $I_{баз}$  с шагом 0,1, принимается  $K_T=0,5$ .

### 3.5 Выбор уставки уровня срабатывания по второй гармонике

Для предотвращения ложной работы ДТЗ трансформатора при бросках тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты -  $I_{Д,100Гц} / I_{Д,50Гц}$ .

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 29   |

По опыту эксплуатации рекомендуется уставку по уровню блокировки по второй гармонике для защит трансформаторов выбирать на уровне 10%.

Уставка задается в относительных единицах в диапазоне от 0,08 до 0,15 от  $I_{баз}$  с шагом 0,01, поэтому выбирается  $K_{БЛ.2}=0,1$ .

### 3.6 Расчет уставки тока срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДТЗ трансформатора при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

1. Отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора  $I_{ОТС} \geq 6,5$ .

2. Отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{ОТС} = 1,5 \cdot I_{СКВ} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ} , \quad (23)$$

где  $K_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0.

Все остальные коэффициенты аналогичны коэффициентам из формулы Ток отстройки по выражению (28) определяется:

$$I_{ОТС} = 1,5 \cdot 6,37 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02 + 0 = 4,01 \text{ о.е.}$$

Выбирается  $I_{ОТС} = 6,5$ , так как уставка принимается равной наибольшему значению и задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 6,5 до 12,0 от  $I_{баз}$  с шагом 0,1.

### Вывод по разделу

Проведен расчет и выбор уставок защит понижающего трехобмоточного трансформатора 112/38,5/6,6 кВ мощностью 40,5 МВА.

Рассчитан: ток короткого замыкания, базисный ток ТТ., ток начала торможения и блокировки ДТЗ, ток дифференциальной отсечки минимального измерительного органа напряжения и напряжения обратной последовательности.

По произведённым расчётам выбраны уставки защиты: уставка дифференциального тока срабатывания ДТЗ -  $I_{Д0} = 0,45$  о.е.; уставка тока начала торможения ДТЗ -  $I_{Т.0} = 1,0$  о.е.; уставка тока торможения блокировки - ДТЗ  $I_{Т.БЛ} = 2,0$  о.е.; уставка коэффициента торможения ДТЗ -  $K_T = 0,5$ ; уставка уровня срабатывания по второй гармонике -  $K_{БЛ.2} = 0,1$ ; уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки -  $I_{ОТС} = 6,5$ .

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 30   |

## 4 РАСЧЁТ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

### 4.1 Расчет уставки максимального измерительного органа тока

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{СЗ1.СТОП}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ЗАП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СТОП}}, \quad (24)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{ЗАП}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным от 1,5 до 2,5. Примем  $K_{\text{ЗАП}} = 2$ .

$K_{\text{В}}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты принимается равный максимальному номинальному току.

$$I_{\text{СЗ1.ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 203 = 541,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ1.СН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 639 = 1704 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ1.НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 3547 = 9458,7 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению по условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\text{СЗ2.СТОП}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{СЗ.СТОП.ПРЕД}}, \quad (25)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$K_{\text{ТОК}}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование, примем равным 1.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 31   |

$I_{СЗ.СТОП.ПРЕД}$  – первичный ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с защитой которого производится согласование.

При этом необходимо учитывать, что МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ СН и МТЗ НН защищаемого трансформатора.

По данным из защит подстанции известно что:

-  $I_{СЗ.ВН.ПРЕД.ВН} = 480 \text{ А};$

-  $I_{СЗ.СН.ПРЕД} = 1100 \text{ А};$

-  $I_{СЗ.НН.ПРЕД} = 6200 \text{ А}.$

Расчет и выбор максимальный ток для стороны ВН, для этого проводится согласование токов СН и НН сторон трансформаторов:

$$I_{СЗ.ВН.ПРЕД.СН} = \frac{1100 \cdot 35,8}{112} = 351,6 \text{ А};$$

$$I_{СЗ.ВН.ПРЕД.НН} = \frac{6200 \cdot 6,6}{112} = 365,4 \text{ А}.$$

$$I_{СЗ.ВН.ПРЕД} = \max(I_{СЗ.ВН.ПРЕД.СТОП}), \quad (26)$$

По выражению (26)  $I_{СЗ.ВН.ПРЕД} = 480 \text{ А}.$

Рассчитывается с помощью формулы (25) значения  $I_{СЗ2.СТОП}$ :

$$I_{СЗ2.ВН} = 1,1 \cdot 1 \cdot 480 = 528 \text{ А};$$

$$I_{СЗ2.СН} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1100 = 1210 \text{ А};$$

$$I_{СЗ2.НН} = 1,1 \cdot 1 \cdot 6200 = 6820 \text{ А}.$$

Выбирается наибольшие значения токов срабатывания МТЗ сторон трансформатора по выражению:

$$I_{СЗ.СТОП} = \max(I_{СЗ1.СТОП}; I_{СЗ2.СТОП}), \quad (27)$$

$$I_{СЗ.ВН} = 541,3 \text{ А};$$

$$I_{СЗ.СН} = 1704 \text{ А};$$

$$I_{СЗ.НН} = 9458,7 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска:

$$I_{СЗ.СТОП} = \frac{K_{ОТС}}{K_{В}} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (28)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{В}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$I_{РАБ.МАКС}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 32   |

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по формуле:

$$K_{ч.СТОП} = \frac{I_{КЗХmin}^{СТОП}}{I_{СЗ.СТОП}}, \quad (29)$$

где  $I_{КЗХmin}^{СТОП}$  – ток в месте установки защиты при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Таким образом по выражению (29) рассчитываются коэффициенты чувствительности для сторон ВН, СН и НН трансформатора:

$$K_{ч.ВН} = \frac{1400}{541,3} = 2,58;$$

$$K_{ч.СН} = \frac{2190}{1704} = 1,28;$$

$$K_{ч.НН} = \frac{9886}{9458} = 1,045.$$

Для МТЗ с пуском и без пуска по напряжению должен быть обеспечен коэффициент чувствительности не менее 1,5 при выполнении функций основной защиты, не менее 1,2 при КЗ в конце зоны резервирования. Как видно из расчетов чувствительность оказалась недостаточной для стороны СН и НН что указывает на необходимость использования комбинированного пуска по напряжению. В этом случае рассчитаем ток срабатывания по выражению:

$$I_{СЗ3.СТОП} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.СТОП}, \quad (30)$$

$$I_{СЗ3.СН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 639 = 852 \text{ А};$$

$$I_{СЗ3.НН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 3547 = 4729,3 \text{ А}.$$

В качестве значений токов срабатывания принимаются значения, получаемые по выражению:

$$I_{СЗ.СТОП} = \max(I_{СЗ2.СТОП}; I_{СЗ3.СТОП}), \quad (31)$$

$$I_{СЗ.СН} = 1210 \text{ А};$$

$$I_{СЗ.НН} = 6820 \text{ А}.$$

Снова рассчитаем коэффициенты чувствительности по выражению (29):

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 33   |

$$K_{ч.сн} = \frac{2190}{1210} = 1,8$$

$$K_{ч.нн} = \frac{9886}{6820} = 1,45$$

Теперь коэффициент защиты удовлетворяет минимальным требованиям.

Уставки по току срабатывания МТЗ задаются в амперах во вторичных величинах из диапазона от 0,10 до 100,00 с шагом 0,01 А. По умолчанию уставка принимается равной 100,00 А.

#### 4.1.1 Расчет уставки минимального измерительного органа напряжения

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

– обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз1.стоп} \leq \frac{U_{мин.стоп}}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (32)$$

где  $U_{мин.стоп}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным (от 0,85 до 0,90)  $U_{ном.стоп}$ ;

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_B$  – коэффициент возврата реле минимального напряжения, которое принимается равным 1,1;

Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{сз2.стоп} \leq \frac{U_{зап.стоп}}{K_{отс}}, \quad (33)$$

где  $U_{зап.стоп}$  – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным примерно 0,7  $U_{ном}$ ;

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Рассчитывается первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения по выражениям (32), (33):

$$U_{сз1.сн} = \frac{38,5 \cdot 0,9}{1,2 \cdot 1,1} = 26,25 \text{ кВ};$$

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 34   |



$$U_{СЗ1.НН} = \frac{6,6 \cdot 0,9}{1,2 \cdot 1,1} = 4,5 \text{ кВ};$$

$$U_{СЗ2.СН} = \frac{38,5 \cdot 0,7}{1,2} = 22,46 \text{ кВ};$$

$$U_{СЗ2.НН} = \frac{6,6 \cdot 0,7}{1,2} = 3,85 \text{ кВ}.$$

Уставка принимается равной наименьшему значению из полученных:

$$U_{СЗ.СН} = 22,46 \text{ кВ};$$

$$U_{СЗ.СН} = 3,85 \text{ кВ}.$$

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяется по выражению:

$$K_{Ч.СТОП} = \frac{U_{СЗ.СТОП}}{U_{КЗ.СТОП}} > 1,5, \quad (34)$$

где  $U_{СЗ.СТОП}$  – принятое значение уставки минимального ИО напряжения;

$U_{КЗ.СТОП}$  – значение междуфазного напряжения в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Рассчитывается  $U_{КЗ.СН}$  исходя из выражения:

$$U_{КЗ.СН} = \frac{U_{К(СН-НН)} + U_{К(ВН-СН)} - U_{К(ВН-НН)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ.СТОП}}{100}, \quad (35)$$

$$U_{КЗ.СН} = \frac{6,5 + 10,5 + 17,5}{2} \cdot \frac{38,5}{100} = 0 \text{ кВ}.$$

$U_{КЗ.НН}$  исходя из выражения:

$$U_{КЗ.НН} = \frac{U_{К(СН-НН)} + U_{К(ВН-НН)} - U_{К(ВН-СН)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ.СТОП}}{100}, \quad (36)$$

$$U_{КЗ.СН} = \frac{6,5 + 17,5 - 10,5}{2} \cdot \frac{6,6}{100} = 0,45 \text{ кВ}.$$

Рассчитывается чувствительности по выражению (34):

$$K_{Ч.СН} = \frac{22,46}{0} \approx \infty;$$

$$K_{Ч.НН} = \frac{3,85}{0,45} = 8,6.$$

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 35   |

Чувствительность минимального ИО напряжения соответствует поставленному условию.

Уставки по напряжению срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задаются в вольтах во вторичных величинах из диапазона от 0,10 до 100,00 с шагом 0,01 В. По умолчанию уставка принимается равной 80,00 В.

#### 4.1.2 Расчет уставки измерительного органа напряжения обратной последовательности

Уставка ИО напряжения обратной последовательности должна быть отстроена от напряжения небаланса, обусловленного несимметрией фазных напряжений в нормальном рабочем режиме, небаланса, обусловленного различием погрешностей разных фаз ТН, и рекомендуется принимать равной:

$$U_{2.СЗ.СТОР} = 0,06 \div 0,10 \cdot U_{НОМ}, \quad (37)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение защищаемого трансформатора.

$$U_{2.СЗ.СН} = 0,08 \cdot 38,5 = 3,08 \text{ кВ};$$

$$U_{2.СЗ.НН} = 0,08 \cdot 6,6 = 0,53 \text{ кВ}.$$

По данным экспериментов и опыта эксплуатации при таком напряжении срабатывания обеспечивается отстройка от напряжения небаланса в расчетном (нагрузочном) режиме.

Уставки по напряжению срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задаются в вольтах во вторичных величинах из диапазона от 6,0 до 24,0 с шагом 0,1 В. По умолчанию уставка принимается равной 6,0 В.

#### 4.1.3 Расчет выдержки времени

Выдержка времени выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов (максимальной токовой с пуском по напряжению или без пуска, дистанционной защиты), в частности с максимальными токовыми защитами с пуском по напряжению, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ.СТОР} = t_{СЗ.СМ.СТОР} + \Delta t, \quad (38)$$

где  $t_{СЗ.СМ.СТОР}$  – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

$\Delta t$  – ступень селективности, может принято при малых (до 2,0 с) выдержках времени равным 0,4 с., при больших выдержках времени МТЗ принимается равным 0,5 с., по рекомендациям при

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 36   |

использовании в сети только цифровых реле можно принимать степень селективности от 0,15 до 0,2 с.

#### 4.2 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора.

Расчёт параметров срабатывания измерительного органа тока нулевой последовательности

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

- отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне НН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной и противоположных подстанций по выражению:

$$I_{СЗ1} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0.НБ}, \quad (39)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0.НБ}$  – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по формуле:

$$I_{0.НБ} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.КЗ}, \quad (40)$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05, если кратность не более от 2 до 3 по отношению к первичному току трансформаторов тока, от 0,05 до 0,10, при больших кратностях, но не превышающих от 0,7 до 0,8 по отношению к предельной кратности первичного тока трансформаторов тока;

$I_{РАСЧ.КЗ}$  – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами.

Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме по выражению:

$$I_{СЗ2} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_{В}} \cdot I_{0.НБ1}, \quad (41)$$

где  $K_{В}$  – коэффициент возврата, который принимается равным:  
 $K_{В} = 0,9$  – для максимальных реле тока и напряжения, и  
 $K_{В} = 1,1$  – для минимальных реле тока и напряжения, и  
 $K_{В} = 0,6$  – для ДТЗ;

$I_{0.НБ1}$  – первичный ток нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме, рассчитываемый по формуле:

$$I_{0.НБ1} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ}, \quad (42)$$

где  $I_{РАСЧ}$  – первичный ток в месте установки защиты в послеаварийном нагрузочном режиме.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 37   |

Отстройка от тока нулевой последовательности, обусловленного несимметрией в системе в неполнофазном режиме, по выражению:

$$I_{СЗ3} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{0.НС}, \quad (43)$$

где  $I_{0.НС}$  – первичный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, возникающий, например, при работе смежной линии с односторонним питанием в неполнофазном режиме.

Чувствительность ИО тока нулевой последовательности ТЗНП проверяется по выражению:

$$K_{ч} \geq \frac{I_{0.КЗ.МИН}}{I_{0.УСТ}} \geq 1,2, \quad (44)$$

где  $I_{0.КЗ.МИН}$  – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ на выводах Т;

$I_{0.УСТ}$  – принятое значение уставки ИО тока нулевой последовательности.

Выдержка времени ТЗНП выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет выполняется по следующему выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ.СМ} + \Delta t, \quad (45)$$

Токовая защита нулевой последовательности используется при наличии питания с двух сторон трансформатора. На рассматриваемом нами трансформаторе питание осуществляется с одной стороны, поэтому данный расчет не производим.

### 4.3 Защита от перегрузки трансформатора

#### 4.3.1 Расчет параметра срабатывания измерительного органа максимального тока

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{ЗП.СТОП} = \frac{I_{НОМ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B}, \quad (46)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки ЗП, который принимается  $K_{ОТС} = 1,05$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата, который принимается  $K_B = 0,9$ ;

$I_{НОМ.СТОП}$  – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 38   |

на данной стороне (ВН, СН, НН1, НН2 – для трансформатора и ВН, НН – для автотрансформатора);

$K_{ТТ.СТОР}$  – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т(АТ).

Таким образом по выражению (51) получается:

$$I_{ЗП.ВН} = \frac{203}{600/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,97 \text{ А};$$

$$I_{ЗП.СН} = \frac{639}{600/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 6,21 \text{ А};$$

$$I_{ЗП.НН} = \frac{3547}{2000/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 10,35 \text{ А}.$$

#### 4.3.2 Выбор выдержки времени срабатывания защиты от перегрузки трансформатора

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета из диапазона от 9,00 до 10,00 с.

#### 4.4 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора. Выбор тока срабатывания УРОВ

Выбирается ток срабатывания УРОВ равным 0,07 от  $I_{НОМ}$  присоединения. Коэффициент возврата для ИО тока УРОВ ВН должен приниматься равным 0,9.

Уставки по току срабатывания реле тока УРОВ задаются в амперах во вторичных величинах из диапазона от 0,04 до 2,00 с шагом 0,01 А.

Вывод по разделу

Рассчитаны: параметры максимальной токовой защиты, ток нулевой последовательности, токовая защита, выбран ток срабатывания УРОВ.

Данные расчёты необходимы в разработке терминала микропроцессорной защиты трёхобмоточного силового трансформатора.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 39   |

## 5 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Целью анализа было определение устройства микропроцессорной защиты с оптимальным соотношением качества, функциональности, удобства обслуживания и эксплуатации, цены при соответствии высоким требованиям к надёжности.

Микропроцессорные терминалы защиты содержат большее количество входов/выходов аналоговых и дискретных сигналов, продвинутую систему осциллографирования аварийных процессов, лучшую аппаратную реализацию, большее количество функций защит и автоматики, наиболее полный набор программных средств для работы с терминалами по ЛВС. Правда стоимость такого устройство защиты выше чем у конкурентов, но это обусловлено наличием в устройстве защиты автоматики управления РПН. Кроме этого микропроцессорные терминалы отлично зарекомендовали себя в России, надёжность этих защит уже проверена временем в ООО «Башкирэнерго», терминалы хорошо документированы, удобны в обслуживании и эксплуатации.

### 5.1 Описание терминала

Первый блок терминала 1 выполняет функции релейной защиты и автоматики энергетических объектов напряжением 110-750 кВ.

Вычислительные возможности устройств, благодаря применению современных сигнальных процессоров, позволяют решить большинство задач релейной защиты и автоматики энергетических объектов.

В устройствах используется комплектующие производства известных фирм и лицензированная операционная система реального времени.

Высокая надёжность функционирования терминалов достигается соблюдением норм технологии производства, а также функциональным контролем, охватывающим основные аппаратные узлы, включая обмотки выходных реле.

В терминалах программно реализован набор релейных измерительных органов (реле тока, реле сопротивления и. т. д.), который может дополняться. Взаимосвязь выходных сигналов измерительных органов с выходными реле, с входами приема дискретных сигналов, с элементами сигнализации, осуществляется через логическую часть, реализованную также программно. Разработка и редактирование логической части любой защиты сводится к созданию привычной потребителю принципиальной схемы с помощью графического редактора. Максимальное количество логических элементов при проектировании – до 1000. Загрузка программного обеспечения в терминал производится через последовательный порт и может производиться эксплуатирующим персоналом многократно. Одновременно с выполняемой программой, в память терминала помещаются файлы конкретной принципиальной схемы логической части и конфигурации данного устройства, доступные для системы наблюдения или управления высшего уровня.

Кроме основных функций защит и автоматики, в устройствах реализуются дополнительные опции: осциллографирование аварийных событий, определе-

|      |      |          |         |      |                            |  |  |  |  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
|      |      |          |         |      |                            |  |  |  |  | Лист |
|      |      |          |         |      |                            |  |  |  |  |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ |  |  |  |  | 40   |

ние места повреждения, регистрация дискретных сигналов, связь с высшим уровнем наблюдения и управления, синхронизация времени, интерфейс пользователя.

Терминалы монтируются в шкафы типа ШЭ2607(для оборудования 110...220 кВ) и ШЭ2710 (для оборудования 330...750 кВ).

Возможности программной части терминалов:

- выполнение алгоритмов работы измерительных органов защит и заданной логики их взаимодействия с учетом состояния входных дискретных сигналов;
  - определение расстояния до места повреждения на ВЛ;
  - функция аварийного осциллографа, позволяющего фиксировать все аналоговые сигналы и 48 задаваемых дискретных сигналов (внешних и внутренних);
  - регистрация до 128 дискретных сигналов, позволяющая фиксировать и сохранять до 1024 событий с точностью привязки по времени – 1 мс;
  - регистрация аналоговых событий, соответствующих пускам ОМП.
- Информация из базы данных аналоговых событий может использоваться внешними программами ОМП;
- регистрация внутренних событий: включение и отключение терминала, запись уставок, возникновение неисправности;
  - обеспечение связи с вышестоящим уровнем.

Уставки защит, база данных аварийного осциллографа хранятся в электронной памяти, информация в которой сохраняется при исчезновении напряжения питания терминала. Текущее состояние элементов световой индикации и база данных регистратора хранятся в энергонезависимой памяти, питаемой от автономного источника питания, информация в которой сохраняется на длительное время при отсутствии напряжения питания терминала.

Второй блок терминала используется в РЗА подстанционного оборудования 6-35 кВ, является блоком автоматического регулятора коэффициента трансформации. Он осуществляет функции автоматического поддержания напряжения в заданных пределах, коррекции уровня напряжения поддержания по току нагрузки («встречное регулирование»), одновременного контроля напряжения и тока в двух секциях шин с независимой системой уставок, а также ручного регулирования напряжения.

Предусмотрено блокирование РПН при обнаружении неисправности привода.

Терминал обеспечивает:

- автоматическое поддержание напряжения;
- поддерживает напряжение на регулируемой секции в динамически изменяемой, с учетом падения напряжения в сети, зоне нечувствительности;
- ускоренно снижает напряжение при перенапряжении;
- позволяет оперативно выбирать один из четырех заранее заданных уровней напряжения поддержания;

Блокирование регулирования под нагрузкой осуществляется:

- при перегрузке по току;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 41   |

- при превышении линейных напряжений, напряжений обратной или нулевой последовательности максимально допустимых значений;
  - при снижении линейного напряжения ниже минимального допустимого значения;
  - при неисправности привода регулятора;
  - при достижении конечных ступеней регулирования.
- Основные технические параметры терминала представлены в таблицах 5.

Таблица 5 – Основные технические параметры терминала

| Параметры, единицы измерения                           | Значения                |
|--|-------------------------|
| Базисный ток стороны ВН, СН, НН1, НН2, А               | от 0,251 до 16          |
| Ток срабатывания ДЗТ, о.е.                             | от 0,20 до 1,00         |
| Ток срабатывания реле тока УРОВ ВН, А                  | от 0,04 до 2            |
| Ток срабатывания ТЗНП, А                               | от 0,05 до 100,0        |
| Ток срабатывания МТЗ ВН, А                             | от 0,10 до 100,0        |
| Ток срабатывания МТЗ СН, НН1, НН2, А                   | от 0,10 до 100,0        |
| Ток срабатывания реле тока УРОВ                        | (от 0,04 до 0,4) Ином   |
| Ток срабатывания I ст. МТЗ                             | (от 0,05 до 30,00) Ином |
| Ток срабатывания II ст. МТЗ                            | (от 0,05 до 30,00) Ином |
| Ток срабатывания I ст. ТЗНП                            | (от 0,05 до 30,00) Ином |
| Задержка на срабатывание ТЗНП в защиту Т2(Т1), с       | от 0,01 до 27,00        |
| Задержка на отключение выключателя от ТЗНП, с          | от 0,01 до 27,00        |
| Задержка на отключение трансформатора от ТЗНП, с       | от 0,01 до 27,00        |
| Параметры, единицы измерения                           | Значения                |
| Напряжение поддержания секции, В                       | от 85,0 до 145,0        |
| Зона нечувствительности секции, о.е.                   | от 0,01 до 0,2          |
| Минимальное напряжение запрета регулирования секции, В | от 50,0 до 95,0         |
| Напряжение перенапряжения секции, В                    | от 105,0 до 130,0       |
| Активное сопротивление распределительной сети, Ом      | от 0 до 60              |
| Реактивное сопротивление распределительной сети, Ом    | от 0 до 60              |
| Реле напряжения 3U0, В                                 | от 5,0 до 60,0          |
| Реле напряжения U2, В                                  | от 5,0 до 60,0          |
| Реле тока перегрузки I <sub>вв</sub> тах секции, А     | (от 0,1 до 2,1) Ином    |
| Номер ступени  | от 1 до 40              |
| Количество переключений                                | от 0 до 65536           |

## 5.2 Разработка структурной схемы терминала

Структурная схема разработанного терминала представлена на рисунке 4.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 42   |



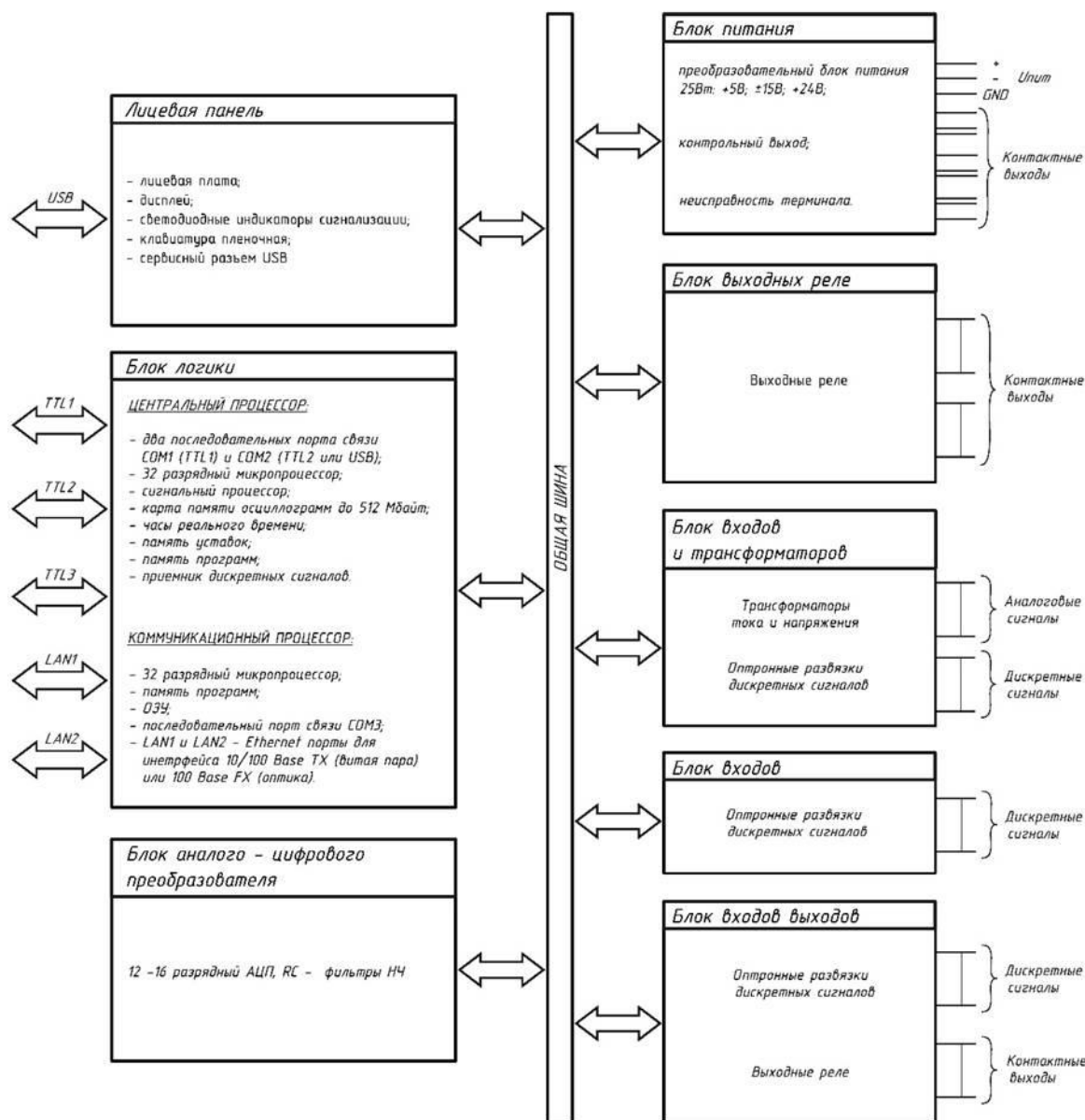


Рисунок 4 - структурная схема терминала

Основные блоки терминала.

Лицевая панель содержит в себе: лицевую плату, дисплей, светодиодные индикаторы сигнализации, клавиатуру пленочную, сервисный разъём USB.

Блок логики состоит из центрального и коммуникационного процессоров, которые в свою очередь состоят из:

- центральный процессор: два последовательных порта связи COM (TTL1) и COM2 (TTL2 или USB), 32-х разрядный микропроцессор, сигнальный процессор, карта памяти для осциллограмм до 512 Мбайт, часы реального времени, память уставок, память программ, приём дискретных сигналов;

- коммуникационный процессор: 32-х разрядный микропроцессор, память программ, ОЗУ, последовательный порт связи COM3, LAN1 и LAN2 - Ethernet порты для интерфейса 10/100 Base TX (витая пара) или 100 Base FX (оптика).

Блок аналого-цифрового преобразователя состоит из 12-16 разрядного АЦП, РС - фильтры Н4.

Блок питания состоит из: преобразовательный блок питания (25 Вт: +5В; ±15В; +24В), контрольный выход, неисправность терминала.

Блок выходных реле.

Блок входов и трансформаторов содержит в себе: трансформаторы тока и напряжения, оптронные развязки дискретных сигналов.

Блок входов состоит из оптронных развязок дискретных сигналов.

Блок входов и выходов из оптронных развязок дискретных сигналов и выходных реле.

### 5.3 Защиты, организованные в микропроцессорном терминале

#### 5.3.1 Газовая защита трансформатора

Газовая защита используется как основная чувствительная защита от замыканий внутри кожуха защищаемого трансформатора, сопровождающаяся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла.

Основное достоинство газовой защиты это простота её устройства, высокая чувствительность, быстроедействие при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от уровня повреждения.

Требования к микропроцессорным устройствам такие, что они должны обеспечивать отключение и/или действие на сигнализацию от газовых защит защищаемого силового оборудования, газовых защит устройства РПН (в том числе от струйного реле защиты РПН, защиты контактора РПН), линейного добавочного трансформатора и его устройства РПН, от технологических защит трансформатора и АТ. Также микропроцессорные устройства должны обеспечивать прием сигналов от разнообразных датчиков, таких, как повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения трансформатора.

В шкафах защиты трансформатора обеспечивается прием сигналов от:

– сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ);

– газовой защиты устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН).

#### 5.3.2 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах, она должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса как при нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в вводы силового трансформатора, при наличии защиты,

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 44   |

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

В зону действия продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора могут входить также токоограничивающие реакторы.

На сегодняшний день в большинстве микропроцессорных защит реализована функция продольной дифференциальной защиты с торможением.

В микропроцессорных защитах реализованы функции ДТЗ Т, ошиновки НН Т, которые выполнены пофазными и содержат чувствительный токовый орган с токозависимой характеристикой и дифференциальную отсечку.

ДТЗ срабатывает при всех видах КЗ в зоне действия защиты.

Упрощенная функциональная схема ДТЗ, показанная на рисунке 5, состоит из нескольких узлов:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- чувствительного дифференциального токового органа;
- дифференциальной отсечки;
- органа блокировки при бросках тока намагничивания.

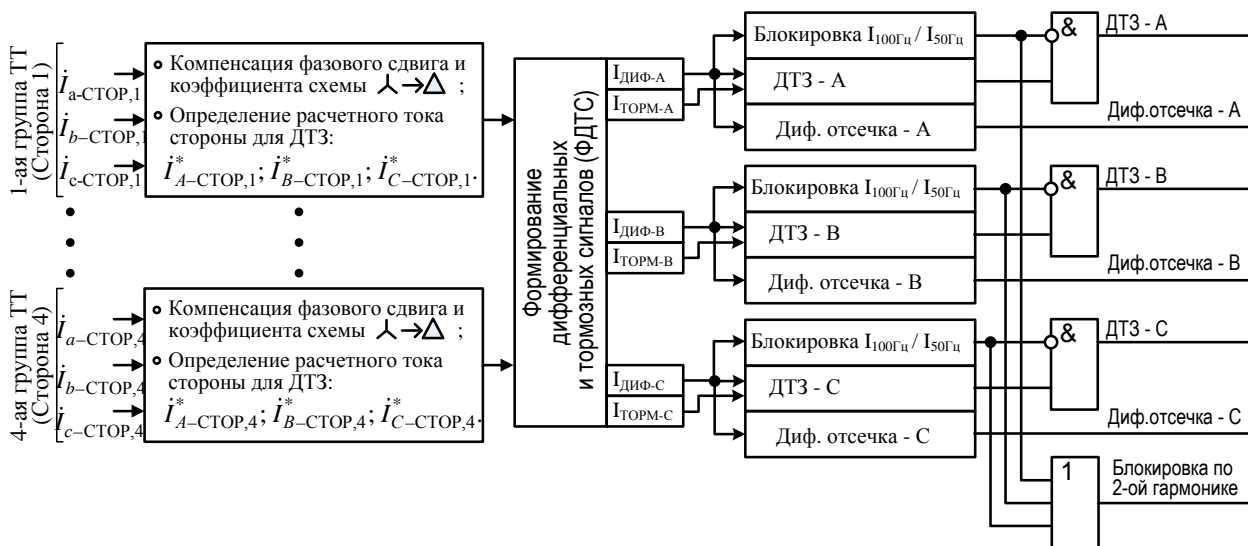


Рисунок 5 – Упрощенная функциональная схема ДТЗ

Формирователь дифференциального и тормозного сигналов выбирает из токов, участвующих в формировании дифференциального и тормозного тока, наибольший и присваивает ему  $i'_1$ . Из суммы оставшихся токов получаем ток  $i'_2$ :

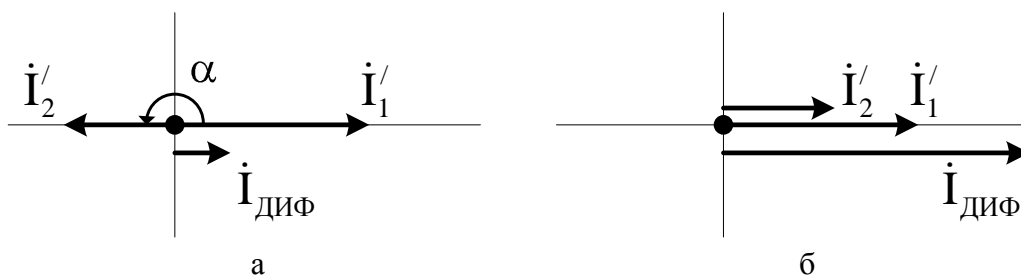


Рисунок 6 – Расположение векторов  $\dot{I}'_1$  и  $\dot{I}'_2$ :

а – при внешнем КЗ; б – при КЗ в зоне действия защиты

Дифференциальная защита трансформатора содержит чувствительное реле и дифференциальную отсечку.

Под чувствительным реле понимается дифференциальная защита с торможением, срабатывания которой показана на рисунке 6 и определяется уставками.

На рисунке 7 используются следующие обозначения:

- $I_{до}$  – начальный ток срабатывания ДЗТ;
- $I_{то}$  – ток начала торможения ДЗТ;
- $I_{т.бл}$  – ток блокировки торможения ДЗТ;
- $K_T = \text{tg}\varphi$  – коэффициент торможения ДЗТ;
- $I_{отс}$  – ток срабатывания дифференциальной отсечки.

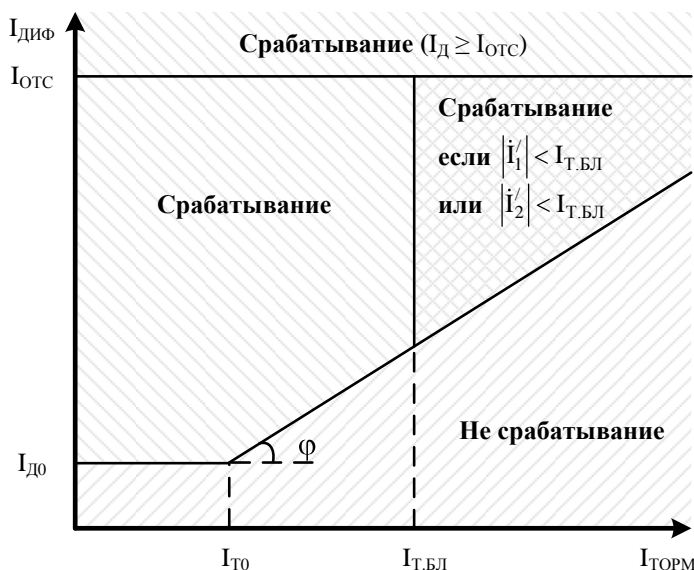


Рисунок 7 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты с торможением

Дифференциальная отсечка предназначена для быстрого отключения тяжелых повреждений с большим током КЗ в зоне действия защиты. Отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке.

Ток срабатывания отсечки ( $I_{отс}$ ) изменяется в диапазоне от 6,5 до 12,0  $I_{БАЗ.СТОП}$  с шагом 0,01.

Коэффициент возврата ДТЗ равен 0,6.

Время срабатывания ДТЗ при двукратном и более по отношению к току срабатывания не более 0,03 с. Время возврата не более 0,030 с.

Для ДТЗ Т, ошиновки НН Т выбираются уставки:

- ток срабатывания ДТЗ;
- ток начала торможения ДТЗ;
- ток торможения блокировки ДТЗ;
- коэффициент торможения ДТЗ;
- ток срабатывания дифференциальной отсечки ДТЗ.

### 5.3.3 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению трансформатора

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах СН и НН предусматривается двухступенчатая максимальная токовая защита со стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению. При этом токовые измерительные органы (ИО) защиты питаются от ТТ на стороне ВН, ИО напряжения – от трансформаторов напряжения на стороне НН, а для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов еще и на стороне СН. Если нейтраль трансформатора заземлена, то должно быть исключено неселективное действие МТЗ ВН при коротких замыканиях на землю в сети высшего напряжения. Этого можно добиться разными способами: соединением обмоток ТТ по схеме «треугольник», подключение защиты на линейные токи и др.

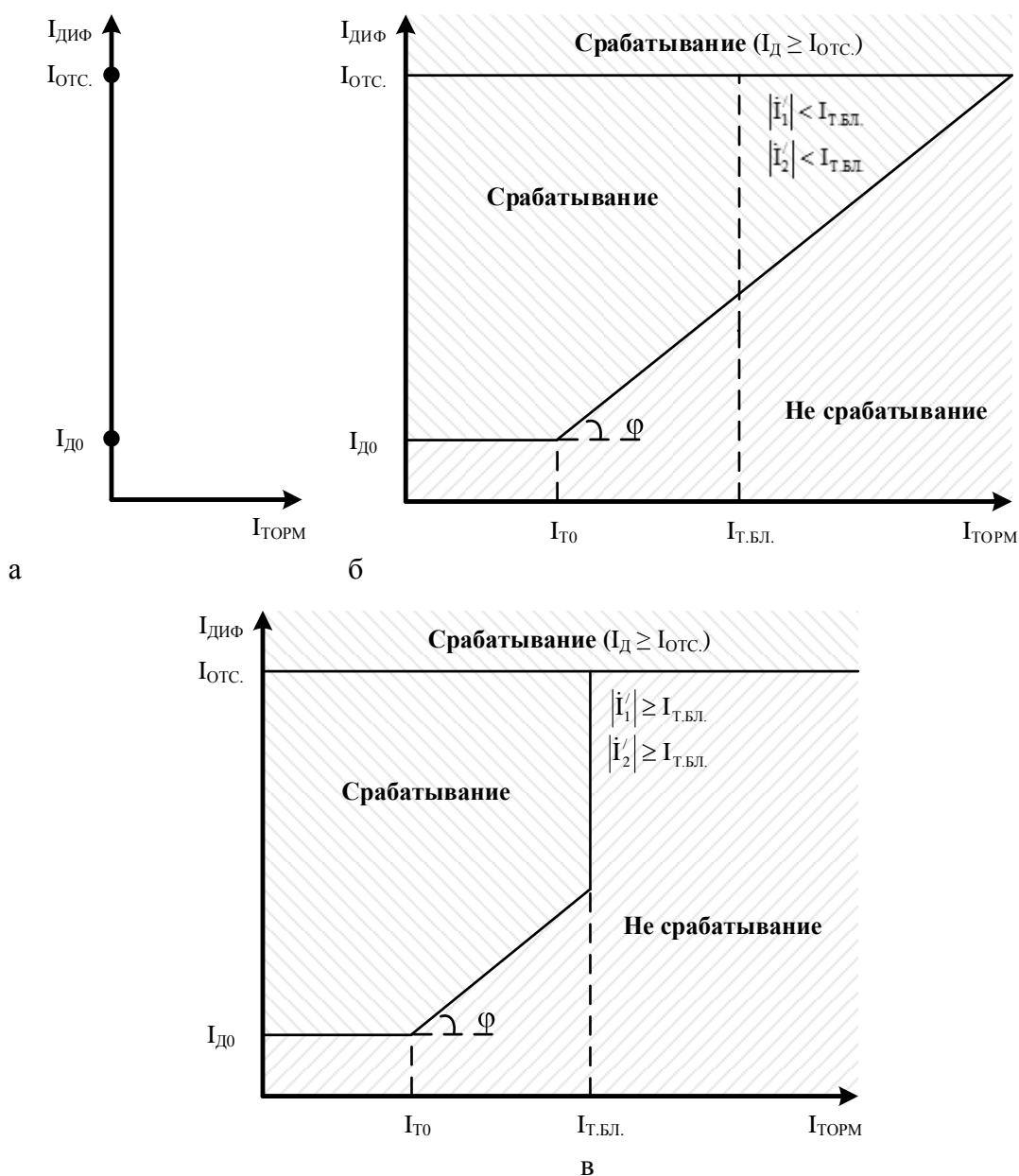


Рисунок 8 – Характеристики срабатывания ДТЗ при: а – КЗ в зоне действия;

|      |      |          |         |      |
|------|------|----------|---------|------|
|      |      |          |         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

б – КЗ в зоне действия при токе нагрузки; в – внешнее КЗ

Для отключения короткого замыкания (КЗ) на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ НН с комбинированным пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны НН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН НН и действует на отключение выключателя НН трансформатора, а со второй выдержкой времени действует на отключение всего трансформатора.

Для отключения КЗ на шинах СН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ СН с комбинированным пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны СН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН СН и действует на отключение выключателя СН трансформатора.

При расчете уставок измерительных органов и величин выдержек времени необходимо учитывать, что максимальная токовая защита должна обеспечивать селективное отключение выключателя ввода только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Кроме того, на трансформаторах с двухсторонним и трехсторонним питанием для обеспечения селективности МТЗ должна быть выполнена направленной.

Уставки МТЗ выбираются по следующим условиям:

- по согласованию с защитами отходящих элементов сети (например, ВЛ соответствующего напряжения);
- по отстройке от максимального тока нагрузки;
- по согласованию с МТЗ вышестоящих элементов. Это делается для того, чтобы не менять, по возможности, уставок защит сети более высокого напряжения.

Уставки МТЗ проверяют по чувствительности к междуфазным КЗ за трансформатором в минимальном режиме. Коэффициент чувствительности должен быть не ниже 1,5.

Максимальная токовая защита срабатывает в случае превышения фазным током заданной уставки  $I_{C.3}$  с выдержкой времени  $t_{C.3}$ .

МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, в отличие от МТЗ без пуска, не действует при самозапуске двигателей, поэтому отстройка токовых реле защиты от аварийных нагрузок не производится, в результате чего повышается чувствительность. Поэтому в случае недостаточной чувствительности МТЗ используется комбинированный пуск по напряжению, который осуществляется с помощью двух измерительных органов: минимального ИО напряжения и ИО напряжения обратной последовательности, то есть срабатывание защиты осуществляется только в случае выполнения хотя бы одного из дополнительных условий: уменьшения фазного напряжения ниже уставки  $U_{C.3}$  или увеличения напряжения обратной последовательности выше уставки  $U_{2C.3}$ .

На трансформаторах с двух и многосторонним питанием для обеспечения селективности защита выполняется направленной. Так, например, на трехобмоточном трансформаторе с питанием со стороны ВН и СН максимальная токовая защита со стороны СН должна быть выполнена направленной в сеть с выдержкой

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 48   |

времени, меньшей выдержки времени МТЗ ВН, и ненаправленной с выдержкой времени, большей выдержек времени МТЗ ВН и МТЗ НН.

Максимальная токовая защита выполняется трехфазной и содержит:

– максимальный измерительный орган тока, при этом для МТЗ НН1 и МТЗ НН2 предусмотрено по две ступени;

– выдержки времени для действия на различные выключатели стороны ВН трансформатора.

Измерительные органы тока МТЗ ВН и МТЗ СН включаются:

– на расчетные линейные токи, полученные из фазных токов «звезды» и умноженные на величину  $(1/\sqrt{3})$ , при присоединении ТТ со стороны ВН в «звезду» при схеме соединения трансформатора Y/D-11, т.е. коэффициент схемы ТТ равен  $K_{CX} = 1$ ;

– на фазные токи при соединении главных ТТ стороны ВН в «треугольник» при схеме соединения трансформатора Y/D-11, то есть коэффициент схемы ТТ равен  $K_{CX} = \sqrt{3}$ ;

– на фазные токи при соединении главных ТТ стороны ВН в «звезду» при схеме соединения трансформатора D/D-0, т.е. коэффициент схемы ТТ равен  $K_{CX} = 1$ .

При этом производится компенсация тока нулевой последовательности.

МТЗ СН может выполняться с контролем направленности или без контроля. Для обеспечения направленности МТЗ СН используется реле направления мощности (РНМ), которое работает по направлению мощности прямой последовательности. Характеристика работы реле направления мощности приведена на рисунке 9.

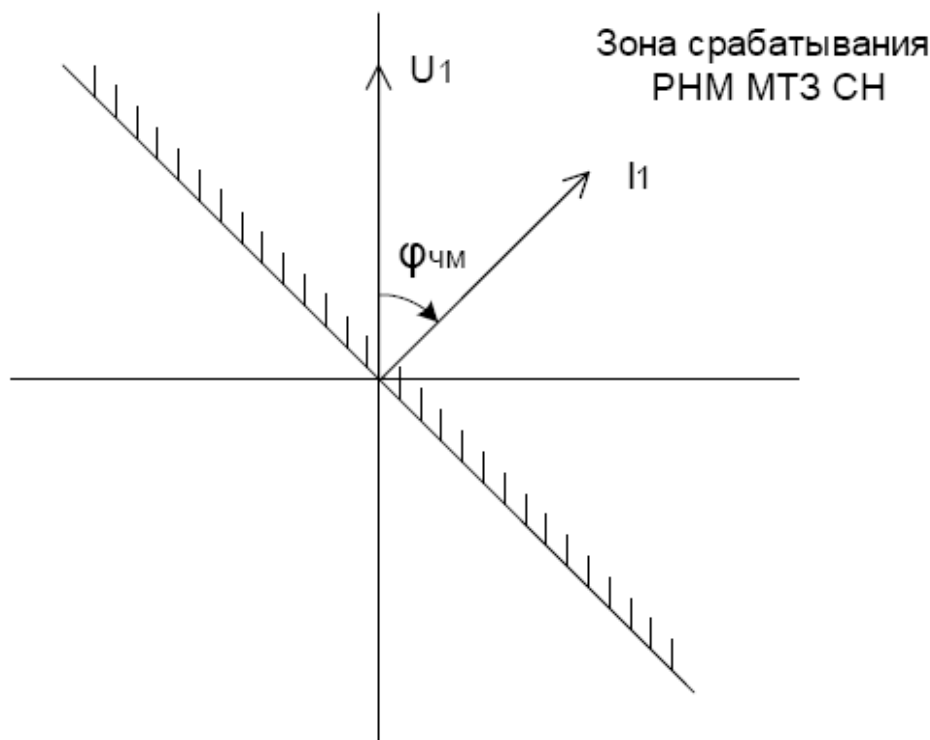


Рисунок 9 – Характеристика срабатывания реле направления мощности МТЗ СН

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 49   |

### 5.3.4 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора. Подключается или к ТТ со стороны ВН или к ТТ в нейтрали трансформатора.

Расчет уставок рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к стороне ВН.

Токовая защита нулевой последовательности на стороне ВН в качестве расчетного использует утроенный ток нулевой последовательности  $3I_0$ , полученный суммированием фазных токов стороны ВН или измерением тока в нулевом проводе защищаемого трансформатора. ТЗНП ВН содержит реле тока и реле времени.

Если для защищаемого трансформатора схемой соединения измерительных трансформаторов тока на стороне ВН является «треугольник», то ток  $3I_0$  практически отсутствует, и функция ТЗНП работать не будет. При этом рекомендуется все параметры ТЗНП принять равными значениям по умолчанию.

### 5.3.5 Защита от перегрузки трансформатора

Для защиты трансформатора от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от автоматического включения резерва (АВР), отключением параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора), предусматривается защита от перегрузки.

Защита от перегрузки срабатывает в случае превышения фазным током (фазы А) заданной уставки  $I_{СЗ}$  с выдержкой времени  $t_{СЗ}$  и действует на сигнал.

Расчет уставки производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора, с которой установлена рассматриваемая защита.

Выбор уставок ЗП необходимо производить в соответствии с требованиями завода-изготовителя трансформатора (автотрансформатора).

Выбираются следующие уставки:

- ток срабатывания ЗП на стороне ВН, А;
- ток срабатывания ЗП в нейтрали, А;
- ток срабатывания ЗП на стороне НН, А;
- время срабатывания ЗП, с.

### 5.3.6 Устройство резервирования отказа выключателя трансформатора

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора.

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 50   |



УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН.

УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, то есть если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 3 мс. Может осуществляться автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

УРОВ формирует сигнал без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя при появлении любого из сигналов:

- действие внешних устройств РЗА (внешний сигнал);
- действие ДЗШ (внешний сигнал);
- действие защит на отключение выключателя (внутренний сигнал).

Для сторон ВН и СН уставка и выдержка времени выбирается одинаково.

Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Выбор принципа действия УРОВ производится с помощью программируемой накладки.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ имеет индивидуальную выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по условию обеспечения чувствительности и по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания (от 0,05 до 0,1)· $I_{НОМ}$  присоединения. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки по току срабатывания реле тока УРОВ (отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться проектировщиками при выборе уставок.

В шкафу защиты трансформатора для контроля тока через выключатель предусмотрены по три однофазных реле тока УРОВ.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 51   |

## 5.4 Резервные защиты терминала

### 5.4.1 Автоматика охлаждения

Выбор уставок реле тока для автоматики охлаждения необходимо производить в соответствии с требованиями завода-изготовителя трансформатора.

Для автоматики охлаждения в шкафах защиты предусмотрены однофазные измерительные органы максимального тока, включенных на ток фазы А сторон трансформатора (автотрансформатора). Выходы измерительных органов объединены по схеме «или».

Выбор параметров срабатывания и выдержек времени функции автоматики управления выключателем необходимо производить в соответствии с требованиями завода изготовителя.

### 5.4.2 Блокировка РПН

Устройство блокировки РПН содержит:

- однофазный измерительный орган максимального тока, включенный на ток фазы А стороны ВН трансформатора;

- три измерительных органа минимального напряжения, включенных на междуфазные напряжения (между фазами А и В) сторон СН, НН1 и НН2 трансформатора.

Выходы измерительных органов объединены по схеме «или».

При необходимости действие измерительных органов напряжения на блокировку РПН может быть выведено с помощью программируемых накладок.

### 5.4.3 Логическая защита шин

Логическая защита шин работает при срабатывании МТЗ соответствующей секции шин и при отсутствии срабатывания токовых защит на присоединениях, отходящих от этой секции шин. Предусмотрена возможность действия логической защиты шин (ЛЗШ) на отключение выключателей вводов на секции, как с пуском, так и без пуска автоматического повторного включения (АПВ). Обеспечена возможность действия с дополнительной выдержкой времени на отключение трансформатора со всех сторон при срабатывания ЛЗШ и отказе выключателя ввода.

### 5.4.4 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения при исчезновении на секции НН питания АТ (ЗМН 1СШ, ЗМН 3СШ) с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне от 0,05 до 27,00 с., действует на отключение без АПВ выключателя ввода соответствующей секции шин НН.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 52   |

Для контроля напряжения от ТН соответствующей секции шин НН предусмотрены два реле минимального напряжения, реагирующие на понижение междофазного напряжения  $U_{AB}$  и  $U_{BC}$ .

Уставка по напряжению срабатывания реле минимального напряжения регулируется в диапазоне от 10 до 100 В.

При появлении напряжения обратной последовательности работа защиты минимального напряжения (ЗМН) знфр запрещается. Контроль напряжения обратной последовательности осуществляется с помощью реле максимального напряжения обратной последовательности МТЗ НН соответствующей секции шин НН.

Уставка по напряжению срабатывания реле максимального напряжения обратной последовательности регулируется в диапазоне от 6 до 24 В.

Предусмотрено реле максимального напряжения, реагирующее на междофазное напряжение  $U_{AB}$  для контроля «встречного» напряжения параллельно работающего автотрансформатора.

Уставка по напряжению срабатывания реле максимального напряжения регулируется в диапазоне от 10 до 100 В.

Предусмотрен дискретный вход для приема сигнала контроля «встречного» напряжения от параллельно работающего автотрансформатора.

#### 5.4.5 Защита от неполнофазного режима

Защита от непереключения фаз (ЗНФ) и от неполнофазного режима (ЗНФР) содержит реле тока и выдержки времени. Защита используется для выключателей с пофазным управлением электромагнитов.

По сигналу о неполнофазном включении выключателя производится автоматическое отключение включившихся фаз с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне от 0,1 до 0,2 с, отстроенной от разновременности действия фаз выключателя.

Если принудительное отключение выключателя не ликвидирует неполнофазный режим, то с выдержкой времени 1 с. при отсутствии команды на отключение выключателя схема формирует сигнал в цепи управления контактора электромагнита отключения выключателя (ЭМО).

Реле тока ЗНФР реагирует на ток нулевой последовательности. Обеспечивается отстройка реле тока ЗНФР от аperiodического и периодического броска намагничивающего тока.

#### Вывод по разделу

В результате произведенных расчётов и анализа был разработан микропроцессорный терминал защиты силового трансформатора, отвечающий всем современным требованиям и содержащий в себе весь набор необходимых защит.

Разработанный микропроцессорный терминал значительно опережает электромеханические терминалы защиты по набору функций и организации в нем большего количества защит.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 53   |

## 6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

В данном разделе выполнен расчёт окупаемости капиталовложений при внедрении микропроцессорной релейной защиты силового трёхобмоточного трансформатора на подстанции Н. Киги 110/35/6 кВ. Расчёт капитальных вложений произведен по укрупнённым показателям стоимости, составленным на основании прейскурантов и ценников на материалы и оборудование, а также нормативных документов и типовых проектов.

Одной из самых актуальных проблем в отечественной энергетике является замена морально устаревшего оборудования на электростанциях и подстанциях электроэнергетических систем (ЭЭС). Так, эксплуатация морально устаревших комплексов релейной защиты может привести к ложным срабатываниям защит или даже к их полному отказу, что несомненно приведёт к развитию опасных аварийных ситуаций и снижению необходимой надёжности функционирования ЭЭС в целом.

Использование защит на основе микропроцессорной техники позволяет повысить эффективность работы релейной защиты трансформаторов. А это в свою очередь обеспечивает экономический эффект за счет:

- уменьшения ущерба от возможного отказа защит;
- уменьшению ущерба от ложных срабатываний защит;
- уменьшения износа оборудования;

### 6.1 Расчёт капитальных затрат

Капитальные вложения – это инвестиции в основной капитал такие как затраты на новое строительство, расширение, реконструкция, техническое перевооружение, приобретение машин, оборудования, инструмента, проектно-изыскательные работы.

Основными показателями плана капитального строительства является: ввод в действие производственных мощностей и основных фондов, сметная стоимость, величина срока строительства и срока окупаемости.

Источником финансирования капитальных вложений являются собственные средства предприятия.

В таблице 8 представлены затраты на приобретение шкафа на основе технико-коммерческого предложения на поставку оборудования.

Работы по монтажу шкафа, настройке и испытанию защит составляют 10% от стоимости устанавливаемого оборудования и составляют 165 800 руб.

Таким образом балансовая стоимость оборудования составит 1 824 054 руб.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 54   |

Таблица 8– Затраты на приобретение шкафа защит

| Наименование изделия  | Единица измерения | Количество | Цена за единицу, руб. (без НДС) | Общая стоимость, руб. (без НДС) |
|---|-------------------|------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 152         | шт.               | 1          | 1 330 000                       | 1 330 000                       |
| Преобразователь интерфейса TTL/RS485                          | шт.               | 2          | 3 900                           | 7 800                           |
| ПО EKRASMS (с инсталляцией на 3 терминала)                    | шт.               | 1          | 13 900                          | 13 900                          |
| ПО WNDR (с инсталляцией на 3 терминала)                       | шт.               | 1          | 13 900                          | 13 900                          |
| Универсальный комплект для подключения компьютера             | шт.               | 1          | 7 700                           | 7 700                           |
| Кабель связи  | м.                | 100        | 40                              | 4 000                           |
| Упаковочная тара  | шт.               | 1          | 4 000                           | 4 000                           |
| Транспортные расходы (доставка автотранспортом до п. Н. Киги) |                   |            |                                 | 24 000                          |
| Итого:  |                   |            |                                 | 1 405 300                       |
| НДС, 18%:   |                   |            |                                 | 252 954                         |
| Всего с НДС:  |                   |            |                                 | 1 658 254                       |

## 6.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Процесс перенесения по частям стоимости основных средств и нематериальных активов по мере их физического или морального износа на стоимость производимой продукции называется амортизацией, а отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа – амортизационными отчислениями.

Амортизационные отчисления А по электрооборудованию определяются в процентах от первоначальной балансовой стоимости по формуле:

$$A = \frac{\Phi_{\text{ПЕР}} \cdot N_A}{100}, \quad (47)$$

где  $N_A$  - норма амортизационных отчислений в процентах, которая отдельно устанавливается предприятием для каждого вида оборудования. Для микропроцессорных защит  $N_A = 14\%$ ;

$\Phi_{\text{ПЕР}}$  - первоначальная балансовая стоимость.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 55   |

$$A = \frac{1824054 \cdot 14}{100} = 255\,368 \text{ руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание рассчитываются по формуле:

$$P_{\text{ТО}} = \frac{\Phi_{\text{ПЕР}} \cdot N_{\text{ТО}}}{100} \quad (48)$$

где  $N_{\text{ТО}}$  – норма расходов на ремонт и техническое обслуживание в процентах. Для микропроцессорных защит  $N_{\text{ТО}} = 10\%$ .

$$P_{\text{ТО}} = \frac{1824054 \cdot 10}{100} = 182\,406 \text{ руб.}$$

### 6.3 Расчёт экономической эффективности

По данным группы РЗА Кигинского РЭС, за 2017 год - средний процент правильной работы электромеханической релейной защиты трансформаторов и автотрансформаторов составил 89,5 %, процент правильной работы микропроцессорных устройств защиты на аналогичной подстанции составляет 99,98%. Таким образом на основе данных цифр будет рассчитываться экономическая эффективность от внедрения микропроцессорной релейной защиты трансформатора.

#### 6.3.1 Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные расходы рассчитываются по формуле:

$$\text{ЭЗ}_T = K_B + A + P_{\text{ТО}}, \quad (49)$$

где  $K_B$  - капиталовложения в микропроцессорную защиту трансформатора.

$$\text{ЭЗ}_T = 1\,824\,054 + 255\,368 + 182\,406 = 2\,261\,828 \text{ руб.}$$

#### 6.3.2 Экономия затрат от отказа защит трансформатора

Рыночная стоимость трансформатора мощностью 40 кВА, аналогичного защищаемому, ориентировочно составляет 30 миллионов рублей. Согласно статистике правильной работы защит рассчитываются вероятные потери при отказе защит трансформатора по формуле:

$$\text{ОЗ} = \frac{C \cdot (100 - K)}{100} \cdot K_{\text{отк}}, \quad (50)$$

где  $C$  – стоимость трансформатора;

$K$  – процент правильной работы защит;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 56   |

$K_{\text{ОТК}}$  – коэффициент, характеризующий аварийность при неправильной работе защит,  $K_{\text{ОТК}}=0,14$ .

Таким образом потери при отказе электромеханических защит составляют:

$$OЗ_{\text{ЭМ}} = \frac{30\,000\,000 \cdot (100 - 89,5)}{100} \cdot 0,14 = 441\,000 \text{ руб.}$$

Потери при отказе микропроцессорных защит по формуле (50) составит:

$$OЗ_{\text{М}} = \frac{30\,000\,000 \cdot (100 - 99,98)}{100} \cdot 0,14 = 840 \text{ руб.}$$

Экономия в этом случае составит:

$$\Delta C_{\text{ОТК}} = OЗ_{\text{ЭМ}} - OЗ_{\text{М}}, \quad (51)$$

$$\Delta C_{\text{ОТК}} = 441\,000 - 840 = 440\,160 \text{ руб.}$$

### 6.3.3 Экономия затрат от ложных срабатываний защит

При ложных срабатываниях защит появляется недоотпуск электроэнергии потребителям, в виду постоянной самодиагностики микропроцессорных защит и устойчивости электромагнитным помехам количество ложных срабатываний стремится к нулю. В то же время среднее количество ложных срабатываний электромеханических защит составляет 3 раза в год. Поэтому рассчитывается экономия от ложных срабатываний защит:

$$\Delta C_{\text{Л}} = S \cdot K_3 \cdot K_{\text{Л}} \cdot t_{\text{СР}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (52)$$

где  $S$  – мощность трансформатора (40МВт);

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, в нашем случае  $K_3=0,5$ ;

$K_{\text{Л}}$  – количество ложных срабатываний;

$t_{\text{СР}}$  – среднее время недоотпуска электроэнергии принимается равным одному часу;

$C_{\text{Э}}$  – стоимость электроэнергии с шин подстанции (0,94 руб/(кВт.ч)).

$$\Delta C_{\text{Л}} = 40\,000 \cdot 0,5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 0,94 = 56400 \text{ руб.}$$

### 6.3.4 Экономия затрат от расходов на ремонт и техническое обслуживание

Экономия затрат на ремонт и техническое обслуживание рассчитывается по формуле:

$$\Delta C_{\text{ТО}} = P_{\text{ТО.ЭМ}} - P_{\text{ТО.М}}, \quad (53)$$

где  $P_{\text{ТО.ЭМ}}$  – расходы на ремонт и техническое обслуживание защит на базе действующих электромеханических реле,  $P_{\text{ТО.ЭМ}}=273\,609$  руб.;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 57   |

$P_{ТО.М}$  – расходы на ремонт и техническое обслуживание защит на базе внедряемых микропроцессорных защит,  $P_{ТО.М} = 182\ 406$  руб.

$$\Delta C_{ТО} = 273\ 609 - 182\ 406 = 91\ 203 \text{ руб.}$$

6.3.5 Годовая экономия от внедрения микропроцессорной защиты трансформатора

Годовая экономия рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_Г = \Delta C_{ТО} + \Delta C_{Л} + \Delta C_{ОТК}, \quad (54)$$

$$\mathcal{E}_Г = 91\ 203 + 56\ 400 + 440\ 160 = 587\ 763 \text{ руб.}$$

6.3.6 Годовой экономический эффект

Годовой экономический эффект рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_Г - E_H \cdot \mathcal{E}_Т, \quad (55)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности капиталовложений,  $E_H = 0,15$ .

$$\mathcal{E} = 587\ 763 - 0,15 \cdot 2\ 261\ 828 = 248\ 488 \text{ руб.}$$

6.3.7 Коэффициент эффективности капитальных вложений

Коэффициент эффективности капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$E = \mathcal{E}_Г / K_B, \quad (56)$$

$$E = 587\ 763 / 1\ 824\ 054 = 0,32.$$

6.3.8 Срок окупаемости капиталовложений

Срок окупаемости капиталовложений рассчитывается по формуле:

$$T = K_B / \mathcal{E}_Г, \quad (57)$$

$$T = 1\ 824\ 054 / 587\ 763 = 3,1 \text{ года.}$$

Вывод по разделу

Полученный коэффициент эффективности капитальных вложений больше нормативного ( $0,32 > 0,15$ ), поэтому замена электромеханических защит трансформатора на микропроцессорные является экономически обоснованными.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 58   |



## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта, производственного участка

Подстанция Н. Киги 110/35/6 кВ относится к действующим электроустановкам. Согласно «Межотраслевым правилам» действующими электроустановками считаются такие электроустановки, которые полностью или частично находятся под напряжением или на которые в любой момент может быть подано напряжение. Электрооборудование включает в себя: силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтную коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели, разъединители), низковольтную коммутационную аппаратуру (автоматические выключатели, пакетные выключатели, разъединители), также контрольно-измерительные приборы средства диспетчерского управления.

### 7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья, называется опасным производственным фактором. Травма — это повреждение тканей организма человека и нарушение его функций внешним воздействием. Травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случай воздействия опасного производственного фактора на работника при выполнении им трудовых обязанностей или непосредственных заданиях руководителя работ.

Такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, называется вредным производственным фактором (ВПФ). Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называются профессиональными.

Перечень опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на обслуживающий персонал при эксплуатации электроустановок и (или) электрооборудования на подстанции 110/35/6 кВ:

- электромагнитные поля;
- возможность поражения электрическим током;
- пожароопасность;
- взрывоопасность.

### 7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса

В открытых распределительных установках и вблизи линий электропередачи, особенно 110 кВ и выше, токоведущими частями создается мощное пере-

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 59   |

менное электромагнитное поле. Оно характеризуется в основном напряженностью электрической составляющей поля  $E$ , В/м, которая в РУ напряжением 6 кВ на высоте роста человека может достигнуть достаточно больших значений. Напряженность магнитной составляющей поля незначительна - 10-20 А/м, поэтому ее влиянием пренебрегают. Электрическое поле неблагоприятно влияет на центральную нервную систему работника, вызывает учащенное сердцебиение, повышенное кровяное давление и температуру тела. Работоспособность работника падает. Быстро наступает утомление. Воздействие на работника электрического поля зависит от его напряженности и длительности пребывания в зоне влияния.

Нормы для электрической напряженности (без применения электрозащитных средств), согласно ГОСТ 12.1.002-84 приведены в таблице 9.

В электроустановках 110 кВ и выше применяют сетчатые экраны, навешивают экранирующие козырьки и тросы, которые надежно заземляются. Козырьки устанавливают под шкафами аппаратуры управления, щитками и сборками. Навесы устанавливают над проходами и участками ОРУ, с которых осматривается оборудование. Также используют временные передвижные экраны.

Таблица 9– Допустимые значения времени пребывания в электромагнитном поле

| Наименование параметра                           | Значение |     |       |        |       |
|--|----------|-----|-------|--------|-------|
|  | 5        | 10  | 15    | 20     | 25    |
| Напряженность поля $E$ , кВ/м                    |          |     |       |        |       |
| Допустимое время пребывания в электрическом поле | 8 ч      | 3 ч | 1,5 ч | 10 мин | 5 мин |

Для защиты от воздействия электрического поля применяют защитные костюмы из металлизированной ткани, снабженные гибким проводом для заземления. Этот костюм полностью экранирует тело работника и исключает протекание по нему емкостного тока.

Монтаж, обслуживание и эксплуатацию устройств релейной защиты разрешается производить лицам, имеющим специальную подготовку, имеющим аттестацию на право выполнения работ (с учетом соблюдения необходимых мер защиты изделий от воздействия статического электричества), с опытом знаний особенностей электрических схемы и конструкций шкафа.

Монтаж шкафа и работы на разъемах терминала, рядах зажимов шкафа и разъемах устройств следует производить при обесточенном состоянии шкафа. При необходимости проведения проверок при поданном напряжении должны применяться дополнительные средства защиты, предотвращающие поражение обслуживающего персонала электрическим током.

По требованиям защиты работника от поражения электрическим током шкаф соответствует классу 1 по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Шкаф перед включением и во время всего процесса работы должен быть надежно заземлен.

Заземление устройств релейной защиты является необходимым условием, так оно в значительной мере способствует его правильной работе. От заземления устройства зависит достижение его электрических характеристик, а именно, уровня устойчивости к электромагнитным возмущениям. Когда заземление важно для нормального функционирования устройства, в основном применяется термин «функциональное заземление».

Заземление устройств требует соблюдения нескольких простых мер предосторожности. В общем случае, цепь заземления должна иметь минимально возможное полное сопротивление. Соответственно, длина этой цепи должна быть по возможности минимальной.

Провод или оплётка заземления, соединяющая устройство и низковольтный отсек, подсоединяется по возможности к поверхности, лишённой лакокрасочного или любого другого изолирующего покрытия. Если это условие не соблюдается, необходимо обязательно использовать зубчатые пружинные шайбы, прокалывающие слой краски отсека НН и обеспечивающие надёжный электрический контакт между проводником заземления и поверхностью отсека.

Усилие затяжки провода или оплётки заземления должно быть достаточно большим, чтобы предотвратить пропадание с течением времени электрического контакта или ослабление затяжки (особенно в случае частого воздействия вибрации). По проводу или оплётке заземления циркулируют токи помех высокой частоты, которые являются результатом электрических переходных процессов в электроустановке. Такие переходные процессы порождаются обычно коммутациями электроаппаратуры в сети среднего напряжения или в низковольтной сети и грозowymi разрядами.

Правильное выполнение различных соединений с землёй позволяет контролировать стекание в землю токов помех высокой частоты.

На подстанции определены следующие основополагающие принципы защиты людей от опасности поражения электрическим током:

- заземление корпусов электроприемников;
- уравнивание потенциалов открытых токопроводящих частей, доступных для одновременного прикосновения, с целью устранения напряжения прикосновения;
- автоматическое отключение электропитания в случае появления опасного напряжения или тока при замыкании на землю.

#### 7.4 Охрана труда

За организацию безопасности труда на подстанции Н. Киги 110/35/6 кВ отвечает директор, главный инженер и специалисты отдела охраны труда производственного отделения «Северо-восточные электрические сети» ООО «Башкирэнерго».

Директор, главный инженер и специалисты отдела охраны труда производственного отделения «Северо-восточные электрические сети» ООО «Башкирэнерго» несут ответственность за:

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 61   |

- невыполнение своих должностных обязанностей;
- невыполнение обязательств по охране труда, предусмотренных коллективным договором и дополнительными соглашениями;
- нарушение законодательных и иных нормативных актов по охране труда;
- препятствие деятельности представителей органов Государственного контроля и надзора, а также общественного контроля.

Законодательство Российской Федерации предусматривает административную, уголовную, дисциплинарную, материальную ответственность.

В производственных отделениях проводятся следующие виды инструктажей:

- вводный;
- первичный на рабочем месте;
- повторный;
- внеплановый;
- целевой (с регистрацией в наряде допуске).

Проведение вводного инструктажа по охране труда возлагается на инженера по охране труда или работник, на которого временно возложены эти обязанности, со всеми вновь принимаемыми на работу не зависимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, с временными работниками, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику, а также учащимися в учебных заведениях. О проведении вводного инструктажа производят запись в журнале регистрации вводных инструктажей с обязательной подписью инструктируемых и инструктирующих, а также в документе о приеме на работу, контрольном листе и удостоверении. Проведение вводного инструктажа с учащимися регистрируют в журнале учета учебной работы.

Первичный инструктаж по охране труда на рабочем месте до начала осуществления производственной деятельности проводит непосредственный руководитель работ отдела охраны труда, по действующим инструкциям, разработанным для отдельных профессий или видов работ:

- со всеми работниками, вновь принятыми в организацию, и переводимыми из одного подразделения в другое;
- с работниками, выполняющими новую для них работу, командированными, временными работниками;
- со строителями, выполняющими строительные-монтажные работы на территории действующей организации;
- со студентами и учащимися, прибывшими на производственное обучение или практику перед выполнением новых видов работ, а также перед изучением каждой новой темы при проведении практических занятий в учебных лабораториях, классах, мастерских, участках.

Лица, которые не связаны с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением и применением сырья и материалов, первичный инструктаж не проходят.

Повторный инструктаж проходят все работающие, за исключением лиц, освобожденных от первичного инструктажа на рабочем месте, не зависимо от их квалификации, образования и стажа работы не реже чем через 6 месяцев. Его проводят с целью проверки знаний правил и инструкций по охране труда, а также с целью повышения знаний индивидуально или с группой работников одной профессии, подрядной бригады по программе инструктажа на основном рабочем месте. По согласованию с соответствующими органами государственного надзора для некоторых категорий работников может быть установлен более продолжительный (до 1 года) срок прохождения повторного инструктажа.

Повторный инструктаж проводится по программам первичного инструктажа на рабочем месте.

Внеплановый инструктаж проводится:

- при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним;
- при изменении, технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда;
- при нарушении работающими и учащимися требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению;
- по требованию органов энергонадзора;
- при перерывах в работе – для работ, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда, более чем 30 календарных дней, а для остальных работ – более двух месяцев.

Внеплановый инструктаж проводят индивидуально или с группой работников одной профессии. Объем и содержание инструктажа определяют в каждом конкретном случае в зависимости от причин или обстоятельств, вызвавших необходимость его проведения. Внеплановый инструктаж отмечается в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте с указанием причин его проведения.

Внеплановый инструктаж проводит непосредственно руководитель работ (преподаватель, мастер).

Целевой инструктаж проводится:

- при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями работника по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия, цеха и т.п.);
- при ликвидации последствий аварии, стихийных бедствий, производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение и другие документы.

Целевой инструктаж проводится непосредственно руководителем работ и фиксируется в журнале инструктажей и необходимых случаях - в наряде-допуске.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 63   |

В процессе эксплуатации электроустановок в производственном отделении нередко возникают условия, при которых даже самое совершенное их выполнение не обеспечивает безопасности работающего и требуется применение специальных средств защиты.

К электротехническим средствам относятся: изолирующие штанги и клещи, электроизмерительные клещи, указатели напряжения, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках до 1 кВ, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ в электроустановках свыше 1кВ, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие накладки и подставки, индивидуальные экранирующие комплекты, переносные заземления, оградительные устройства и диэлектрические колпаки, плакаты и знаки безопасности.

Кроме электротехнических средств для обеспечения безопасных условий работы применяются очки, каски, рукавицы, противогазы, страховочные привязи.

В соответствии с ПТЭЭП и ПТБ для персонала, обслуживающего (работающего) электроустановки, установлено пять квалификационных групп по электробезопасности.

I квалификационная группа присваивается не электротехническому производственному персоналу: обслуживающему электропечи и т.п.

II квалификационная группа присваивается квалификационной комиссией не электротехническому персоналу, обслуживающему установки и оборудование с электроприводом, - электросварщики (без права подключения), термисты установок ТВЧ, машинисты грузоподъемных машин, передвижные машины и механизмы с электроприводом, работающим с ручными электрическими машинами и другими переносными электроприемниками и т.д.

III квалификационная группа присваивается только электротехническому персоналу. Эта группа дает право единоличного обслуживания, осмотра, подключения и отключения электроустановок от сети напряжения до 1000 В.

IV квалификационная группа присваивается только лицам электротехнического персонала. Лица с квалификационной группой не ниже IV имеют право на обслуживание электроустановок напряжением выше 1000 В.

V квалификационная группа присваивается лицам, ответственным за электрохозяйство, и другому инженерно-техническому персоналу в установках напряжением выше 1000 В.

Контроль обучения и периодичность проверки знаний в производственных отделениях ООО «Башкирэнерго» осуществляет служба охраны труда или работники, на которых возложены эти обязанности руководителем предприятия.

Организацию обучения и проверки знаний по вопросам охраны труда работников осуществляют специалисты по охране труда или другие специалисты, которым работодателем поручена организация этой работы.

Безопасность проведения работ в электроустановках во многом зависит от правильной организации работ, от выполнения ряда организационных мероприятий. К организационным мероприятиям относятся:

- оформление работы нарядом или распоряжением;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 64   |

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерывов в работе, перевода на другое рабочее место, окончания работы .

#### 7.5 Производственная санитария

Производственные здания и помещения в производственном отделении отвечают требованиям СНиП и СН.

Объем производственного помещения на одного работающего не менее 15м<sup>3</sup>, а площадь – не менее 4,5м<sup>2</sup>. Высота помещений варьируется в зависимости от характера протекающего там технологического процесса, и составляет не менее 3м.

#### 7.6 Эргономика и производственная эстетика

Основным направлением профилактики травматизма является заблаговременное изучение потенциальных опасностей и причин и опережающая разработка превентивных мер.

Изучение обстоятельств несчастных случаев и выявление их причин также дает много информации для разработки мероприятий, исключающих повторение экстремальных событий. С точки зрения профилактики идеальным следует считать анализ всех несчастных случаев независимо от каких-либо признаков. Поэтому изучаются все травмы от незначительных до смертельных. Мелкие травмы являются своего рода индикаторами опасностей. Регистрируя, учитывая и анализируя микротравмы выявляются опасности и принимаются соответствующие меры защиты от несчастных случаев с тяжелыми исходами.

Важнейшей задачей в улучшении организации труда в производственном отделении является установление наиболее целесообразных режимов труда и отдыха.

Режимы труда и отдыха регулируется статьями 91-111 трудового кодекса РФ [11]. Указанными статьями предусматривается общая (нормальная) продолжительность рабочего времени 40 часов в неделю, порядок сокращения рабочего времени подросткам и другим категориям работников, сокращение продолжительности работы накануне праздничных и выходных дней, количество выходных дней в неделю, работа в сверхурочное время, при сокращенной рабочей неделе (неполное рабочее время), продолжительность перерывов для отдыха и питания.

#### 7.7 Противопожарная и взрывобезопасность

Основной профилактической мерой в производственном отделении относительно предупреждения пожаров и взрывов от электрооборудования является правильный выбор и эксплуатация такого оборудования во взрыво- и пожароопасных помещениях. В зависимости от характера технологического процесса различают производства пяти категорий: А, Б – взрывоопасные; В, Г и Д – пожа-

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 65   |

роопасные. Взрывоопасные зоны подразделяются на шесть классов (В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa), а пожароопасные зоны делятся на 4 класса (П-I, П-II, П-IIa, П-III).

Взрывоопасной зоной считается пространство, в котором есть или могут образовываться взрывоопасные смеси.

Пожароопасной зоной считается пространство, где могут находиться горючие вещества как при нормальном технологическом процессе, так и при возможных его нарушениях.

Электроустановки в производственных отделениях ООО «Башкирэнерго» эксплуатируются в соответствии с Правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другими нормативными документами.

### 7.8 Экологическая безопасность

На подстанциях в период эксплуатации основными источниками вредных воздействий являются:

- аккумуляторные батареи(пары серной кислоты);
- батареи статических конденсаторов (с пропиткой трихлордефинила);
- компрессорное оборудование;
- элегазовые выключатели и трансформаторы тока (элегаз, производственные отходы, связанные с проведением ремонтных работ);
- бытовые отходы и хозяйственно-бытовые стоки как продукты жизнедеятельности обслуживающего персонала;
- отходы от замены и ремонта оборудования;
- поверхностные сточные воды, образующиеся на производственной площадке (ПС);
- замасленный щебень, замасленный силикагель, замасленные сточные воды;
- электромагнитные поля;
- шум;
- нарушение почвенного слоя, вечной мерзлоты;
- аварийные выбросы трансформаторного масла или его разливы при производстве ремонтов.

При проектировании должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности ПС:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 66   |



– соблюдению требований ГОСТов и санитарных норм в области: электрических полей, магнитных полей, электростатических полей, электромагнитных помех, шума, качества атмосферного воздуха, качества воды.

Для маслonaполненного оборудования должно быть организовано централизованное масляное хозяйство, оборудованное резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла.

На территории ОРУ подстанций необходимо предусмотреть устройства по сбору и удалению масла с целью исключения возможности растекания его при аварии по территории и попадания в водоемы.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов устанавливаются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Газоотводы, выхлопные и предохранительные устройства выключателей располагают так, чтобы выброс жидкости или газа был направлен в сторону от места, где может находиться обслуживающий персонал. Системы вентиляции ПС проектируют так, чтобы концентрация опасных летучих веществ в помещениях не создавала угрозы жизни и здоровью людей, а также возможности возникновения взрывов и пожаров.

Должны быть предусмотрены места (площадки) для сбора отходов в соответствии с установленными правилами, нормативами и требованиями в области обращения с отходами, в соответствии со ст. 10 ч. 3 ФЗ «Об отходах производства и потребления».

## 7.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций

К чрезвычайным ситуациям относятся: обрыв линии и короткое замыкание на линиях электропередач, возгорание или взрыв трансформатора, пожар лесного массива, находящегося рядом с подстанцией, ураганный ветер, грозовые перенапряжения. Обрыв линии и короткое замыкание может привести к снижению напряжения у потребителей, соответственно к снижению качества поставляемой электроэнергии. Для предотвращения данной ситуации необходимо потребителей первой категории надежности присоединять по двум одноцепным линиям и от двух независимых источников питания. Для восстановления нормального режима работы линии, необходимо использовать системную автоматику: АВР и АПВ. При успешном АПВ линия может вернуться в нормальный режим работы, в противном случае применяется АВР и вызывается служба линии для восстановления линии.

Пожар трансформатора приводит к перерыву электроснабжения потребителей на время АВР. При сгорании масла в атмосферу выделяются вредные токсичные газы. Данная ситуация также приводит к дополнительным затратам на восстановление трансформатора. Для предотвращения пожара применяется автоматическая система пожаротушения, вызываются пожарные расчёты.

Пожар окружающего лесного массива может привести к пожару на терри-

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 67   |

тории подстанции, при переносе огня.

Для предотвращения возникновения пожара необходима противопожарная полоса вокруг подстанции шириной 50 м.

Защитой от шквалистых ветров, создающих возможность межфазного замыкания, является выдерживание предписанных расстояний между шинами и их надежное крепление к опорам.

Опасные грозовые перенапряжения в распределительном устройстве подстанции могут возникнуть как при непосредственном поражении их молнией, так и при набегании на подстанцию грозовых волн с высоковольтных линий в результате поражения проводов линий молнией или удара молнии в вершину опоры или трос. Защита от ударов молнии на подстанции осуществляется с помощью молниеотводов. Защита оборудования подстанции от набегающих по линии волн перенапряжений осуществляется защитой подходов линий от прямых ударов молнии тросом, а также установкой на подстанции вентильных разрядников.

Для защиты подстанции от терроризма создаются мобильные группы из числа работников служб безопасности энергокомпаний, изучающих обстановку вдоль линий электропередачи, у электростанций и подстанций. В каждой региональной энергокомпании открыты учебные центры по подготовке специалистов по антидиверсионной и антитеррористической деятельности.

Вывод по разделу семь.

В данном разделе произведен анализ всех опасных производственных и экологических опасностей. Предусмотрены меры по охране труда и определены требования производственной санитарий. Рассмотрены вопросы экологической безопасности.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 68   |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе разработана микропроцессорная система защиты силового трансформатора подстанции Н. Киги 110/35/6 кВ.

Разработан набор микропроцессорных терминалов, организованных в стандартизованном шкафу защит трехобмоточного трансформатора. В шкафу реализуются дополнительные опции: осциллографирование аварийных событий, определение места повреждения, регистрация дискретных сигналов, связь с высшим уровнем наблюдения и управления, синхронизация времени, интерфейс пользователя. Выполнено описание основных видов защит выбранных микропроцессорных терминалов.

На основании расчетов токов короткого замыкания в характерных точках системы электроснабжения, выбраны и рассчитаны уставки защит. Рассчитаны параметры максимальной токовой защиты. Разработана структурная схема терминала. Проведён анализ безопасных условий труда при обслуживании ПС Н. Киги. Правильность расчётов подтверждена технико-экономическим обоснованием работы. Расчётный срок окупаемости капиталовложений составляет 3,1 года, следовательно, проектное решение является экономически эффективным.

Таким образом цель выпускной квалификационной работы достигнута, все поставленные задачи решены.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 69   |

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный Государственный Образовательный Стандарт третьего поколения плюс. - М.: Изд-во Министерства образования РФ, 2015. – 21 с.
2. Аполлонский С.М. Испытания и системы контроля электрических аппаратов : учеб. пособие / С. М. Аполлонский, А. Е. Козярук, Ю. В. Куклев. - СПб. : Троицкий мост, 2016. - 328 с.
3. Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем : учеб. пособие для студ. вузов / А. П. Бурман, Ю. К. Розанов, Ю. Г. Шакарян. - М. : МЭИ, 2012. - 335 с.
4. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика (производство тепловой и электрической энергии) : учебник для студ. вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Г. Г. Гасангаджиев, В. С. Кожиченков. - М. : Кнорус, 2016. - 408 с. - (Бакалавриат).
5. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках: методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Минск, 1993. – 84 с.
6. Зиновьев Г.С. Силовая электроника : учеб. пособие для бакалавров / Г. С. Зиновьев ; Новосибирский государственный технический университет. - 5-е изд., испр. и доп. - М. : Юрайт, 2015. - 667 с. - (Бакалавр. Углубленный курс).
7. Игнатович В.М. Электрические машины и трансформаторы [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Игнатович В.М., Ройз Ш.С.— Электрон. текстовые данные.— Томск: Томский политехнический университет, 2013.— 182 с.
8. Костин В.Н. Электроэнергетические системы и сети : учеб. пособие для бакалавров / В.Н. Костин. - СПб. : Троицкий мост, 2015. - 304 с.
9. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах : учеб. пособие / Ю. А. Куликов. - М. : Омега-Л, 2013. - 380 с. - (Высшее техническое образование).
10. Правила устройства электроустановок. Раздел 2. Передача электроэнергии. Главы 2.4, 2.5. - 7-е изд. - М.: Изд-во НЦЭНАС, 2012.-160 с.-ил.
11. Тимофеев И.А. Электротехнические материалы и изделия : учеб. пособие для студ. вузов / И. А. Тимофеев. - СПб. ; М. ; Краснодар : Лань, 2012. - 267 с.
12. Стрельников Н.А. Электроснабжение промышленных предприятий [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Стрельников Н.А.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013.— 100 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45457>.— ЭБС «IPRbooks», по паролю.
13. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учеб. пособие для студ. вузов / ред.: И. П. Крючков, В. А. Старшинов. - М. : МЭИ, 2012. - 567 с.
14. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения / В. А. Непомнящий. - М. : МЭИ, 2010. - 187 с.
15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / ред.: С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. - М. : МЭИ, 2010. - 745 с.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 70   |

16. Трофимова, С.Н. Методические рекомендации для студентов электротехнических специальностей. Выполнение раздела «Безопасность жизнедеятельности» в дипломном проекте, С.Н. Трофимова. – Ч.: Изд-во ЮУрГУ, 2012. – 30 с.
17. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 31 с.
18. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства. – Москва, 1988. – 56 с.
19. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – Москва, 1995. – 27 с.
21. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 67 с.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | 13.03.02.2018.444.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 71   |