**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«14» 06 2023г.

# БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы релейной защиты и автоматики подстанции Варваровка напряжением 220 кВ в Амурской области

Исполнитель
студент группы 942об4 _____ 29.05.2023 (подпись, дата) С.А. Мещеряков

Руководитель
проф. доц. канд.техн.наук _____ 29.05.2023 (подпись, дата) Ю.В. Мясоедов

Консультант: по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____ 29.05.2023 (подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель _____ 29.05.2023. (подпись, дата) Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«19» 04 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Мещерекова Сергея Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы релейной защиты и автоматики подстанции Варваровка напряжением 220 кВ в Амурской области
(утверждено приказом от 03.04.23 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 29.05.23

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС, табл. парам. и характ. объекта. Нормативн. докум.: ПУЭ, ПТБ, ПТЭ, ГОСТ,

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1 Характеристика района; 2. Расчет токов короткого замыкания; 3. Релейная защита и автоматика 4. Заземление и молниезащита; 5. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Упрощенная однолинейная схема. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Результаты расчетов токов КЗ. 4. Диф. защита шин 5. Сетевая автоматика 6. Диф. защита тр-ра.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность. Доцент, кандидат технических наук – А.Б. Бупаков

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Профессор, доцент, кандидат технических наук – Ю.В. Мясоедов
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.23 Мещерекова С.А
(подпись студента)



2

# РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 стр., 3 рисунка, 11 таблиц, 30 источников.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, РЕЛЕ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ЗАЩИТА ОШИНОВКИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ, ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

В бакалаврской работе выполнена реконструкции системы релейной защиты и автоматики на ПС «Варваровка» номинальным напряжением 220/35/10 кВ в Амурской области.

Актуальность работы заключается в необходимости повышения надёжности схемы электроснабжения, изменения гибкости схемы, обеспечение бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией.

Цель работы – реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции и обновление физически и морально устаревшего состоянием электромеханического оборудования до современных стандартов с использованием микропроцессорных терминалов отечественного производства.

Кроме того, в работе рассмотрена молниезащита и заземления, а также аспекты безопасности и жизнидеятельности, экологичности.

Результатом бакалаврской работы и практической значимостью является применение современных технологических решений на реальном объекте, для снижения числа аварийных ситуаций, оперативной связи между реле и регистрации событий.

ДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения 6
Введение 7
1 Характеристика района 9
1.1 Исходные данные ПС 220 кВ «Варваровка» 9
1.2 Обоснование необходимости реконструкции системы релейной защиты и автоматики 12
2 Расчет токов короткого замыкания 14
3 Релейная защита и автоматика 24
3.1 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора 24
3.2 Дифференциальная защита трансформатора на устройстве «Сириус-Т3» 24
3.3 Дифференциальная защита шин и ошиновок 31
3.4 Максимальная токовая защита 38
3.5 Защита от перегрузки на стороне 11кВ, 35 кВ, 220 кВ 41
3.6 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) 43
3.7 Устройство резервирования при отказе выключателя 44
3.8 Газовая защита 47
3.9 Автоматический ввод резерва 49
3.10 Автоматическое повторное включение 50
3.11 Автоматическая частотная разгрузка 52
3.12 Источник оперативного тока 54
4 Заземление и молниезащита 58
4.1 Расчёт заземления подстанции 220 кВ 58
4.2 Расчёт молниезащиты 63
5 Безопасность и экологичность 66
5.1 Безопасность 66
5.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и 66

наладочные работы

5.1.2 Техника безопасности при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики 66

5.1.3 Пусконаладочные работы 70

5.2 Экологичность 74

5.3 Чрезвычайные ситуации 78

Заключение 97

Библиографический список 98

# ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя.

# ВВЕДЕНИЕ

Тема выпускной квалификационной работы была выбрана из списка предложенного АО ДРСК по вопросу реконструкции системы релейной защиты и автоматики подстанции «Варваровка» напряжением 220 кВ в Амурской области.

Актуальность на объекте реконструкции заключается в обновление до современных видов защит на подстанции, как микропроцессорная на базе терминала «Сириус-Т3» российского производителя «РАДИУС Автоматика», в частности, защита шин и ошиновки на ШЭ2607 производства ООО НПП «ЭКРА». За предыдущие 4 года данный вопрос не поднимался, что обосновывает новизну при проведении реконструкции.

Целями реконструкции является обновление защиты электромеханического реле до современных стандартов, расчёт необходимых уставок срабатывания защит. Задачами данной ВКР являются:

1) повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей;

2) безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и сооружений путём внедрения передовых проектных решений.

С точки зрения необходимости, реконструкция действующих сетей возникает в связи с ростом электрических нагрузок в результате расширения существующих и появления новых потребителей, присоединяемых к этим сетям, а также с необходимостью повышения надежности снабжения потребителей.

Экономия ресурсов, как количество и пространства, что в современных условиях является одним из важных критериев, является достоинством выбранной микропроцессорной защиты, так как терминал объединяет в себе дифференциальную защиту трансформатора, МТЗ и газовую защиту.

Для достижения постановленной цели в выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие разделы:

– расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Варваровка;

– определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;

– выбраны устройства РЗА трансформатора;

– рассчитаны параметры настроек (уставок) для выбранных устройств РЗА;

– выбран источник оперативного тока на подстанции;

– рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования в разделе безопасность и экологичность.

В ходе реконструкции разработаны 6 схем, в которые включены: упрощенная однолинейная кольцевая схема, однолинейная схема подстанции, схема характеристик токов короткого замыкания, схема дифференциальной защиты шин и ошиновки, схема сетевой автоматики и схема дифференциальной защиты трансформатора.

В работе использовался следующий программный комплекс: Microsoft Office Visio 2016.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Исходные данные ПС 220 кВ «Варваровка»

Данные о количестве отходящих от РУВН линий, линиях связи с системой и мощности транзита через РУВН: Проходная, схема подключения – «Мостик с выключателями в цепях трансформатора».

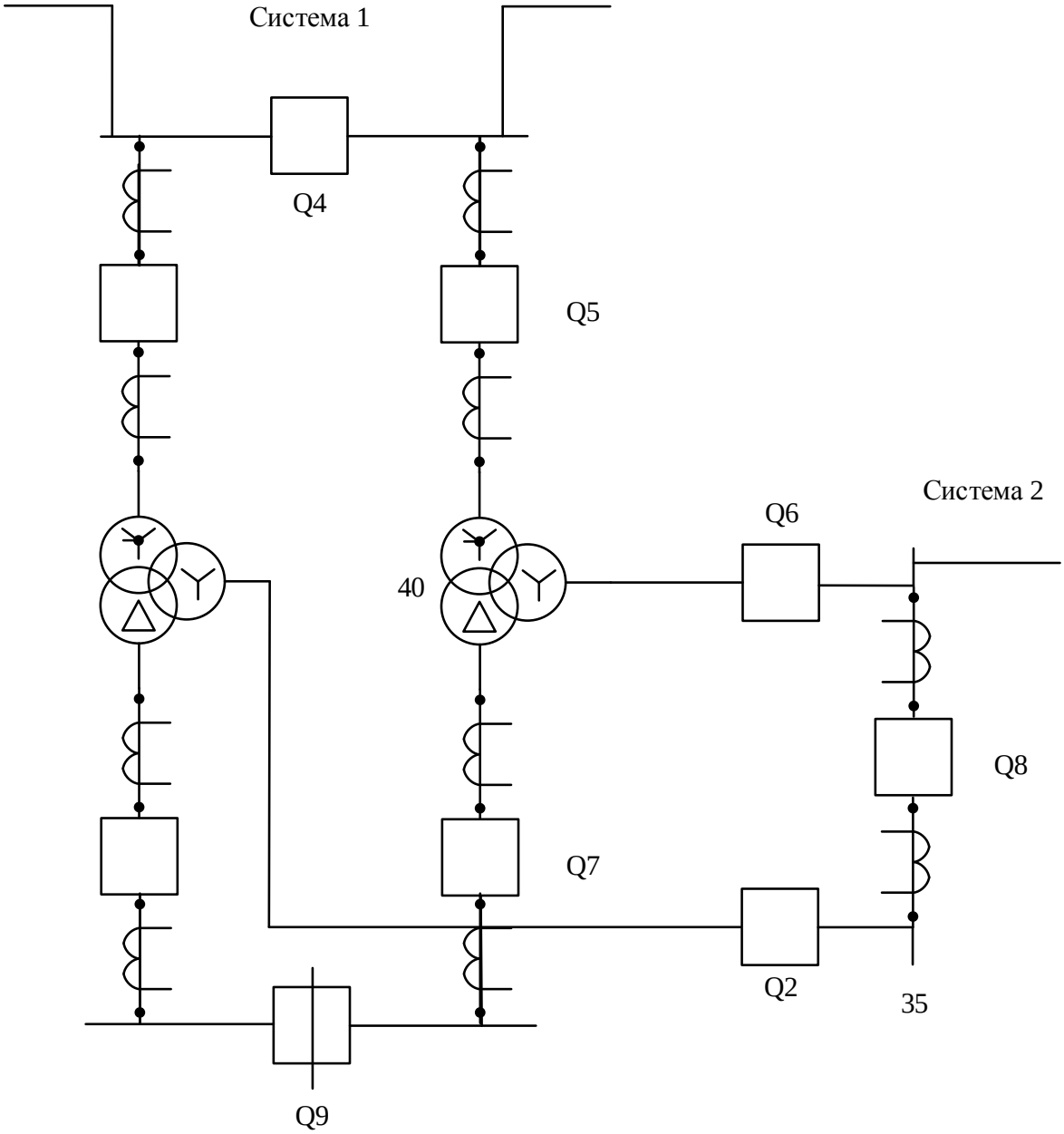



Рисунок 1 – Схема подстанции

Таблица 1 – Данные трансформаторов ПС «Варваровка»

| Наименование параметра | Единица измерения | Величина параметра | Величина параметра |
|---|---|---|---|
| Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи | | | |
| 1 | | 2 | 3 |
| Трансформаторы и автотрансформаторы | | | |
| Диспетчерское наименование электростанции, подстанции | | ПС 220 кВ «Варваровка» | ПС 220 кВ «Варваровка» |
| Диспетчерское наименование трансформатора (автотрансформатора) | | Т-1 | Т-2 |
| Тип (марка) трансформатора (автотрансформатора) | | ТДТН-40000/220/35/10 У1 | ТДТН-40000/220/35/10 У1 |
| Год ввода в эксплуатацию | | 1995 г. | 1995 г. |
| Срок службы нормативный | год | 25 | 25 |
| Номинальная мощность обмоток ВН, СН, НН | МВА | 40 | 40 |
| Номинальное напряжение обмотки НН | кВ | 11 | 11 |
| Номинальное напряжение обмотки СН | кВ | 38,5 | 38,5 |
| Номинальное напряжение обмотки ВН | кВ | 230 | 230 |
| Номинальный ток обмотки ВН | А | 100,5 | 100,5 |
| Номинальный ток обмотки СН | А | 600 | 600 |
| Номинальный ток обмотки НН | А | 2100 | 2100 |
| Напряжение короткого замыкания ВН-СН | % | 12,96 | 12,96 |
| Напряжение короткого замыкания ВН-НН | % | 22,8 | 22,8 |
| Напряжение короткого замыкания СН-НН | % | 9,57 | 9,57 |

Таблица 2 – Данные выключателей 220 кВ ПС «Варваровка»

| Наименование параметра | Ед. изм | Величина параметра | Величина параметра | Величина параметра |
|---|---|---|---|---|
| Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи | | | | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 |
| Наименование | | ПС 220 кВ Варваровка | ПС 220 кВ Варваровка | ПС 220 кВ Варваровка |
| Диспетчерское наименование выключателя | | В 220 Т-1 | В 220 Т2 | СВ-220 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|---|
| Тип (марка) выключателя | | ВГТ-1А1-220 | ВГТ-1А1-220 | ВГТ-1А1-220 |
| Год ввода в эксплуатацию | | 2010 г | 2010 г | 2010 г |
| Организация-изготовитель | | ЗАО «Энергомаш-УЭТМ» | ЗАО «Энергомаш-УЭТМ» | ЗАО «Энерго-маш-УЭТМ» |
| Номинальное напряжение | кВ | 220 | 220 | 220 |
| Наибольшее рабочее напряжение | кВ | 252 | 252 | 252 |
| Номинальный ток | А | 3150 | 3150 | 3150 |
| Номинальный ток отключения | А | 40000 | 40000 | 40000 |
| Собственное время включения, время включения выключателя, время готовности выключателя / привода к повторному включению | с | 0,07 | 0,07 | 0,07 |

Таблица 3 – Данные трансформаторов тока 220 кВ ПС «Варваровка»

| Наименование параметра | Единица измерения | Величина параметра | Величина параметра |
|---|---|---|---|
| Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи | | | |
| 1 | | 2 | 3 |
| Наименование | | ПС 220 кВ Варваровка | ПС 220 кВ Варваровка |
| Диспетчерское наименование трансформатора тока | | Выносной ТТ В 220 Т-1 | Выносной ТТ В 220 Т-2 |
| Тип (марка) трансформатора тока | | AGU-245 | AGU-245 |
| Год ввода в эксплуатацию | | 2014 | 2014 |
| Номинальный ток (вторичный) с указанием номинального тока для всех ответвлений | А | 5 | 5 |
| Номинальный ток (первичный и вторичный) выбранного (фактически установленного) ответвления | А | 1000/5 | 1000/5 |

Продолжение таблицы 3

| 1 | | 2 | 3 |
|---|---|---|---|
| Класс точности каждой из вторичных обмоток | | 0.2S 0.5 10P 10P | 0.2S 0.5 10P 10P |
| Номинальная мощность | ВА | 20 20 30 30 | 20 20 30 30 |
| Наибольший рабочий ток (первичный) | А | 1000 | 1000 |

Таблица 4 – Данные трансформаторов напряжения 220 кВ ПС «Варваровка»

| Наименование параметра | Единица измерения | Величина параметра | Величина параметра |
|---|---|---|---|
| Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи | | | |
| 1 | | 2 | 3 |
| Наименование | | ПС 220 кВ Варваровка | ПС 220 кВ Варваровка |
| Диспетчерское наименование трансформатора напряжения | | ТН-220 1С | ТН-220 2С |
| Тип (марка) трансформатора напряжения | | VCU-245 (емкостной) | VCU-245 (емкостной) |
| Год ввода в эксплуатацию | | 2013 | 2013 |
| Номинальное напряжение первичной обмотки | кВ | 220/√3 | 220/√3 |
| Номинальное рабочее напряжение перв. обмотки | кВ | 220/√3 | 220/√3 |
| Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмотки (ок) | кВ | 100/√3; 100; 100/√3 | 100/√3; 100; 100/√3 |
| Класс точности каждой из вторичных обмоток | | 0,5;3P;0,2 | |
| Номинальная мощность | В · А | 100; 100; 50 | 100; 100; 50 |

### 1.2 Обоснование необходимости реконструкции системы релейной защиты и автоматики

Исходя из перечня имеющихся данных, все расчеты будут произведены на текущем оборудовании (трансформаторах тока и напряжения, выключателей и т.д.). В период эксплуатации необходимо проводить плановые мероприятия по обновлению эксплуатируемого на объектах электросетевого хозяйства устройств РЗА с учетом срока их эксплуатации, возможных последствий некорректной работы. Трансформатор ТДТН-40000/220 1995 г. производства и

ввода в эксплуатацию на период 2020 года, прошёл капитальный ремонт и на текущий момент (2023 г.) находится в эксплуатации без отклонений.

Подстанционное оборудование, такие как выключатели, разъединители, ТТ, ТН прошли поверку в 2023 году и являются действующими. На основании предоставленных организацией-владельцем исходных данных (таблицы параметров и характеристик оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства оперативно-диспетчерского управления), в замене и проверке оборудования потребности на текущий год нет. Все данные занесены в соответствующий журнал поверки и инструкцию по обслуживанию устройств релейной защиты и сетевой автоматики оборудования ПС 220 кВ Варваровка, введенным в действие 7 марта 2023 года.

К проекту реконструкции прилагается: упрощенная однолинейная схема части закольцованной системы 220 кВ ПС Варваровка, Завитая, Благовещенская; однолинейная схема подстанции Варваровка напряжением 220 кВ; схема сетевой автоматики и релейной защиты действующего образца.

Основными критериями, определяющими необходимость реконструкции устройств РЗА, являются следующие:

– функциональные возможности устройства к селективности, быстродействию, чувствительности, резервированию;

– невозможность восстановления требуемых параметров и характеристик устройств и комплексов РЗА при проведении технического обслуживания;

– эксплуатация электромеханического устройства – более 25 лет, микроэлектронного - более 12 лет, микропроцессорного - более 25 лет (для всех устройств - при наличии дополнительных технических и экономических обоснований);

– фактический износ значительной части аппаратов электромеханического устройства до состояния, требующего их замены;

– прекращение выпуска устройств РЗА и отсутствие запасных частей к ним.

## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Рассчитываем токи короткого замыкания для последующего выбора уставок защит трехобмоточного силового трансформатора.

Система 1

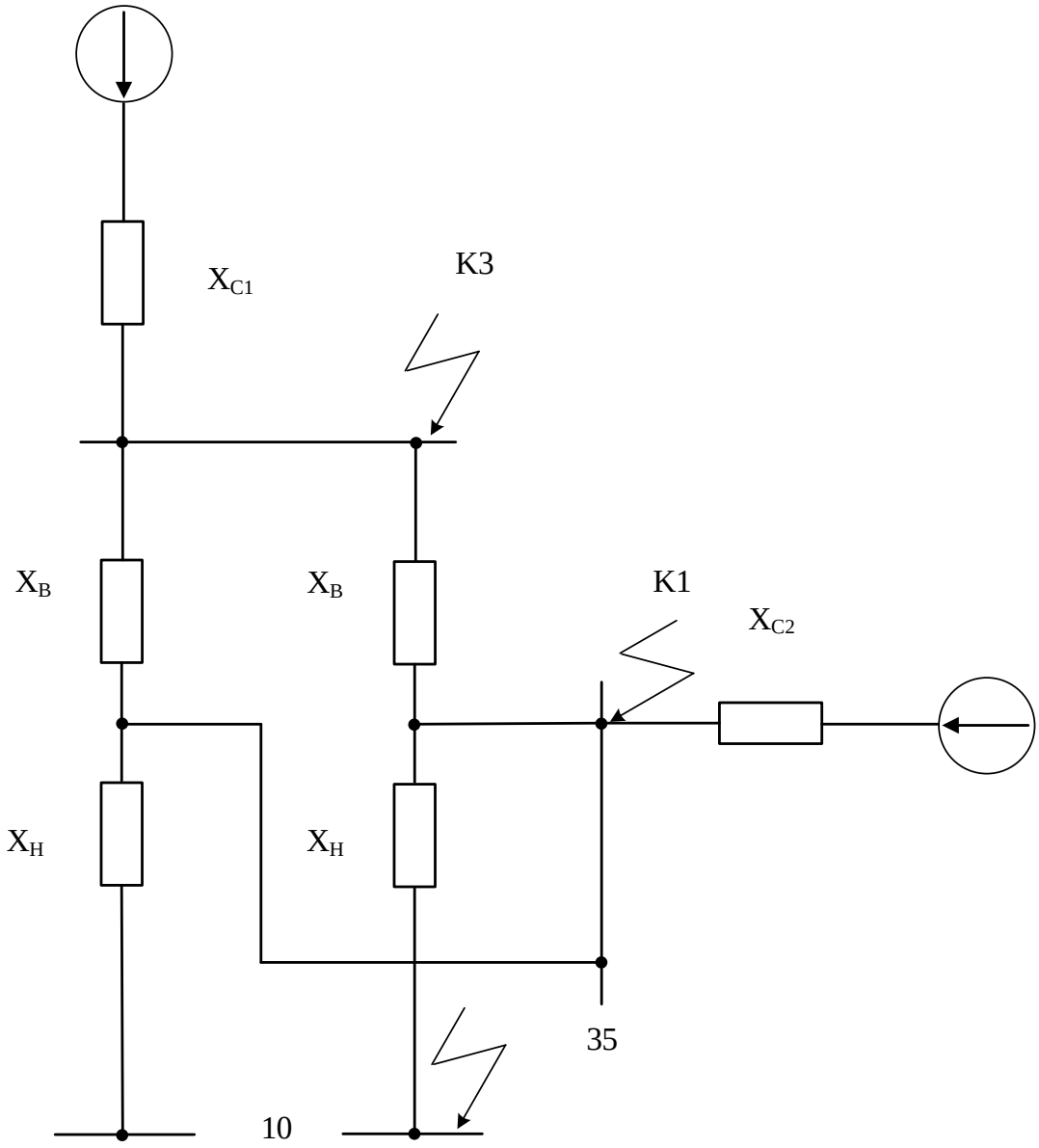
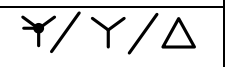



Рисунок 2 – Схема замещения

Таблица 5 - Характеристики элементов электропередачи

<table>
<tr><td>Подстанция</td><td colspan="5">Трансформатор</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Варваровка</td><td>$S_{ном}$, МВ·А</td><td>$U_{ВН}$, кВ</td><td>$U_{СН}$, кВ</td><td>$U_{НН}$, кВ</td><td>Группа соед.</td></tr>
<tr><td>2х40</td><td>220</td><td>35</td><td>10</td><td>  </td></tr>
<tr><td colspan="3">Ток $I^{(3)}$ в максимальном режиме, приведенный к напряжению соответствующей стороны, кА</td><td colspan="3">Условия работы системы в минимальном «утяжелённом» режиме<br>$k_C = \frac{X_{сист(мин)}}{X_{сист(макс)}}$</td></tr>
<tr><td colspan="2">На стороне ВН</td><td colspan="2">На стороне СН</td><td>$k_{с1}$ (на ВН)</td><td>$k_{с2}$ (на СН)</td></tr>
<tr><td colspan="2">4,2</td><td colspan="2">3,3</td><td>1,4</td><td>1,9</td></tr>
</table>

Коротким замыканием (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралями дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

КЗ, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сва-

ривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращение повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор уставок по условиям КЗ.

Работа систем в минимальном («утяжеленном») режиме соответствует отключению части присоединений. Но, поскольку вариантов таких отключений достаточно много, примем следующие расчетные условия:

$$\frac{Xc1(мин)}{Xc1(макс)} = 1.4, \quad (1)$$

$$\frac{Xc2(мин)}{Xc2(макс)} = 1.9, \quad (2)$$

Где Хс1макс и Хс2макс соответствуют работе систем в максимальном режиме, Хс1мин и Хс2мин - работе систем в минимальном («утяжеленном») режиме.

Рассчитаем сопротивление системы С1 в максимальном режиме. Для этого принимаем во внимание все токи, подтекающие к шинам ВН, кроме тока в трансформаторе:

$$Xc1(макс) = \frac{Uвн}{\sqrt{3} * Iприс}, \quad (3)$$

$$Xc1(макс) = \frac{220}{\sqrt{3} * 4,2} = 30,28 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы С1 в минимальном режиме:

$$Xc1(мин) = Kc1 * Xc1(макс), \quad (4)$$

$$Xc1(мин) = 1,4 * 30,28 = 42,39 \text{ Ом.}$$

Для системы С2 расчет выполняется аналогично, но следует принять во внимание, что токи этой стороны приведены к напряжению СН, а параметры схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения. Поэтому расчет выполняется в следующей последовательности: определяем сопротивление системы С2 в максимальном режиме, приведенное к напряжению СН. При этом не учитываем ток, подтекающий к шинам через трансформатор:

$$Xc2(макс)CH = \frac{Uсн}{\sqrt{3} * Iприс}, \quad (5)$$

$$Xc2(макс)CH = \frac{38,5}{\sqrt{3} * 3,3} = 6,74 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы С2 в максимальном режиме, приведенное к напряжению ВН:

$$Xc2(макс) = Xc2(макс)CH * \frac{U^2вн}{U^2сн}, \quad (6)$$

$$Xc2(макс) = 6,74 * \frac{115^2}{38,5^2} = 220,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы С2 в минимальном режиме:

$$Xc2(мин) = Kc2 * Xc2(макс), \quad (7)$$

$$Xc2(мин) = 1,9 * 220,2 = 418,39 \text{ Ом.}$$

Напряжения короткого замыкания отдельных сторон трансформатора:

$$UкВ = 0,5(UкВС + UкВН - UкСН), \quad (8)$$

$$UкС = 0,5(UкВС + UкСН - UкВН), \quad (9)$$

$$UкН = 0,5(UкВН + UкСН - UкВС), \quad (10)$$

$$UкВ = 0,5(12,96 + 22,8 - 9,57) = 13,1\%$$

$$UкС = 0,5(12,96 + 9,57 - 22,8) = 0\%$$

$$UкН = 0,5(22,8 + 9,57 - 12,96) = 9,7\%$$

Сопротивления отдельных сторон трансформатора, приведенные к напряжению высокой стороны:

$$Xв = \frac{UкВ}{100} * \frac{Uном^2}{Sm}, \quad (11)$$

$$Xв = \frac{13,1}{100} * \frac{220^2}{40} = 158,45 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора, приведенного к стороне низшего напряжения в минимальном режиме:

$$Xн = \frac{UкН}{100} * \frac{Uном^2}{Sm}, \quad (12)$$

$$Xн = \frac{9,7}{100} * \frac{220^2}{40} = 117,43 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания, необходимый для расчета уставок защит, определяем для максимального режима систем, а ток двухфазного к.з., по которому защиты проверяются по чувствительности – в минимальном (утяжеленном) режиме. Получаемые результаты могут несколько отличаться от исходных данных. Причина: расчетными напряжениями соответствующих сторон в схеме будут браться значения 220, 38,5 и 11 кВ, а в исходных данных брались напряжения, отвечающие конкретным режимам систем С1 и С2.

Двустороннее питание трансформатора – со сторон ВН и СН. Изменение сопротивления сторон трансформатора при работе РПН не учитывается.

Расчет токов короткого замыкания при работе обоих источников питания. Ток к.з. на шинах среднего напряжения (точка К1):

$$I^{(3)}к1макс(С1) = \frac{Uном}{\sqrt{3} * (Xс1макс + Xв)}, \quad (13)$$

$$I^{(3)}к1макс(С1) = \frac{220}{\sqrt{3} * (30,28 + 158,45)} = 0,674 \text{ кА.}$$

$$I^{(3)}к1макс(С2) = \frac{Uном}{\sqrt{3} * Xс2макс}, \quad (14)$$

Трёхфазный ток короткого замыкания системы 2:

$$I^{(3)}к1макс(С2) = \frac{220}{\sqrt{3} * 220,2} = 0,578 \text{ кА}.$$

Ниже рассчитываем двухфазный ток короткого замыкания для системы 1 и 2 на шинах среднего напряжения:

Система 1:

$$I^{(2)}к1мин(С1) = \frac{Uном}{2 * (Хс1мин + Хв)}, \quad (15)$$

$$I^{(2)}к1мин(С1) = \frac{220}{2 * (42,39 + 158,45)} = 0,548 \text{ кА}.$$

Для системы 2 в минимальном режиме:

$$I^{(2)}к1мин(С2) = \frac{Uном}{2 * (Хс2мин)}, \quad (16)$$

$$I^{(2)}к1мин(С2) = \frac{220}{2 * 418,39} = 0,263 \text{ кА}.$$

Ток к.з. на шинах низшего напряжения (точка $К_2$):

$$I'''k2макс = \frac{U_{номВ}}{1,73\frac{(X_{с1макс} + X_в) * X_{с2макс}}{(X_{с1макс} + X_в) + X_{с2макс}} + X_Н}, \quad (17)$$

$$I'''к2макс = 0,75 \text{ кА}.$$

$$I'к2макс = I'''к2макс \frac{Хс2макс}{Хс1макс + Хв + Хс2макс}, \quad (18)$$

$I'к2макс = 0,404$ кА.

Рассчитываем двухфазный ток короткого замыкания на стороне низшего напряжения в максимальном режиме:

$$I''к2макс = I'''к2макс \frac{Хс1макс + Хв}{Хс1макс + Хв + Хс2макс}, \quad (19)$$

$I''к2макс = 0,695$ кА.

Двухфазный ток в максимальном режиме для точки К2 со стороны НН:

$$I'''_{k2макс} = \frac{U_{номВ}}{2\frac{(X_{с1мин} + X_в)*X_{с2мин}}{(X_{с1мин} + X_в) + X_{с2мин}} + X_Н}, \quad (20)$$

$I'''к2мин = 0,566$ кА.

Однофазный ток короткого замыкания для точки К2 на стороне НН:

$$I'к2мин = I'''к2мин \frac{Хс2мин}{Хс1мин + Хв + Хс2мин}, \quad (21)$$

$I'к2мин = 0,382$ кА.

Двухфазный ток К3 для точки К2 в минимальном режиме:

$$I''к2мин = I'''к2мин \frac{Xс1мин + Xв}{Xс1мин + Xв + Xс2мин}, \quad (22)$$

$$I''к2мин = 0,527 \text{ кА}.$$

Ток КЗ на шинах высшего напряжения (точка К3):

Рассчитываем трёхфазный ток для системы 2 в максимальном режиме для точки К3:

$$I^{(3)}к3макс(С2) = \frac{Uном}{\sqrt{3} * (Xс2макс + Xв)}, \quad (23)$$

$$I^{(3)}к3макс(С2) = \frac{220}{\sqrt{3} * (220,2 + 158,45)} = 0,336 \text{ кА}.$$

Трёхфазный ток для системы 1 в максимальном режиме для точки К3:

$$I^{(3)}к3макс(С1) = \frac{Uном}{\sqrt{3} * Xс1макс}, \quad (24)$$

$$I^{(3)}к3макс(С1) = \frac{220}{\sqrt{3} * 30,28} = 4,2 \text{ кА}.$$

Для системы 2 проводим расчёт двухфазного короткого замыкания для точки К3 в минимальном режиме:

$$I^{(2)}к3мин(С2) = \frac{Uном}{2 * (Xс2мин + Xв)}, \quad (25)$$

$$I^{(2)}к3мин(C2) = \frac{220}{2*(418,39+158,45)} = 0,191 \text{ кА}.$$

Для системы 1 расчёт аналогичен. Двухфазный ток в минимальном режиме для точки К3:

$$I^{(2)}к3мин(C1) = \frac{Uном}{2*Xc1мин}, \quad (26)$$

$$I^{(2)}к3мин(C1) = \frac{220}{2*42,39} = 2,59 \text{ кА}.$$

# 3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

## 3.1 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора

Согласно указаниям ПУЭ (раздел 3), к основным защитам трансформатора относится дифференциальная и газовая защита. Дифференциальная защита работает без выдержки времени. Это защита с абсолютной селективностью, то есть она реагирует на все виды двухфазных и трехфазных КЗ в зоне действия. В качестве резервной защиты используем ступенчатые токовые защиты (направленные и ненаправленные).

Если для трансформаторов мощностью выше 25 МВА значение первичного тока срабатывания защиты окажется выше 1,5 от номинального тока трансформатора, то в соответствии с рекомендациями следует выполнять защиту с реле дифференциальной защиты.

В соответствии с ПУЭ на трехобмоточных трансформаторах устанавливаются:

– дифференциальная защита;

– устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т3»;

– максимальная токовая защита (МТЗ);

– защита от перегрузи, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

## 3.2 Защита трансформатора на устройстве «Си-риус-Т3»

Трансформатор установлен на двухтрансформаторной подстанции. Питание имеется с двух сторон, на сторонах ВН и СН. На стороне НН имеется расщепленный реактор, входящий в зону дифференциальной защиты.

Так как микропроцессорная защита не может применяться как основная для сети высокого напряжения, на базе терминала Сириус Т3 рассчитаем дифференциальную защиту трансформатора (основную, направленного действия).

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 193,6 кВ до 246,4 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

193,6 + (246,4 – 193,6) / 2 = 220 кВ.

Это значение и принимаем за $U_{опт}$. Дальнейший расчёт сведён в табл. 6.

Таблица 6 - Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

| № | Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение для стороны | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | ВН | СН | НН |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $Iном.перв. = \frac{Sm.ном.}{\sqrt{3} * Uном}$, | 105.1 | 600.6 | 2102 |
| 2 | Коэффициент трансформации трансформатора тока | $K_I$ ($I_{ПЕРВ.ТТ}/I_{ВТОР.ТТ}$) | 150/5 | 1000/5 | 3000/5 |
| 3 | Схема соединения трансформаторов тока (электрических) | Y,D | Y | Y | Y |
| 4 | Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А | $Iном.втор. = \frac{Iном.перв. * Ксх}{Кт}$, | 3,5 | 3 | 3,5 |
| 5 | Принятые значения уставок | | 3,50 | 3,00 | 3,50 |
| 6 | Группа соед. измер.ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали | - | 0 | 0 | 0 |
| 7 | Группа соединения цифровых ТТ (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11) | - | 11 | 11 | 0 |
| 8 | Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы) | «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН», «Группа ТТ НН», диапазон значений: (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11) | 11 | | |
| 9 | Размах РПН,% | Размах РПН | 100·(246,4 – 193,6) / (2 · 220) = 12 | | |

Принимаем группу соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ): 0/0/0. Группа соединения цифровых ТТ: 11/11/0. Размах РПН,%:

$$U_{размах}=100\cdot(246{,}4 - 193{,}6) / (2 \cdot 220) = 12$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для Iном = 5А базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 3,50; 3,00 и 3,50 укладываются в указанный диапазон.

С учетом реально используемого диапазона регулирования РПН, принимаем уставку «Размах РПН, %» равной 12.

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая $\Delta U_{рпн}$ не превышает значение 0,04.

Таблица 7 - Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики

| № | Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 |
| 1 | Расчетный ток небаланса | $Iнб.расч = Кпер * Кодн * e + \Delta Uрпн + \Delta fдобав$, | 0,28 |
| 2 | Выбор уставки срабатывания | должно выполняться условие: $I_д1_{чувс}/I_{баз} \geq К_{отс.нб\ расч.}$, | 0,34 |
| 3 | Принятое знач. баз. уставки сраб. | «$I_д1_{чувс}/I_{баз}$», диапазон уставки: (0,3—1,0) Iбаз | 0,4 |
| 4 | Коэффициент снижения тормозного тока | $Ксн.т. = \sqrt{1 - Iнб.расч.} = \sqrt{1 - 0{,}28} = 0{,}85$, | 0,85 |
| 5 | Расчетный $К_{торм}$ | $Кторм = \frac{100 * Котс * Iнб.расч.}{Кснт}$, | 39,5 |
| 6 | Принятое значение уставки | «$К_{торм.чувс}$, %», диапазон уставки: (10—100) % | 40% |
| 7 | Принятое знач. уставки 2 т.и. | «Iт2чувс/Iном» рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) Iном | 2,0 |
| 8 | Блок. 2 гарм. | $I_{дг2}/I_{дг1}$ диапазон (0,06—0,20) | 0,15 |

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем ΔUрпн = 0,12.

Таблица 8 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН)

| № | Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 |
| 1 | Расчетный ток небаланса | $Інб.расч. = Кпер * Кодн * е + \Delta Uрпн + \Delta fдобав$, | 0,37 |
| 2 | Выбор уставки срабатывания | должно выполняться условие: $I_д1_{груб}/I_{баз} \geq К_{отс.нб.расч,}$ | 0,44 |
| 3 | Принятое значение базовой уставки срабатывания | «$I_д1_{груб}/I_{баз}$», диапазон уставки: (0,3—1,0) Ібаз | 0,5 |
| 4 | Коэффициент снижения тормозного тока | $Ксн.т. = \sqrt{1 - Інб.расч.} = \sqrt{1 - 0,37} = 0,79$, | 0,79 |
| 5 | Расчетный коэффициент торможения в процентах | $Кторм = \frac{100 * Котс * Інб.расч.}{Кснт}$, | 56 |
| 6 | Принятое значение уставки коэффициента торможения | «$К_{торм.груб}$, %», диапазон уставки: (10—100) % | 56 |
| 7 | Принятое значение уставки второй точки излома | «$I_т2_{груб}/I_{ном}$», рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{ном}$ | 2.0 |

Далее проводим расчёт уставок дифференциальной отсечки. Для данного трансформатора производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН, а также при КЗ на стороне СН. В соответствии с рекомендациями принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1.

Таблица 9 - Расчет уставок дифференциальной отсечки

| № | Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение для сторон | |
|---|---|---|---|---|
| | | | СН | НН |
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к ВН | $I_{кз.внеш.макс,.}$ | 548 | 382 |

Продолжение таблицы 9

| 1 | | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|---|
| 2 | Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к Iном.тр., А | $Iкз.внеш.макс. = \frac{Iкз.внеш.СН}{Iбаз.ВН}$, | 5,45 | 3,8 |
| 3 | Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ | $Iнб.расч. = Котс(Кпер * Кодн * *e + \Delta Uрпн + \Delta fдобав) * Iкз.вн.макс.$, | 3,84 | 2,7 |
| 4 | Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ | должно выполняться условие: Iдиф/Iбаз $\geq I_{НБ}$ и $I_{диф}/I_{баз} \geq 7$, | Принимаем 4 А | |
| 5 | Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой) | «$I_{диф.чувс}/I_{баз}$» = «$I_{диф.груб}/I_{баз}$», диапазон уставки: (4,0—30,0) Iбаз | 4.0 | |

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т3», предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 6-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство имеет специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Функции защиты, выполняемые устройством:

– Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

– Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты;

– Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН;

– Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию;

– Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа;

– Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания;

– Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН;

– Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу);

Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.

– Регистратор событий;

– Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу);

Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

– Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

– выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;

– задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);

– ввод и хранение уставок защит и автоматики;

– передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;

– непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

– блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;

– получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

– гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;

– высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

– при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

– при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

– при замыкании на землю цепей оперативного тока.

### 3.3 Дифференциальная защита шин и ошиновок

Для защиты ошиновки будем применять шкаф типа ШЭ2607 051 компании ООО НПП «ЭКРА».

Шкафы типов ШЭ2607 051, ШЭ2607 051051 предназначены для защиты ошиновок трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110...750 кВ, для защиты ошиновок напряжением 110 кВ и выше одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор, а также для защиты 63 сборных шин с фиксированным присоединением элементов с числом защищаемых присоединений не более четырех.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного комплекта. Каждый комплект содержит:

– реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);

– трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;

– индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;

– реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;

– реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;

– реле контроля исправности токовых цепей;

– логику “очувствления” ДЗО;

– логику опробования;

– логику запрета АПВ;

– цепи отключения и пуска УРОВ;

– цепи для действия в защиты генератора;

– цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А.

Дифференциальной токовой защитой шин называют защиту с абсолютной селективностью, основанную на непосредственном сравнении значений и фаз токов всех присоединений защищаемой шины. Для правильного функционирования защиты необходимо, чтобы ТТ присоединений были установлены за выключателями. Зона действия защиты ограничивается местом установки ТТ присоединений.

Каждое присоединение формирует так называемое "плечо" дифференциальной защиты. Для всех "плеч" защиты желательно применять ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации.

При использовании ТТ с разными коэффициентами трансформации принимают меры по выравниванию токов в "плечах" дифференциальной защиты. При подключении устройства защиты к ТТ присоединений за положительное направление токов принимают их направление в сторону защищаемого объекта.

При возникновении КЗ в зоне действия защиты (на шинах) суммарный вторичный ток ТТ (называемый дифференциальным) будет равен току КЗ. ДТО срабатывает при превышении дифференциальным током заданной уставки срабатывания.

Выбор уставок ДЗ ошиновки включает в себя определение значений параметров срабатывания реле, выдержек времени и положений программируемых накладок.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки W1 = 16 с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На W1 = 1 виток обеспечивается диапазон токов 4 - 16 А, на W1 = 4 витка обеспечивается диапазон токов 1 - 4 А, на W1 = 16 витков обеспечивается диапазон токов 0,25 - 1 А.

Необходимо произвести расчет базисных токов присоединений ТТ в следующей последовательности:

1) главные ТТ присоединений располагаются в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;

2) при $I_{ном.}$ = 1 А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации (Ктт1) принимается равным $I_{баз.}$ = 1,001;

3) при $I_{ном.}$ = 5 А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации (Ктт1) принимается равным $I_{баз.}$ = 5,000;

4) базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации (КТТ2) определяются с помощью выражения:

$$I_{БАЗ2} = \frac{K_{TT1}}{K_{TT2}} * I_{БАЗ1}, \qquad (27)$$

где, $I_{баз2}$ - базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ $К_{тт2}$;

$I_{баз1}$ - базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации главных ТТ $К_{тт1}$.

$$I_{БАЗ2} = \frac{200}{30} * 5 = 33{,}3\,\text{А}.$$

Для всех присоединений расчёт аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По значениям базисных токов присоединений в соответствии с таблицей 10 производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов.

Таблица 10 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V051

| Базисный ток | Фаза | Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V051 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ВН1 | ВН2 | ГТ-1 | ГТ-2 |
| 1,001-4,00 | A | X2:2-X2:5 | X2:7-X2:10 | X1:2-X1:5 | X1:7-X1:10 |
| | B | X2:12-X2:15 | X2:17-X2:20 | X1:12-X1:15 | X1:17-X1:20 |
| | C | X2:22-X2:25 | X2:27-X2:30 | X1:22-X1:25 | X1:27-X1:30 |
| 4,001-16,00 | A | X2:4-X2:5 | X2:9-X2:10 | X1:4-X1:5 | X1:9-X1:10 |
| | B | X2:14-X2:15 | X2:19-X2:20 | X1:14-X1:15 | X1:19-X1:20 |
| | C | X2:24-X2:25 | X2:29-X2:30 | X1:24-X1:25 | X1:29-X1:30 |

Начальный ток срабатывания и селективность ДЗ ошиновки.

Начальный ток срабатывания ($I_{Д0}$) выбирается максимальным и равным 1,2 $I_{баз.}$ при условии, что чувствительность ДЗ ошиновки к току повреждения достаточна. При этом обеспечивается отстройка ДЗ ошиновки от обрыва цепей тока.

$$I_{ДО} = 1,2 * I_{БАЗ1}, \quad (28)$$

$$I_{ДО} = 1,2 * 33,3 = 40 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность защиты при КЗ на шинах в минимальном режиме:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗТТ}}{I_{ДО}}, \quad (29)$$

где Iкз - ток двухфазного КЗ во вторичной цепи;

$$I_{КЗТТ} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{K_{ТТ}}, \quad (30)$$

$$I_{КЗТТ} = \frac{2590 * \sqrt{3} / 2}{30} = 75\,\text{А}.$$

$$K_{ч} = \frac{75}{40} = 1{,}9,$$

В случае если чувствительность ДЗО недостаточна, устанавливается значение $I_{д0}$, меньше номинального тока от 0,4 $I_{баз.}$ и выше. Так как вероятность обрыва цепей тока незначительна, эксплуатирующее предприятие может самостоятельно принять решение об установке минимальной уставки.

Защита обеспечивает селективность на максимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗО при условии обеспечения полной погрешности высоковольтных ТТ не более 30 % при токах до 40 $I_{БАЗ.}$, что должно быть проверено расчетом нагрузок на высоковольтные трансформаторы тока.

Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания.

Длина начального участка характеристики срабатывания должна быть не более тормозного тока, соответствующего максимальному нагрузочному режиму ошиновки с учетом допустимой перегрузки (максимальной мощности или сквозному току $I_{СКВ.МАХ}$ через шины с учетом возможной перегрузки),

$$I_{ср} \le \frac{K_{ч} * I_{скв.мах}}{I_{баз}}, \qquad (31)$$

где, $1{,}1 < K_{ч} \le 1{,}5$;

$I_{скв.мах.}$ - максимальный сквозной ток шин.

$$I_{ср} \le \frac{1{,}1 * 42800}{10} = 4708.$$

Уставка по коэффициенту торможения.

Коэффициент торможения ДЗО выбирается обычно максимальным и равным 1,2 при условии, что чувствительность ДЗО к току КЗ достаточна.

Уставка по $I_{д0}$ в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме его работы. При этом рекомендуется иметь коэффициент чувствительности в пределах 1,5...2.

ДЗО по длине начального участка тормозной характеристики.

Уставка по $I_{т0}$ в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме работы.

Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока.

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима:

$$I_{ср} = \frac{K_{отс} * I_{нб}}{K_{ТТ}}, \tag{32}$$

$$I_{нб} \approx K_{нб} * I_{пер.н}, \tag{33}$$

где, $K_{отс}$ = 1,2 - коэффициент отстройки;

$K_{нб}$ = 0,03 - коэффициент небаланса;

$I_{пер.н}$ - первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки;

$К_{тт}$ - коэффициент трансформации со стороны наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки.

$$I_{нб} \approx 0,03*354,8=10,6.$$

$$I_{ср} = \frac{1,2*10,6}{30} = 0,424.$$

Выдержка времени элемента задержки на срабатывание (DT5), действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

– отстройки от наибольшего возможного времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений ошиновки и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока.

$$t_{B5} = t_{кач} + t_{зап}, \quad (34)$$

где, $t_{КАЧ}$ - наибольшее возможное время качаний;

$t_{ЗАП}$ = 0,5 с - время запаса.

– согласования с выдержкой времени DT15, осуществляющей запоминание срабатывания и “очувствление” ДЗО;

$$t_{B5} = t_{D15} + t_{зап}, \quad (35)$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

Далее выбираем уставку реле максимального напряжения обратной последовательности ($U_2$>). Уставка выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации такая отстройка обеспечивается при $U_{СР.}$=0,06*$U_{НОМ.}$.

Уставка реле минимального междуфазного напряжения ($U_{МФ}<$). Уставка выбирается из условия несрабатывания в рабочем режиме шин при минимальном рабочем напряжении с коэффициентом запаса 0,9. В ориентировочных расчетах может быть принято $U_{СР.}$=65 В.

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT6). Выбирается из условия обеспечения надежного отключения выключателей присоединений. Уставка по времени запоминания команды опробования (DT8). Уставка выбирается с учетом времени включения опробуемого выключателя, времени действия ДЗО, времени отключения выключателя и времени запаса. Рекомендуемое значение уставки 0,5 с.

Уставка по времени запоминания работы ДЗО (DT9) Она должна перекрывать время автоматической сборки доаварийной схемы ошиновки с учетом времени срабатывания ДЗО, времени отключения выключателей, времени АПВ и времени запаса (0,5 с).

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT15). Выбирается с учетом того, чтобы ввод "очувствления" ДЗО продолжался в течении цикла АПВ. При этом должна быть достигнута необходимая чувствительность ДЗО в режимах срабатывания ДЗО, опробования, АПВ первого присоединения.

### 3.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удается выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку.

Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$Iмтз = \frac{Кнад.* Ксам.зап.}{Кв} * Iр.макс., \quad (36)$$

где Кнад - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

Ксам.зап. - коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 для городских сетей;

Кв - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

Iр.макс. - максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток на ВН:

$$Iр.макс = \frac{Sт.ном.}{\sqrt{3} * Uном}, \quad (37)$$

$$Iр.макс = \frac{40000}{\sqrt{3} * 230} = 100,52 \text{ А}.$$

$$Iмтз = \frac{1,2 * 2,5}{0,85} * 100,52 = 354,8 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$Iср. = \frac{Ксх * Iмтз}{Кт}, \quad (38)$$

$$Iср. = \frac{\sqrt{3} * 354,8}{150 / 5} = 20,5 \text{ А.}$$

Принимаем реле тока РТ 40/20. Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$Кч = \frac{Iкз.мин.}{Iмтз}, \quad (39)$$

$$Кч = \frac{671}{354,8} = 1,89.$$

где Iкз.мин. - минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение kч должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования). Так как коэффициент чувствительности Кч>1,2, условие выполняется.

На стороне СН трансформатора аналогично в соответствии с (27):

$$Iр.макс = \frac{40000}{\sqrt{3} * 38,5} = 600,6 \text{ А.}$$

$$Iмтз = \frac{1,2 * 2,5}{0,85} * 600,6 = 2119,8 \text{ А.}$$

$$Iср. = \frac{\sqrt{3} * 2119,8}{1000 / 5} = 18,34 \text{ А.}$$

$$Кч = \frac{578 * (230 / 38,5)}{2119,8} = 1,62.$$

Принимаем реле тока РТ 40/20. На стороне НН трансформатора:

$$Iр.макс = \frac{40000}{\sqrt{3}*11} = 2101,94 \text{ А.}$$

$$Iмтз = \frac{1,2*2,5}{0,85} * 2101,94 = 7418,61 \text{ А.}$$

$$Iср. = \frac{1*7418,61}{3000/5} = 12,36 \text{ А.}$$

$$Кч = \frac{527*(230/11)}{7418,61} = 1,49.$$

Условие Кч>1,2 выполняется. Принимаем реле тока РТ 40/20.

**3.5 Защита от перегрузки на стороне 11, 35, 220 кВ**

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки. Для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры транс-

форматора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$Iсз = \frac{Котс}{Кв} * Iном, \quad (40)$$

где $К_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$ - номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$К_{в}$ - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85..

На стороне ВН трансформатора:

$$Iном.ВН = 100,6 \text{ А}.$$

$$Iсз = \frac{1,05}{0,85} * 100,6 = 124,27 \text{ А}.$$

На сторонах СН и НН принимаем аналогичный расчёт:

$$Iсз.СН = 185,47 \text{ А}.$$

$$Iсз.НН = 714,04 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$Iвтор = \frac{Ксх * Iсз}{Кт}, \quad (41)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$Iвтор = \frac{\sqrt{3} * 64,91 * 5}{100} = 5,61 \text{ А.}$$

Аналогично для СН и НН, принимаем:

$$Iвтор.СН = 8,02 \text{ А.}$$

$$Iвтор.НН = 5,95 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

### 3.6 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)

Токовая защита нулевой последовательности на стороне ВН использует расчетное значение тока $3I_0$, полученное суммированием фазных токов ТТНП стороны ВН, соединенных в "звезду", и содержит:

- реле ЗЗН;
- промежуточное реле;
- реле выдержки времени.

Диапазон уставок по току срабатывания реле тока ТЗНП от 0,05 до $30I_{ном}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП составляет не более ±10 % от уставки.

Дополнительная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП от изменения температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превы-

шает ± 5 % от среднего значения, определенного при температуре (20 ± 5) °С. Коэффициент возврата реле тока ТЗНП не менее 0,9. Время срабатывания реле тока ТЗНП при подаче двукратного значения тока срабатывания не более 0,025 с. Время возврата реле тока ТЗНП при сбросе тока от $10I_{ср}$ до нуля не превышает 0,04 с.

Реле тока ТЗНП использует расчетное значение тока $3I_0$, полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в “звезду“. ТЗНП через элемент И с выдержкой времени через ИЛИ действует на срабатывание реле, контактами которого осуществляется отключение с АПВ выключателей и пуск УРОВ. С выдержкой времени ТЗНП через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ, и реле выдается сигнализация о срабатывании. Предусмотрена накладка для ТЗНП из работы и светодиодная сигнализация о срабатывании ТЗНП.

### 3.7 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателей предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающегося отказом выключателя (или выключателей); УРОВ также должно действовать и при к.з. в зоне между трансформаторами тока и выключателем (если защиты присоединены к выносным трансформаторам тока). Устройство резервирования при отказе выключателей пускается при действии защит поврежденного элемента и при срабатывании осуществляет отключение выключателей, смежных с отказавшим, с выдержкой времени, большей временя отключения выключателя.

Необходимо рассмотреть принципы, положенные в основу схем УРОВ, отражающие многолетний опыт разработок, проектирования и Эксплуатации.

а) При срабатывании УРОВ должно действовать в следующих направлениях:

– для схем со сборными шинами с одним выключателем в цепи каждого элемента (присоединения) – на отключение системы (секции) шин через вы-

ходные промежуточные реле защиты шин – при КЗ на одном из отходящих от данной системы (секции) шин элементов, сопровождающемся отказом в действии выключателя поврежденного элемента, а также при к.з. на соседней системе (секции) шин, сопровождающемся отказом в действии шиносоединительного (секционного) выключателя;

– на отключение трансформатора (автотрансформатора) - при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии его выключателя со стороны рассматриваемых шин;

– на остановку ВЧ передатчиков ВЧ защиты с блокирующим сигналом или на разрыв вспомогательных приводов продольной дифференциальной защиты линии – при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии выключателя линии, оборудованной указанными защитами; рассмотренное действие УРОВ обеспечивает отключение выключателя противоположного конца линии;

б) Пуск устройства осуществляется от всех защит поврежденного присоединения, при отказе выключателя которого устройство должно действовать; пуск выполняется контактами выходных промежуточных реле этих защит.

в) Выдержка времени устройства, необходимая для фиксации отказа выключателя, создается с помощью специально предусматриваемых в схемах реле времени.

г) В цепи каждого выключателя предусматривается реле тока, предназначенное для возврата схемы при отсутствии отказа выключателя. Одновременно оно используется в цепях определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и выносными трансформаторами тока и выбора направления (адреса) действия устройства.

Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности наименьшим. Он должен удовлетворять требованию чувствительности при КЗ на элементе, в цепи выключателя которого оно устанавливается, и быть отстроен от максимального емкостного ток линии (для УРОВ выключателей с пофазными приводами, например, при наличии на линии ОАПВ).

д) Для предотвращения пуска устройства резервирования при ошибочных действиях персонала в схемах УРОВ предусматривают специальные мероприятия. Существующие схемы УРОВ различаются по принципам выполнения указанных мероприятий. В последние годы нашли преимущественное распространение два основных принципа: дублированного пуска от защит с использованием реле положения «включено» (РПВ) выключателя.

е) В соответствии с изложенным в п. «д» рекомендуется на ОРУ 220 кВ ПС Варваровка – централизованные УРОВ преимущественно с дублированным пуском от защит с использованием РПВ выключателя;

Применение централизованного УРОВ для 220 кВ обусловлено стремлением обеспечить высокую его надежность, поскольку его ложное или излишнее срабатывание (например, в результате ошибочного действия персонала) может привести к обесточению одной или даже обеих систем или секций шин, т. е. к потере половины или даже всей подстанции. Применение централизованного УРОВ, размещенного на одной панели, дает возможность более просто обеспечить его эксплуатацию со специальными мерами предосторожности, снижающими вероятность ошибок персонала;

ж) Предусматривается возможность срабатывания УРОВ не только при отказе выключателя после срабатывания защиты, но и при последовательном отказе второго и третьего) выключателей после первого и второго срабатываний УРОВ.

з) В современных схемах УРОВ предусматриваются меры для исключения ложного действия УРОВ не только при появлении случайного пускового сигнала, но и при произвольном срабатывании промежуточных реле в схеме (например, при появлении земли в цепях оперативного постоянного тока).

и) Предусматривается контроль исправности цепей УРОВ с фиксацией кратковременного его срабатывания. Указанный контроль выявляет неправильное срабатывание и возврат реле схемы при отсутствии пускового сигнала от защит и с выдержкой времени выводит УРОВ из действия с последующей блокировкой схемы вручную.

Предусматривается также контроль наличия оперативного постоянного тока, действующий на сигнализацию при его исчезновении.

Автоматическое повторное включение – одно из средств автоматики, повторно включающее отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ (t1АПВ) должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

За уставку принимается большее из полученных значений Iапв.

Для повышения надежности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются нахлесты проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-3 с.

### 3.8 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая

защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи

с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

### 3.9 Автоматический ввод резерва

Устройство автоматического ввода резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 – 80 % номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

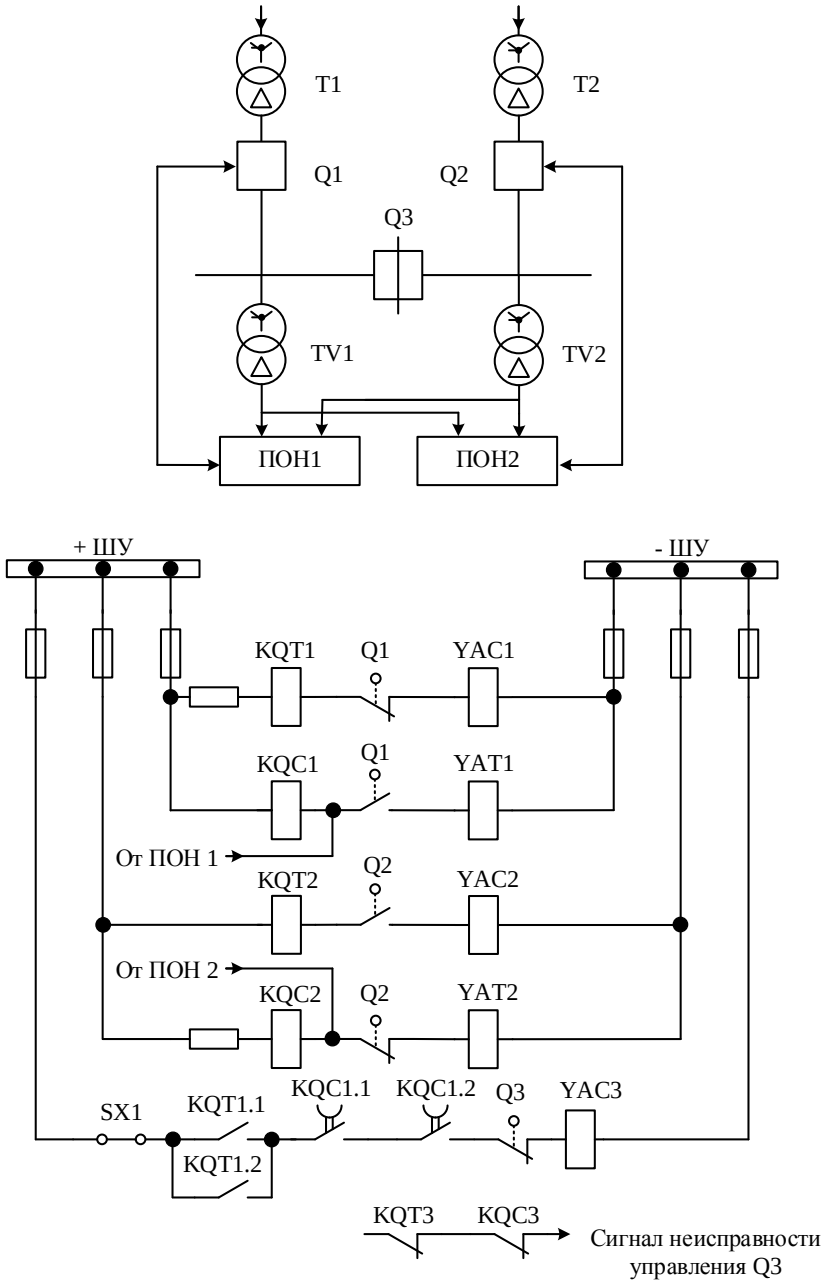



Рисунок 3 – Схема присоединения АВР

### 3.10 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение – одно из средств автоматики, повторно включающее отключившийся выключатель ввиду различных аварийных и стихийных обстоятельств через определённое время. Как однократного, так и двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах вплоть до 8 циклов АПВ).

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ ($t_{1АПВ}$) должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя:

$$t_{АПВ} \geq t_{Г.П.} + t_{зап}, \quad (42)$$

где $t_{г.п}$- время готовности привода, которое для различных видов приводов различна, для ВГТ 1А1 220 она равна 0,3 с;

$t_{зап}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{г.п.}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3 до 0,5 с.

$$t_{АПВ} \geq 0,3 + 0,4 = 0,7.$$

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха):

$$t_{АПВ} \geq t_{Д} + t_{зап}, \quad (43)$$

где $t_д$ - время деионизации, составляющее от 0,1 до 0,3 с;

$t_{зап}$ - время запаса, учитывающее непостоянство tд, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

$$t_{АПВ} \geq 0,3 + 0,4 = 0,7.$$

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{АПВ} = 0,7$.

Для повышения надежности действия АПВ, где наиболее частыми повреждениями являются нахлест проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-3 с.

### 3.11 Автоматическая частотная разгрузка

Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

Установившейся режим в энергосистеме характеризуется балансом мощности. Выработанная генераторами мощность всегда равна мощности потребления, включая потери в сети. В нормальном режиме баланс мощностей сохраняется при номинальной частоте 50 Гц:

При нарушении баланса мощностей происходит изменение частоты системы. Если мощность генератора ниже мощности потребителя, то частота уменьшается, в обратном случае - увеличивается.

Частота является одним из основных показателей качества электроэнергии. В нормальном режиме работы энергосистемы допустимое отклонение частоты от номинального значения 50 Гц не должно превышать ±0.1 Гц. Глубокое и длительное снижение частоты для энергосистем не допускается.

В случае снижения частоты до уровня уставки или ниже срабатывает частотное реле. С него сигнал поступает на реле времени, которое замыкает группы контактов промежуточных реле. Именно они управляют отключением потребителей в соответствии с выстроенным приоритетом.

После этого измерительный элемент проверяет уровень частоты в сети. При достижении частотой величины в 50 Гц запускает сигнал от цепи измерительного блока. Затем, через промежуточное реле замыкаются контакты на обратное подключение потребителей к сети.

Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

– АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР;

– АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться:

– для устройств АЧР-1 - в диапротивоаварийная автоматиказоне от 46,5 до 48,8 Гц;

– для устройств специальной очереди АЧР - в диапротивоаварийная автоматиказоне от 49,0 до 49,2 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в противоаварийной зоне автоматики от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.

Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

– АЧР-2 не совмещенной;

– АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной, входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60% объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в противоаварийной зоне автоматики от 48,7 до 49,1 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне противоаварийной автоматики от 5 до 70 с.

Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60% максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление

мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее - расчетный объем потребления), в том числе:

– объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, - не менее 50% расчетного объема потребления (из них устройствами специальной очереди АЧР - не менее 3% расчетного объема потребления);

– объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 не совмещенной, - не менее 10% расчетного объема потребления.

Дополнительная автоматическая разгрузка.

Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части 80 энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45% нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

### 3.12 Источник оперативного тока

Для питания цепей управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации применяют оперативный ток. Основным требованием, которое предъявляется к источникам оперативного тока, является готовность их к действию в любых условиях, в том числе и во время КЗ, когда напряжение на шинах подстанции может снизиться до нуля.

На ответственных объектах в качестве источника оперативного тока используется аккумуляторная батарея. Принято считать аккумуляторную батарею наиболее надежным источником оперативного тока.

Напряжение на аккумуляторной батарее не зависит от величины напряжения на подстанции, мощности батареи достаточно для операции включения любого выключателя на объекте. Учитывая высокую стоимость и необходимость постоянного обслуживания обычных стационарных аккумуляторных батарей, они ранее устанавливались на ЭС и крупных подстанциях 110-330 кВ.

Источниками оперативного тока на ПС 220/35/10 кВ «Варваровка» являются: БПНС-2 (блок питания стабилизированным напряжением) и БПН1002 (блок питания подключаемый к трансформаторам напряжения).

БПНС-2 предназначен для питания выпрямленным стабилизированным напряжением постоянного тока аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления на номинальное напряжение 110, 220В. БПНС-2 работает как самостоятельный источник стабилизированного напряжения, допускает параллельную работу со стороны выпрямленного напряжения с аналогичными устройствами. Блок обеспечивает защиту от перегрузки и токов короткого замыкания на стороне выпрямленного напряжения. Стабилизатор напряжения серии БПНС-2 дополнительно обеспечивает: АВР по входному переменному напряжению; отключение внешних цепей на стороне выпрямленного напряжения.

БПН-1002 подключаются ко вторичной обмотке трансформатора напряжения соответственно. Установленные в блоке выпрямители питают оперативные цепи оперативным током. Напряжение 100 В к блокам питания БПН-1002 приходит от TV1-220кВ, к блоку питания БПН-2 от TV2-220кВ.

Недостатком существующей системы оперативного тока на ПС 220/10 кВ «Варваровка» является низкая выходная мощность питающих устройств и отсутствие источника аварийного питания. Например при отсутствии напряжения на одной секции шин 220 кВ и КЗ на другой секции напряжение в оперативных цепях может упасть ниже допустимого уровня. Это приведет к отказу работы релейной защиты и, как следствие, возможному повреждению силового высоковольтного оборудования.

Поэтому предлагается установить на подстанции аппарат управления оперативным током АУОТ-20-220-УХЛ4 (АУОТ) в комплекте с аккумуляторной батареей. Максимальная выходная мощность АУОТа составляет 10 кВт.

Аппарат предназначен:

– для бесперебойного питания потребителей стабилизированным напряжением стандарта 220В;

– для заряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;

– для обеспечения подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме;

– для контроля состояния аккумуляторных батарей.

Электрическая схема устройства обеспечивает:

– контроль тока аккумуляторной батареи, контроль напряжения на аккумуляторной батарее;

– контроль выходного напряжения и тока;

– световую индикацию включенного положения автоматических выключателей фидеров;

– автоматический контроль сопротивления цепей оперативного тока с индикацией об аварийном снижении сопротивления изоляции;

– защиту аккумуляторной батареи от коротких замыканий;

– селективную защиту отходящих фидеров от короткого замыкания;

– ограничение тока ПЗУ;

– автоматическое отключение модуля при возникновении неисправности и включение резервного выпрямительного модуля.

АУОТ-М-40-220-УХЛ4 комплектуется необслуживаемыми свинцовокислотными герметичными аккумуляторами Sonnenschein типа A500 стандартной ёмкостью 65-85А/ч в количестве 17 шт.

Шкаф АУОТ-М состоит из двух силовых блоков, преобразующих переменное трехфазное напряжение от двух независимых вводов (3×380В) питающей сети в постоянное выходное напряжение 150÷250 В. В случае пропадания, либо снижения ниже допустимого входного напряжения на «основном» силовом вводе, а так же в случае выхода из строя основного силового блока автоматически запускается «резервный» силовой блок. При пропадании напряжения на обоих силовых вводах, питание оперативных цепей осуществляется от аккумуляторной батареи, подключённой к выходу силовых блоков. При появлении

любого из входных напряжений, соответствующий силовой блок автоматически возобновляет работу, обеспечивая установленные до исчезновения питания выходные параметры.

Таким образом, реализована функция аварийного восстановления резерва (АВР) Во время переключения выходное напряжение поддерживается аккумуляторной батареей.

# 4 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

## 4.1 Расчёт заземления подстанции 220 кВ

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть:

$$R \le \frac{250}{I}, \tag{44}$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \tag{45}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$L$ – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина линий 220 кВ (отходящих от ПС Варваровка до ПС Завитая) составляет 95 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 220 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{220 \cdot 95}{350} = 60 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \le \frac{250}{60} = 4{,}2 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что R ≤4 Ом.

Согласно плану ПС Варваровка, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1{,}5) \cdot (55{,}4 + 2 \cdot 1{,}5) = 2394{,}4 \text{ м}^2,$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: d = 10 мм , $L_в$ = 5 м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в}$ = 78,5 мм$^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{ср} \left( d_{пр} + \delta_{ср} \right), \qquad (46)$$

где δср – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{ср} = a_к \cdot ln(T)^3 + b_к \cdot ln(T)^3 + c_к \cdot ln(T)^3 + d_к, \quad (47)$$

где Т – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_к$ , $b_k$ , $c_k$ , $d_k$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{ср} = 0,0026 \cdot ln(240)^3 + 0,00915 \cdot ln(240)^3 + 0,0104 \cdot ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 мм,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор}, \quad (48)$$

$$78,5 мм^2 > 26,49 мм^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых транформаторов не должна превышать 6 × 6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q$ = 6 м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2; \tag{49}$$

$$L = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами а, тогда:

$$a = \sqrt{2394,4} = 48,93 \text{ м.}$$

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \tag{50}$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16.$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1 \text{ м.}$

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \tag{51}$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_в = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_в} \cdot l_в}, \tag{52}$$

$$n_в = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62.$$

где $a_q$ – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_в$ – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_в$= 34 шт.

$$n_в = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62.$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_в \cdot l_в} \right), \tag{53}$$

где $\rho$ – удельное сопротивление грунта;

$A$ – параметр зависящий от соотношения $l_в / \sqrt{S}$, равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \, Ом.$$

Импульсное сопротивление $R_и$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_и$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_и = R_{ст} \cdot \alpha_и, \tag{54}$$

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \tag{55}$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26;$$

$$R_и = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

**4.2 Расчёт молниезащиты**

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания $r_o$ на уровне земли [22].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \tag{56}$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 м.$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1; \quad (57)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 м.$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{сг} - h_i}{h_{сг}}, \quad (58)$$

где $h_{сг}$ – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

$r_{со}$ – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{сг} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (59)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{сг1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 м.$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{с0}=r_0$.

$$r_{с12} = r_{с0} \cdot \frac{h_{сг12} - h_{лп}}{h_{сг12}}; \quad (60)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69\,м.$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}}\right); \qquad (61)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5}\right) = 11,01.$$

# 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

## 5.1 Безопасность

5.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы

Пусконаладочные работы в электроустановках разрешается производить лицам не моложе 18 лет, которые прошли:

– соответствующее медицинское освидетельствование;

– вводный инструктаж; обучение безопасным методам труда;

– проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

– первичный инструктаж;

– стажировку в течение первых 2-12 смен под наблюдением (или же дублирующим) опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе по окончанию стажировки.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений. Электромонтажному и наладочному персоналу запрещается проводить работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах, так как дефекты, повреждения и ошибочные операции в цепях РЗ и А приводят к серьезным авариям и перерывам в электроснабжении потребителей.

5.1.2 Техника безопасности при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗиА, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров - присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отверткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности:

– шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

– присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

– при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник в нагретом состоянии должен находится на металлической подставке с лотком, предотвращающим попадание флюса и нагара на поверхность стола или проводов. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо:

– привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;

– убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;

– вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место.

Работы с повышенной опасностью должны выполняться в соответствии с нарядом-допуском на производство работ. Нарядом-допуском определяются содержание, место, время и условия производства работ с повышенной опасностью, необходимые меры безопасности (в том числе выдаваемые средства индивидуальной защиты), состав бригады и работники, ответственные за организацию и безопасное производство работ.

Наряд-допуск выдается на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ, но не более чем на 15 календарных дней со дня начала выполнения работ. Срок действия наряда-допуска может быть продлен (однократно) должностным лицом, выдавшим наряд-допуск, не более чем на 15 календарных дней. По истечении указанного срока должен выдаваться новый наряд-допуск.

В случае возникновения в процессе выполнения работ и (или) подготовки рабочего места вредных и (или) опасных производственных факторов, не предусмотренных нарядом-допуском, работы должны быть прекращены, наряд-допуск аннулирован. Работы возобновляются после выдачи нового наряда-допуска.

При совместном производстве нескольких видов работ, по которым требуется оформление наряда-допуска, допускается оформление единого наряда-допуска с включением в него требований по безопасному выполнению каждого из вида работ.

Порядок производства работ с повышенной опасностью, оформления наряда-допуска и обязанности уполномоченных работодателем должностных лиц, ответственных за организацию и безопасное производство работ, устанавливаются локальным нормативным актом работодателя.

Оформленные и выданные наряды-допуски учитываются в журнале, в котором отражаются следующие сведения:

1) название подразделения;

2) номер наряда-допуска;

3) дата выдачи наряда-допуска;

4) краткое описание работ по наряду-допуску;

5) срок, на который выдан наряд-допуск;

6) фамилии и инициалы должностных лиц, выдавших и получивших наряд-допуск, заверенные их подписями, с указанием даты подписания;

7) фамилия и инициалы должностного лица, получившего закрытый по выполнении работ наряд-допуск, заверенные его подписью, с указанием даты получения.

Закрытые по завершении работ наряды-допуски хранятся 1 год. Если при выполнении работ по нарядам-допускам имели место несчастные случаи на производстве, то эти наряды-допуски должны храниться вместе с материалами расследования указанных несчастных случаев.

Срок хранения журнала учета выдачи нарядов-допусков на производство работ с повышенной опасностью - 6 месяцев после внесения последней записи.

5.1.3 Пусконаладочные работы

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: подбираются полный комплект проектной и заводской документации, необходимых инструкций и программ испытаний, утвержденные уставки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. Производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организуется рабочее место, при этом подготавливаются необходимые испытательные устройства, измерительные приборы, инструменты и приспособления, паспорта-протоколы на все устройства налаживаемого присоединения, оформляется допуск к работе.

Чтобы ошибочно не подать напряжение на соседние панели и устройства, все кабели, подключенные к рядам зажимов проверяемой панели, должны быть отсоединены.

3. Внешний и внутренний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам.

4. Визуально и прозвонкой цепей проверяется правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов; место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре, выполняемых, как правило, силами эксплуатационного персонала.

При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надежность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Воздействуя рукой на реле, проверяют ход, перемещение и отсутствие затираний подвижных частей, наличие регламентированных люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов налаживаемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных 91 устройств. Измерение производят мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В (например, магнитоэлектрические или поляризованные реле) исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами (как, правило, мегомметром на напряжение 500 В).

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанными должно поддерживаться не менее 1 МОм (для цепей, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже – не менее 0,5 МОм). Испытание производится в течение 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок.

Особое внимание уделяется использованию рекомендуемой испытательной аппаратуры и источников ее питания, выбору схем проверки. Постоянный оперативный ток подается со строгим соблюдением полярности. Работа по проверке электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, по окончании которой производят сборку всех вторичных цепей данного при-

соединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе.

7. Измерение и испытание изоляции: производится в полностью собранной схеме при установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п. каждой группы электрически не связанных вторичных цепей.

Проверка взаимодействия элементов устройства: при напряжении оперативного тока, равном $0{,}8.U_{ном,}$ проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия производится в соответствии с принципиальной схемой, замыканием и размыканием вручную цепей контактов реле, при этом проверяется отсутствие обходных цепей, правильность работы схемы при переключении накладок, рубильников, испытательных блоков и т.д.

От проверочного устройства на испытуемое присоединений для этого подаются различные сочетания токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах восстанавливаются все связи с другими аппаратами и устройствами (особенно внимательно подключается аппаратура, находящаяся в работе). Комплексная проверка завершается опробованием действия на коммутационную аппаратуру и контролем взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты проверки оформляются соответствующей записью в журнале релейной защите, после чего работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска производиться не могут.

8. Подготовка устройства к включению в работу: перед включением производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты, в том числе и не проверенные рабочим током, вводятся в работу с действием на отключение, сразу

после включения производится проверка устройств под нагрузкой совместно наладочным персоналом и специалистами местных служб (оперативным персоналом). Данная проверка устройства под нагрузкой рабочим током и напряжением является окончательной, подтверждающей правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой тщательно осматривают и восстанавливают перемычки на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты делается соответствующая запись о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ограничителей перенапряжений (ОПН), стрежневых 93 и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов; металлические и железобетонные конструкции зданий находящиеся в соприкосновении с землей; свинцовые оболочки кабелей; заземлители опор воздушных линий электропередач; рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между ними.

Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм, полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм$^2$.

Количество заземлителей (уголков, стержней) определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение искусственных заземли-

телей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5 ÷ 0,7 м вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т.е. образуется сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Заземляющее устройство для электроустановок напряжением 35 кВ и выше выполняются из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперченном направлении и создающих заземляющую сетку.

В данной квалификационной работе в основной части был произведен расчет заземления на ПС «Варваровка» напряжением 220 кВ. (см. раздел 1).

**5.2 Экологичность**

Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека.

При техническом обслуживании и ремонте электроустановок ПС «Варваровка» должны соблюдаться требования экологической безопасности в части:

– исключение сбросов загрязняющих веществ в водные объекты и почву;

– сокращение образования отходов производства и обеспечения безопасного обращения с ними;

– предупреждения и ликвидация аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям.

При техническом обслуживании и ремонте ВЛ и ПС следует выполнять требования законодательных нормативов, а также санитарных норм и правил, регламентирующих уровень воздействия.

Для ПС «Варваровка» в период эксплуатации основными источниками вредных воздействий являются:

– аккумуляторные батареи (пары серной кислоты);

– батареи статических конденсаторов (с пропиткой трихлордефинила);

– 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 подстанции;

– замасленный щебень, замасленный силикагель, замасленные сточные воды;

– электромагнитные поля и шум;

– нарушение почвенного слоя;

– аварийные выбросы трансформаторного масла или его разливы при производстве ремонтов.

В соответствии с Федеральным Законом «Об охране окружающей среды» количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ в водные объекты, образование и размещение отходов не должно превышать предельно допустимых значений, установленных законодательствами, стандартами и санитарными нормами в области охраны окружающей среды (разрешение на выброс, сброс и лимиты на размещение). Напряженность электрического, магнитного, электростатического полей, а также электромагнитные помехи и шум не должны превышать предельно допустимых уровней.

При техническом обслуживании и ремонте электроустановок ПС «Варваровка» должен осуществляться контроль за:

– выбросами и сбросами загрязняющих веществ; - объемом воды, забираемом из водных источников;

– объемом воды, отводимом с территории ПС;

– обращением отходов, образовавшихся в процессе проведения технического обслуживания и ремонта.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо строго соблюдать нормативные документы и инструкции по эксплуатации оборудования, правила обращения с вредными веществами и др., хранить отходы и вредные вещества в специально отведенных для этого местах.

Еще один экологический аспект при эксплуатации электроустановок является гибель птиц на линиях электропередач и в открытых распределительных устройствах подстанций. Каждый год очень большое количество птиц гибнет в результате поражения электрическим током. Для предотвращения гибели птиц на линиях электропередач на опорах устанавливают специальные устройства, которые препятствуют посадке на них птиц.

На открытых распределительных устройствах подстанции «Варваровка» особую опасность для птиц представляют высоковольтные выводы силовых трансформаторов, линейные вводы в закрытые распределительные устройства и другие элементы оборудования. В данном случае, для предотвращения гибели птиц устанавливаются сетчатые ограждения, кожухи на элементы оборудования, где наиболее часто происходит гибель птиц.

В данной работе трансформаторов мощностью 40 МВА, поэтому необходимо рассчитать уровень шума, создаваемый ими. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 11 – Характеристики трансформатора

| Количество трансформаторов | Вид, система охлаждения | Типовая мощность трансф-ра, МВ.А | Класс напряжения, кВ | Тип территории |
|---|---|---|---|---|
| 2 | Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) | 40 | 220 | Территория в относительной дальности от жилых районов, учебных заведения и тд. |

Согласно /6/ определяется корректированный уровень звуковой мощности $L_{PA}$, дБ, для класса напряжения 220 кВ:

$L_{PA}$=96 Дб.

Так как на подстанции установлено два трансформатора, определяется суммарные уровни звуковой мощности:

$$L_{PA\Sigma} = 10 * \log(2 * 10^{0,1 * L_{PA}}), \quad (62)$$

$$L_{PA\Sigma} = 10 * \log(2 * 10^{0,1 * 91}) = 94,01 \text{ дБА}.$$

На территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять допустимый уровень шума ПДУ $L_a$= 45 дБ. Расстояние подстанции «Варваровка» до ближайшего жилого комплекса согласно топографическим данным 241 м. Минимальное расстояние до соответствующей территории составляет:

$$Rmin = \sqrt{\frac{10^{\frac{Lpa\Sigma - La}{10}}}{2 * \pi}}, \quad (63)$$

$$Rmin = \sqrt{\frac{10^{\frac{94,01 - 45}{10}}}{2 * \pi}},$$

$R_{min}$=112,595 м.

Данное расстояние допускает работу, следовательно санитарно-гигиенические требования выполняются. В связи с этим дополнительная разработка соответствующих мероприятия по снижению уровня шума не требуется.

### 5.3 Чрезвычайные ситуации

Технические мероприятия, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ, предусматривают:

– применение маслоприемников под реакторами с отводом масла в маслосборник;

– организацию возможного выброса (при авариях) масла из трансформаторов в зону, свободную от другого оборудования, за счет поворота «выхлопной» трубы;

– обеспечение обоснованных разрывов между отдельными техническими устройствами с целью уменьшения воздействий поражающих факторов при возможных авариях на близлежащих сооружениях и технических устройствах;

– применение аккумуляторных батарей закрытого (герметичного) исполнения;

– использование быстродействующих основных и резервных устройств релейной защиты и автоматики;

– использование устройств противоаварийной автоматики, в том числе локальных, устанавливаемых на реконструируемых подстанциях;

– установку устройств автоматического ограничения повышения напряжения в узлах сети и другие решения по предотвращению каскадного развития аварий в энергосистеме и, тем самым, обеспечение живучести энергосистемы.

На случай аварии, когда возникает риск попадания трансформаторного масла на грунт и в водные объекты, предусматриваются маслоприемники, выполненные в соответствии с требованиями ПУЭ (п.4.2.69). Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Из маслоприемника масло откачивается в передвижные герметичные емкости и транспортируется на лицензированное предприятие по переработке нефтесодержащих отходов.

Пожаротушение и противопожарное водоснабжение:

Существующая система противопожарного водоснабжения представляет собой комплекс сооружений для забора, хранения, транспортирования и подачи воды и включает насосную станцию с пожарными насосами и запорной арматурой, обеспечивающими необходимый напор и включение системы АУВП.

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации:

Защита автоматической системой пожарной сигнализации реконструируемых по данному титулу реакторов предусматривается от пожарных из вещателей, установленных на реакторах заводом изготовителем.

Автоматическое и дистанционное включение АУПТ реактора осуществляется после получения от его систем управления сигнала о снятии напряжения (отключения его выключателей). Прием прибором управления пожарным (не входит в реконструкцию по данному титулу) сигналов о срабатывании пожароопасных технологических защит допускается после проверки снятия напряжения, выполненной в алгоритмах работы систем управления или защитной автоматики реактора.

При местном пуске воды (в том числе и с применением ручной запорной арматуры) или при получении сигнала о неполном закрытии узлов управления прибор управления пожарный формирует соответствующий сигнал, передаваемый в систему управления реактором для отключения его выключателей со всех сторон.

Для обеспечения максимального быстродействия и надежности взаимная передача сигналов о срабатывании дифференциальной и газовой защит и сигналов о состоянии и срабатывании пожарной автоматики между защитной автоматикой реактора и прибором управления пожарным формируется пусковой импульс на узел управления или шкаф управления исполнительным электроприводом для подач огнетушащего вещества на реактор. Подключение сигнальных устройств обнаружения пожара – пожарных извещателей предусматривается подключение непосредственно к этому же пожарному прибору.

Первичные средства пожаротушения:

В соответствии с Правилами пожарной безопасности производственные и служебные здания, сооружения и помещения, а также открытые производственные площадки должны быть обеспечены необходимыми первичными средствами пожаротушения:

– все виды переносных и передвижных огнетушителей;

– оборудование пожарных щитов;

– ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

Чрезвычайные ситуации нередко становятся причиной гибели и страданий людей, уничтожения материальных ценностей, изменения окружающей природной среды, привычного уклада жизни. Анализ обстоятельств гибели людей в чрезвычайных ситуациях показывает, что многих жертв можно было бы избежать, если бы люди, оказавшиеся в очаге поражения, были обучены элементарным вопросам понимания опасности, которую несут поражающие факторы ЧС, умели бы объективно оценить эти факторы и могли бы найти правильное решение для собственной защиты.

Чрезвычайные ситуации, возникающие в результате стихийных бедствий, катастроф, сопровождаются разрушением зданий и сооружений, транспортных средств, инженерных коммуникаций, гибелью людей, уничтожением оборудования и материальных ценностей. Антропогенная деятельность человека, его бездумное вмешательство в природную среду вызвало рост и увеличение тяжести последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Ежегодно на территории Российской Федерации происходит около одной тысячи масштабных ситуаций, а в отдельные годы и больше, страдают десятки тысяч человек, а около 10% из числа пострадавших гибнет, наносится значительный материальный ущерб, исчисляемый десятками миллиардов рублей.

Поэтому вопросы предупреждения чрезвычайных ситуаций, сведение до минимума потерь, стали важнейшей составной частью общегосударственной политики. Важная роль в их решении принадлежит руководителям всех уров-

ней. От их способности сделать всё необходимое для предупреждения аварий, катастроф на своем объекте, создать необходимые условия для защиты персонала от поражающих факторов внутренних и внешних чрезвычайных ситуаций, быстрой ликвидации их последствий зависит безопасность людей, а порой их жизнь и здоровье, состояние среды, в которой они обитают.

Восстановительные работы в аварийных случаях, а также кратковременные, не терпящие отлагательства, работы по устранению таких неисправностей оборудования, которые могут привести к аварии, разрешается проводить без наряда с последующей записью в оперативный журнал:

1. Оперативному персоналу (в электроустановках выше 1000 В не менее чем двум лицам).

2. Ремонтному персоналу под наблюдением оперативного, если выписка и оформление наряда вызовут задержку ликвидации аварии.

3. Ремонтному персоналу под наблюдением и ответственностью обслуживающего данную электроустановку административно-техническому персоналу с группой не ниже 5 в электроустановках выше 1000 В, 4 - в электроустановках до 1000 В, в случае занятости оперативного персонала, а также отсутствии постоянного обслуживающего персонала.

При отсутствии на подстанции лиц из административного технического персонала, имеющих право выдачи наряда или распоряжения, это право на работу по предотвращению или ликвидации аварии предоставляется оперативному персоналу всех подстанций и ОВБ с группой не ниже 4.

Во всех случаях при работах должны быть выполнены все технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Участие оперативного персонала в ликвидации последствий аварии (непосредственное, путем наблюдения за работающими при работах без наряда) разрешается с ведома вышестоящего оперативного персонала.

При отсутствии связи с ним, такого разрешения не требуется.

При производстве в электроустановках предприятий всякого рода аварийных работ дежурными бригадами городских сетей или районных энергети-

ческих управлений, например измерений или испытаний аварийно поврежденных кабелей, необходимы выдача наряда и оформление допуска к работам в соответствии с требованиями ПТБ. В этих случаях для быстрейшей ликвидации аварии при отсутствии в данный момент на подстанции предприятия лиц, имеющих право выдачи наряда, выдавать его имеет право дежурный или оперативный ремонтный персонал предприятия по указанию лица, ответственного за электрохозяйство установки цеха предприятия.

Действия оперативного персонала в аварийной ситуации сводятся к следующему:

1. Сбор и систематизация поступившей информации.

2. Анализ собранной информации, опознание того, что произошло.

3. Составление плана ответных действий, принятие оперативного решения на основе имеющейся информации.

4. Реализация плана ответных действий и его корректировка в зависимости от наблюдений, накопления новой информации и реального хода ликвидации аварии.

В момент возникновения аварийной ситуации оперативному персоналу следует:

1. Прекратить воздействие звукового сигнала и записать время начала аварии

2. Установить место аварии (РУ, помещение, ячейку) по участковой сигнализации, сигнализации положения выключателей, показаниям КИП (контрольно – измерительные приборы).

3. Осмотреть световые табло на панели щита управления.

4. Привести в положение соответствия ключи управления (КУ) коммутационной аппаратурой, сигнальные лампы которых указывают на несоответствие положений аппарата и его ключей управления.

5. Сообщить диспетчеру в оперативном управлении (или ведении) которого находится оборудование, о возникновении аварийной ситуации, получить разрешение и осмотреть реле на панелях РЗА.

Сработавшие реле управления пометить мелом или другим способом, записать наименования сработавших выходных реле, после чего поднять флажок реле управления.

Когда информация будет получена, нужно произвести ее анализ, т.е. мысленно установить характер аварии и составить о ней общее представление: какое оборудование отключилось и какие участки остались без напряжения, какую опасность это представляет для персонала и оборудования, в какой мере нарушилось электроснабжение потребителей, как отражается авария на работе участков сети, энергосистеме. От того, насколько удалось персоналу охватить мыслью результаты анализа аварии, зависит успех ее ликвидации.

Составление плана ответных действий – один из важнейших навыков персонала. Хорошо составленный план действий должен отвечать трем основным требованиям:

1. Обеспечению безопасности персонала.

2. Сохранности оборудования.

3. Скорейшему восстановлению электроснабжения потребителей.

План не должен противоречить требованиям энергосистемы: его осуществление не должно препятствовать выпуску мощности станциями, ограничению перетоков мощности по линиям и через шины узловых подстанций.

При реализации плана все операции должны выполняться персоналом осознано, без нарушения установленного порядка переключений и правил безопасности, в то же время персонал должен проявлять быстроту ориентировки, расторопность. Существенным является прослеживание за восстановлением схемы подстанции, недопущение ошибок, которые могли бы привести к развитию аварии.

Под самостоятельными действиями персонала понимаются такие оперативные действия с оборудованием, которые выполняются персоналом в соответствии с инструкцией и без предварительного получения разрешения или распоряжения диспетчера, в случае угрозы для жизни людей, стихийных бедствий, угрозы повреждения и выхода из строя оборудования.

В этом случае нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером – нужно действовать в зависимости от обстоятельств, но сообщить диспетчеру о выполненных операциях при первой же возможности.

Диапазон самостоятельных действий не безграничен: он установлен инструкциями по ликвидации аварии.

Рассмотрим порядок организации работ при ликвидации аварий. Аварийная ситуация - это изменение в нормальной работе оборудования, создающее угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевыми нормативно-техническими документами.

Аварийный режим электроустановки - это работа неисправной электроустановки, при которой могут возникнуть опасные ситуации, приводящие к электротравмированию людей, взаимодействующих с электроустановкой.

Аварийный резерв мощности энергосистемы (аварийный резерв) - это резерв мощности, необходимый для восполнения аварийного понижения генерирующей мощности в энергосистеме (ГОСТ 21027—75).

Вопросы оперативной ликвидации аварий в электрической части энергосистем, как работающих изолированно, так и входящих в объединения, за исключением специальных вопросов ликвидации аварий в городских и сельских распределительных сетях рассматриваются в «Инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем», утвержденной приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 289.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по ее локализации и ликвидации, обеспечивает безопасность людей и сохранность оборудования.

Все переключения в электроустановках производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями энергопредприятия с обязательным применением всех необходимых защитных средств.

Оперативный персонал контролирует работу автоматики и, убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит

оперативный персонал не вмешивается; только при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

О каждой операции по ликвидации аварии докладывают вышестоящему оперативному персоналу. Руководство энергосистемы, электростанции извещается о произошедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять незамедлительно.

При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера выполняются немедленно, за исключением тех распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному персоналу ошибочным, оперативный персонал указывает на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения персонал его выполняет.

В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

Начальник смены электростанции срочно информирует диспетчера энергосистемы о возникновении аварии.

Во время ликвидации аварии находящийся на дежурстве персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно — к его отключению. Уходя, дежурный персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу.

Рабочее место оставляют:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования;
- по распоряжению работника, руководящего ликвидацией аварии.

Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производится; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии. При аварии, для ликвидации которой требуется длительное время, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

В инструкции предприятия указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, которые самостоятельно не выполняются.

Оперативный персонал, независимо от присутствия лиц административно-технического персонала, как правило, принимает решения единолично, осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима оборудования и ликвидации аварии.

Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии и до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

По окончании ликвидации аварии лицо, руководящее ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

При ликвидации аварии производятся необходимые операции с устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики в соответствии с дей-

ствующими нормативными документами и указаниями органов диспетчерского управления энергосистемы.

При выполнении самостоятельных действий по ликвидации аварии оперативный персонал электростанций и ПС руководствуется следующим:

– при подаче напряжения на обесточенные участки электрической сети и РУ напряжением 110 кВ и выше проверяет наличие заземленной нейтрали со стороны питания (то же относится и к КЛ 35 кВ, работающим с глухим заземлением нейтрали);

– при опробовании напряжением отключившегося оборудования немедленно вручную отключает выключатели при включении их на КЗ и отказе защиты или при неполнофазном включении;

– при опробовании напряжением отключившихся линий предварительно отключает устройство АПВ, если оно не выводится из действия автоматически, и производит необходимые переключения в устройствах противоаварийной автоматики;

– при опробовании напряжением отключившихся линий 330 кВ и выше и длиной более 200 км подготавливает режим сети по напряжению. Такая подготовка объясняется возможным значительным повышением напряжения выше допустимого на ПС, с которой производится опробование, особенно на другом конце линии.

При ликвидации аварии напряжение на шины обесточившейся электростанции подается в первую очередь.

Отключившееся во время аварии оборудование включается после анализа действия отключивших его защит.

В аварийных ситуациях оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствии бригады до полного окончания работ при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех

членов бригады о том, что электроустановка включена и возобновление работ запрещается.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

– произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

– на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты; проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

– установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

– вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Отключения. При подготовке рабочего места должны быть отключены: токоведущие части, на которых будут производиться работы; неогражденные токоведущие части, к которым возможно случайное приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин на расстояние, цепи управления и питания приводов, закрыт воздух в системах управления коммутационными аппаратами, снят завод с пружин и грузов у приводов выключателей и разъединителей.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв может быть создан отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом) с

выкатными элементами, и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов, а также в элегазовых КРУЭ напряжением 110 кВ и выше.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделенным для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации.

После отключения выключателей, разъединителей (отделителей) и выключателей нагрузки с ручным управлением необходимо визуально убедиться в их отключении и отсутствии шунтирующих перемычек.

В электроустановках напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

– у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок (в электроустановках напряжением 6–10 кВ с однополюсными разъединителями вместо механического замка допускается надевать на ножи диэлектрические колпаки);

– у разъединителей, управляемых оперативной штангой, стационарные ограждения должны быть заперты на механический замок;

– у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления, а у пневматических приводов, кроме того, на подводящем трубопроводе сжатого воздуха должна быть закрыта и заперта на механический замок задвижка и выпущен сжатый воздух, при этом спускные клапаны должны быть оставлены в открытом положении;

– у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;

– должны быть вывешены запрещающие плакаты.

В электроустановках напряжением до 1000 В со всех токоведущих частей, на которых будет проводиться работа, напряжение должно быть снято отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей – снятием последних. При отсутствии в схеме предохранителей предотвращение ошибочного включения коммутационных аппаратов должно быть обеспечено такими мерами, как запирание рукояток или дверец шкафа, закрытие кнопок, установка между контактами коммутационного аппарата изолирующих накладок и др. При снятии напряжения коммутационным аппаратом с дистанционным управлением необходимо разомкнуть вторичную цепь включающей катушки.

Перечисленные меры могут быть заменены расшиновкой или отсоединением кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором должны проводиться работы.

Необходимо вывесить запрещающие плакаты.

Отключенное положение коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В с недоступными для осмотра контактами определяется проверкой отсутствия напряжения на их зажимах либо на отходящих шинах, проводах или зажимах оборудования, включаемого этими коммутационными аппаратами.

Вывешивание запрещающих плакатов на приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей, рубильников, автоматов) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты "Не включать! Работают люди".

У однополюсных разъединителей плакаты вывешиваются на приводе каждого полюса, у разъединителей, управляемых оперативной штангой, – на ограждениях. На задвижках, закрывающих доступ воздуха в пневматические приводы разъединителей, вывешивается плакат "Не открывать! Работают люди".

На присоединениях напряжением до 1000 В, не имеющих коммутационных аппаратов, плакат "Не включать! Работают люди" должен быть вывешен у снятых предохранителей.

Плакаты должны быть вывешены на ключах и кнопках дистанционного и местного управления, а также на автоматах или у места снятых предохранителей цепей управления и силовых цепей питания приводов коммутационных аппаратов.

На приводах разъединителей, которыми отключена для работ ВЛ или КЛ, независимо от числа работающих бригад, вывешивается один плакат "Не включать! Работа на линии". Этот плакат вывешивается и снимается по указанию оперативного персонала, ведущего учет числа работающих на линии бригад.

Устанавливать заземления на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения.

Переносное заземление сначала нужно присоединить к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, установить на токоведущие части.

Снимать переносное заземление необходимо в обратной последовательности: сначала снять его с токоведущих частей, а затем отсоединить от заземляющего устройства.

Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземляться должны токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление.

Заземленные токоведущие части должны быть отделены от токоведущих частей, находящихся под напряжением, видимым разрывом.

В электроустановках напряжением до 1000 В операции по установке и снятию заземлений разрешается выполнять одному работнику, имеющему группу III, из числа оперативного персонала.

В электроустановках напряжением выше 1000 В устанавливать переносные заземления должны два работника: один – имеющий группу IV (из числа оперативного персонала), другой – имеющий группу III; работник, имеющий группу III, может быть из числа ремонтного персонала, а при заземлении присоединений потребителей – из персонала потребителей. На удаленных подстанциях по разрешению административно-технического или оперативного персонала при установке заземлений в основной схеме разрешается работа второго работника, имеющего группу III, из числа персонала потребителей; включать заземляющие ножи может один работник, имеющий группу IV, из числа оперативного персонала.

Отключать заземляющие ножи и снимать переносные заземления единолично может работник из числа оперативного персонала, имеющий группу III.

ВЛ напряжением выше 1000 В должны быть заземлены во всех РУ и у секционирующих коммутационных аппаратов, где отключена линия. Допускается:

– ВЛ напряжением 35 кВ и выше с ответвлениями не заземлять на подстанциях, подключенных к этим ответвлениям, при условии, что ВЛ заземлена с двух сторон, а на этих подстанциях заземления установлены за отключенными линейными разъединителями;

– ВЛ напряжением 6–20 кВ заземлять только в одном РУ или у одного секционирующего аппарата либо на ближайшей к РУ или секционирующему аппарату опоре.

В остальных РУ этого напряжения и у секционирующих аппаратов, где ВЛ отключена, допускается ее не заземлять при условии, что на ВЛ будут установлены заземления между рабочим местом и этим РУ или секционирующими аппаратами. На ВЛ указанные заземления следует устанавливать на опорах, имеющих заземляющие устройства.

На ВЛ напряжением до 1000 В достаточно установить заземление только на рабочем месте.

На одноцепных ВЛ заземление на рабочих местах необходимо устанавливать на опоре, на которой ведется работа, или на соседней. Допускается установка заземлений с двух сторон участка ВЛ, на котором работает бригада, при условии, что расстояние между заземлениями не превышает 2 км.

На ВЛ, отключенных для ремонта, устанавливать, а затем снимать переносные заземления и включать имеющиеся на опорах заземляющие ножи должны работники из числа оперативного персонала: один, имеющий группу IV (на ВЛ напряжением выше 1000 В) или группу III (на ВЛ напряжением до 1000 В), второй – имеющий группу III. Допускается использование второго работника, имеющего группу III, из числа ремонтного персонала, а на ВЛ, питающих потребителя, – из числа персонала потребителя.

Отключать заземляющие ножи разрешается одному работнику, имеющему группу III, из числа оперативного персонала.

На рабочих местах на ВЛ устанавливать переносные заземления может производитель работ с членом бригады, имеющим группу III. Снимать эти переносные заземления могут по указанию производителя работ два члена бригады, имеющие группу III.

Ограждение рабочего места, вывешивание плакатов. В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны и т. п., изготовленные из изоляционных материалов.

При установке временных ограждений без снятия напряжения расстояние от них до токоведущих частей должно быть не менее указанного в табл. 4. В

электроустановках напряжением 6–10 кВ это расстояние может быть уменьшено до 0,35 м.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи "Стой! Напряжение" или укреплены соответствующие плакаты.

В электроустановках напряжением до 20 кВ в тех случаях, когда нельзя оградить токоведущие части щитами, допускается применение изолирующих накладок, помещаемых между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями (например, между контактами отключенного разъединителя). Эти накладки могут касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Устанавливать и снимать изолирующие накладки должны два работника, имеющие группы IV и III. Старший из них должен быть из числа оперативного персонала. При операциях с накладками следует использовать диэлектрические перчатки, изолирующую штангу (клещи).

На ограждениях камер, шкафах и панелях, граничащих с рабочим местом, должны быть вывешены плакаты "Стой! Напряжение".

В ОРУ при работах, проводимых с земли, и на оборудовании, установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место должно быть ограждено (с оставлением проезда, прохода) канатом, веревкой или шнуром из растительных либо синтетических волокон с вывешенными на них плакатами "Стой! Напряжение", обращенными внутрь огражденного пространства.

В ОРУ на участках конструкций, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участкам, находящимся под напряжением, должны быть установлены хорошо видимые плакаты "Стой! Напряжение". Эти плакаты может устанавливать работник, имеющий группу III, из числа ремонтного персонала под руководством допускающего.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат "Не влезай! Убьет".

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат "Влезать здесь!".

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат "Работать здесь". Не допускается убирать или переставлять до полного окончания работы плакаты и ограждения, установленные при подготовке рабочих мест допускающим, кроме случаев, оговоренных в графе "Особые указания" наряда.

Оперативное обслуживание электроустановки – комплекс работ по ведению требуемого режима работы электроустановки; производству переключений, осмотров оборудования; подготовке к производству ремонта (подготовке рабочего места, допуску); техническому обслуживанию оборудования, предусмотренному должностными и производственными инструкциями оперативного персонала.

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене – группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III. 73 Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяются руководителем организации или структурного подразделения и закрепляются соответствующим распоряжением.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала. В электроустановках, не имеющих местного опера-

тивного персонала, ключи могут быть на учете у административнотехнического персонала.

Ключи должны быть пронумерованы и храниться в запираемом ящике. Один комплект должен быть запасным.

Ключи должны выдаваться под расписку:

– работникам, имеющим право единоличного осмотра (в том числе оперативному персоналу) – от всех помещений;

– при допуске по наряду-допуску – допускающему из числа оперативного персонала, ответственному руководителю и производителю работ, наблюдающему – от помещений, в которых предстоит работать.

Ключи подлежат возврату ежедневно по окончании осмотра или работы. Выдача и возврат ключей должны учитываться в специальном журнале произвольной формы или в оперативном журнале.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция системы релейной защиты и автоматики Подстанции «Варваровка» напряжением 220 кВ, в связи с обновлением технологической части. Результатом выполнения является возможность практическое применение текущих решений на действующем объекте.

Целью реконструкции была необходимость повышения надежности и перехода подстанции на современные аппараты защит, что позволит увеличить чувствительность и снизить количество аварийных событий.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

1. дана характеристика и приведены в таблице все данные установленного оборудования (исходные);

2. рассчитаны токи короткого замыкания, необходимые для монтажа и выставления соответствующих уставок микропроцессорного терминала, а также устройств автоматики;

3. произведен выбор защит трансформаторов на подстанции;

4. выполнен выбор защит ошиновки;

5. выбрана сетевая автоматика на подстанции;

6. произведен расчет молниезащиты подстанции с расстановкой молниеотводов;

7. рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции релейной защиты.

8. были приняты необходимые меры электро- и пожаробезопасности.

# БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Автоматика энергосистем [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб. работам для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - 2-е изд., испр.. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 76 с (дата обращения 04.04.2023).

2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.

3 Беляков, Ю.П. Релейная зашита и автоматика электрических систем: Учебное пособие / Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. – 132 с.

4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

5 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

6 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

7 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун- та, 2017. - 168 с.

8 Защита трансформаторов от перегрузки. Устройства релейной защиты и автоматики и их эксплуатация [Электронный ресурс]. URL: http://leg.co.ua/arhiv/rzaia/ustroystva-releynoy-zaschity-i-avtomatiki-i-iheksplуataciya-14.html (дата обращения 04.05.2023).

9 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

10 Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений / Э.А. Киреева. – М.: КноРус, 2017. – 272 с.

11 Материалы преддипломной практики

12 Методические указания по расчету уставок защит подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА».– ОАО «ФСК ЕЭС»; – Чебоксары, 2009.

13 Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / под ред. А.Ф. Дьякова, Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 245 с.

14 Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч. 3: Терминалы НПП "Экра" / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Издво Амур. гос. ун- та, 2017. - 26 с.

15 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т3». Руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

16 МЭК 255-22-1-88 «Испытания на воздействие электрических полей для измерительных реле и аппаратуры защиты. Часть 1. Испытания на воздействие импульсных помех при частоте 1 МГц».

17 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.

18 Основы электротехники, микроэлектроники и управления / Ю. А. Комиссаров, Л. С. Гордеев, Д. П. Вент, Г. И. Бабокин. – М.: Издательство Юрайт, 2023. – 607 с.

19 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго (ред 2023).

20 Правила устройства электроустановок. Раздел Ш. Защита и автоматика. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://rukipro.ru/doc/pue.html. – 10.04.2023.

21 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

22 Релейная защита и автоматика в электрических сетях / под редакцией В. В. Дрозд. — Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. — 632 с. — ISBN 978-5-904098-21-6. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: https:// www.iprbookshop.ru/22702.html (дата обращения: 16.04.2023).

23 СП 42.13330.2016. Инженерная инфраструктура, защита от шума.

24 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. − М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

25 ТДТН-40000/220-У1 – Тольяттинский трансформатор [Электронный ресурс]. URL: http://silovoytransformator.ru/220-kv-i-vyshe/tdtn-40000-220-u1.htm (дата обращения 09.04.2023).

26 Трансформаторы тока. Номинальный первичный ток. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://transformatory-toka.ru/nominalnyj-pervichnyj-tok.html. – 21.04.2023.

27 Цифровая релейная защита / Шнеерсон Э.М. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

28 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. М: Энергоатомиздат, 1985.- 296 с.

29 Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

30 Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебное пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев, Д. П. Перехватов. — Красноярск : СФУ, 2012. — 68 с. — ISBN 978-7638-2555-8. — Текст : электронный // Лань : электронно- библиотечная система. — URL: https:// e.lanbook.com/ book/45692 (дата обращения: 10.04.2023).